

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Ecole Supérieure en Génie Electrique et Energétique d'Oran ESG2EO



Département de Génie Électrique

Polycopié
Cours UEF - ELTF 214 intitulé

Analyse des réseaux de transport et de distribution I

Dr. MERAHI Amir

Maître de conférences classe B



2018 / 2019

Avant-propos

Habituellement, le transport de l'énergie électrique ne suscite pas le même intérêt que sa production et son utilisation, de sorte qu'on a souvent tendance à négliger l'étude de ce sujet important. Pourtant, les investissements humains et matériels affectés au transport dépassent largement les investissements consacrés au secteur de la production. On sait que le transport de l'énergie électrique se fait sur des conducteurs tels que les lignes aériennes, les câbles souterrains ou le simple fil de raccordement sortant d'un téléviseur. Malgré leur simplicité apparente, ces conducteurs cachent des propriétés importantes qui influent grandement sur le transport de l'énergie électrique.

Cet ouvrage constitue un recueil enrichi et détaillé de l'ensemble des parties importantes caractérisant un réseau électrique et sa gestion dynamique dans l'intérêt d'assurer sa stabilité. Ce document est le fruit de plusieurs années de travail et de pratique pédagogique dédiée aux étudiants de quatrième année génie électrique. Cette contribution apportera complément au besoin de la formation des ingénieurs spécialisés.

Information sur le cours

Public cible	: 4eme année formation ingénieurs, spécialité Génie Electrique, option R.E et M.E
Intitulé du cours	: Analyse des réseaux de transport et de distribution I
Unité d'Enseignement	: Fondamentale
Crédit	: 04
Coefficient	: 04
Horaire (cours)	: Dimanche: 14h00 - 15h30 / Durée : 15 semaines par semestre.
Horaire (TD)	: Mercredi: 09h30 -11h00 / Durée : 15 semaines par semestre
Enseignants	: Cours / Travaux dirigés : Dr. MERAHI Amir
Contact	: par mail au : merahi.amir.esgee@gmail.com
Disponibilité	: Au laboratoire GERETHT : Dimanche, Mercredi de 11h00 -12h30

Prérequis

Lois fondamentales d'électrotechnique (Loi d'Ohm, les lois de Kirchhoff....etc), Analyse des circuits électriques à courant alternatif, calcul complexe, système monophasé et triphasé

Objectifs

L'objectif de ce module est de former l'étudiant dans la description et l'analyse des réseaux électriques de hautes tensions et leur opérabilité Les objectifs des six chapitres sont les suivants

- Décrire et classifier des réseaux électriques
- Tracer les schémas équivalents des lignes de transmission électrique
- Calculer les paramètres et simuler les lignes de transmission électrique
- Calculer et mesurer la puissance
- Déduire et éventuellement compenser facteur de puissance
- Calculer les défauts symétriques et asymétriques d'un réseau de transmission

Nous espérons que ce livre, à travers son contenu enrichi de concepts et son utilisation de nombreux exemples et figures pratiques, pourra au mieux amené l'étudiant à développer ses compétences en terme ingénieur en réseaux électrique.

Tables des matières

<i>Avant-propos</i>	2
<i>Information sur le cours</i>	3
<i>Prérequis</i>	3
<i>Objectifs</i>	3
<i>Introduction Général</i>	7
<i>Chapitre I. Généralités sur les Réseaux de transport d'énergie électrique</i>	9
<i>I.1.Introduction</i>	9
I.2.Hiérarchisation du réseau électrique	10
I.2.1. Réseaux de transport et d'interconnexion	10
I.2.2. Réseaux de répartition :	12
I.2.3. Réseaux de distribution :	12
I.3.Topologies des réseaux électriques	14
I.3.1. Le réseau de transport	14
I.3.2. Le réseau de répartition	16
I.3.3. Le réseau de distribution	16
I.4.Nature de la tension de fonctionnement du réseau électrique	17
I.4.1. Pourquoi un transport triphasé ?	17
I.4.2. Pourquoi un transport triphasé haute tension ?	18
I.4.3. Nature de la tension, comparaison continu / alternatif	19
<i>Chapitre II. Structure et constitution du réseau de transport de l'énergie électrique</i>	21
<i>II.2. Constitution du réseau de transport</i>	21
II.2.1. Poste de transformation	21
II.2.2. Ligne électrique	23
II.2.2.1. Les lignes aériennes	23
II.2.2.2. Les lignes souterraines (câbles isolés)	30
II.2.3. Comparaison ligne aérienne et câble souterrain :	34
II.2.3.1. En regard avec la planification	34
II.2.3.2. Environnement	34
II.2.3.3. Aspects techniques.....	35
II.2.3.4. Aspects de coûts	36
<i>Chapitre III. Calcul des paramètres R-L-C de la ligne de de transport à haute tension</i>	37
<i>III.1. Introduction</i>	37
<i>III.2. Résistance d'une ligne de transmission</i>	38
<i>III.3. Inductance d'une ligne de transmission</i>	38
III.3.1. Inductances d'un seul conducteur	39
III.3.1.1. Inductance interne	39
III.3.1.2. Inductance externe (Flux de liaison extérieur du fils)	40
III.3.2. Inductance des lignes monophasées	41
III.3.2.1. Flux de liaison en termes d'inductances propre et mutuelle.....	42
III.3.3. Inductance d'une ligne de transport triphasée	43
III.3.3.1. Arrangement symétrique de la ligne.....	43
III.3.3.2. Arrangement asymétrique	44
III.3.4.Inductance des conducteurs composés	47
III.3.4.1. GMR des conducteurs en faisceaux	49
III.3.4.2 Inductance de ligne triphasée a doublé circuit.....	50

<i>III.4. Capacitance d'une ligne de transmission électrique</i>	51
III.4.1. Capacitance d'un seul conducteur solide	51
III.4.2. Capacitance d'une ligne monophasée à deux conducteurs.....	52
III.4.3. Capacitance d'une ligne triphasée	54
III.4.4. Capacité des conducteurs de faisceaux écroués	55
<i>III.5. Champ électrique des lignes de transport d'énergie</i>	57
<i>III.6. Champ magnétique des lignes de transport d'énergie</i>	58
<i>III.7. Comportement des conducteurs</i>	58
III.7.1. L'effet de peau.....	58
III.7.2. L'effet de proximité.....	59
III.7.3. L'effet couronne	60
<i>III.8. Perturbations électromagnétique dans un réseau électrique</i>	60
III.8.1. Notion de la compatibilité électromagnétique	60
III.8.2. Décomposition d'un problème de compatibilité électromagnétique	61
III.8.3. Action des champs perturbateurs sur les êtres vivants	62
III.8.3.1. Interaction des champs EBF avec la matière vivante	62
III.8.3.2. Induction de courant	63
III.8.3.3. Effets des champs sur les êtres vivants.....	63
III.8.3.4. Limites admissibles du champ électromagnétique	66
<i>Chapitre IV. Performance de la ligne de transport d'énergie électrique</i>	67
<i>IV.2 Paramètres ABCD</i>	67
<i>IV.3. Approximation De La Ligne Courte</i>	68
<i>IV.4. Approximation De La Ligne Moyenne</i>	69
IV.4.1.Représentation nominale π	69
IV.4.2. Représentation nominale T.....	70
<i>IV.5. Modèle À Longue Ligne</i>	71
IV.5.1.Représentation équivalente π d'une longue ligne.....	74
IV.5.2. Caractérisation D'une Ligne Longue Sans Perte	76
<i>IV.6. Caractéristiques De Tension Et De Courant D'un Système Smib</i>	77
<i>IV.7. Tension Moyenne Et Courant Des Lignes Chargées</i>	79
<i>IV.8. Puissance Dans Une Ligne Sans Perte</i>	81
<i>Chapitre V. Compensation de l'énergie réactive dans le réseau de transport</i>	85
<i>V.1. Introduction</i>	85
<i>V.2. Phénomènes perturbateurs de QEE</i>	85
<i>V.3. Energies active, réactive, apparente</i>	87
V.3.1. Composantes active et réactive du courant.....	88
V.3.2. Composantes active et réactive de la puissance	88
V.3.3. La problématique de l'énergie réactive en milieu industriel	89
V.3.4. Principe de la compensation	89
Détermination des condensateurs de compensation	90
Choix de la localisation	91
V.3.5. Sens physique de la « puissance imaginaire »	92
V.3.6. Le théorème de Boucherot.....	93
<i>V.4. Puissance transmise par une ligne électrique</i>	93
V.4.1. Puissance maximal transmise dans une ligne	94
V.4.2. Chute de tension	96

V.4.3. Pertes actives	97
V.5. La compensation.....	97
V.5.1. Principe de la compensation shunts.....	98
V.5.2. Principe de la compensation séries.....	99
V.5.3. Principe de la compensation par déphasage	100
V.6. Moyens de compensation réactive	101
V.6.1 Compensateurs synchrones	101
V.6.2 Bancs de condensateurs	101
V.6.3 Compensateurs statiques de puissance réactive.....	102
V.6.3.1 Les systèmes de transmission flexibles en courant.....	102
V.6.3.2. Structure des Principaux Dispositifs FACTS:	104
Chapitre VI. Calcul des courants de court-circuit dans les lignes de transport à l'aide des composantes symétriques	112
VI.1. Introduction	112
VI.2. Les défauts électriques	112
VI.2.1. Caractéristiques des défauts monophasés.....	113
VI.2.2. Les effets des défauts	113
VI.3. Elimination des défauts	114
VI.4. Les composantes symétriques.....	115
VI.4.1. Transformation des composantes symétriques.....	116
VI.4.2 Puissance active et réactive	118
VI.4.3 Transformation Orthogonale.....	120
VI.4.4 Circuits De Séquence Pour Charges.....	120
VI.4.5 Circuits De Séquence Symétriques Pour Ligne De Transmission.....	123
VI.5. Méthode de calcul des régimes déséquilibrés	125
VI.5.1 Principe de superposition	125
VI.5.2 Méthode de résolution pratique.....	126
VI.5.2.1. Défaut phase-terre (dit défaut homopolaire)	126
VI.5.2.2. Défaut biphasé terre	128
VI.5.2.3. Défaut triphasé	129
VI.5.2.4. Réseau à charge déséquilibrée.....	130
VI.5.2.5. Réseau avec ouverture d'une phase	131
Séries d'exercices	133
Correction de séries d'exercices.....	138
Références bibliographiques.....	149

Introduction Général

L'évolution rapide de la technologie, les réseaux d'énergie électrique devient de plus en plus complexes. Les lignes de transmission sont un lien vital dans les systèmes de transmission de puissance. Les transitoires issus des lignes (court-circuit, foudre...) ou proviennent de l'équipement de sous-station (les opérations de commutation) se propage d'une partie du système d'alimentation à une autre au travers des conducteurs.

Les centrales de production d'énergie électrique sont fréquemment situées à de grandes distances des lieux de consommation. Cet état de fait se présente dans le cas où :

- Les sources d'énergie primaire sont intransportables du site à la centrale (énergie hydraulique, énergie solaire, énergie géothermique, énergie éolienne, énergie des mers, etc.)
- La taille et l'environnement des centrales rend impossible leur implantation à proximité des centres de consommation à forte densité de population (énergie nucléaire, énergie solaire, etc.)

Dans ces conditions, on a recourt au transport de l'énergie électrique à moyenne (20 - 100 km) et grande distance (100 – 1000 km). Les alternateurs génèrent des tensions entre 12 et 20 kV. Des transfos élèvent ces tensions à des niveaux beaucoup plus importants entre 220 et 735 kV pour les lignes de transmission qui l'acheminement vers les centres d'utilisation. Près des grands centres, la tension est baissée d'abord à environ 110 kV et l'énergie transportée à ce niveau de tension à des postes de distribution où la tension est alors diminuée à 25 kV. C'est ce niveau de tension qui se trouvent dans les rues et qui alimente les transformateurs de distribution qui baissent la tension à par exemple 120/240 V pour les abonnés résidentiels

Comme les centres de production sont généralement éloignés des centres de consommation, la transmission et la distribution établissent un lien entre elles. Quelques soit la source de production de l'énergie, les mêmes exigences de base sont requises :

- la puissance transmise doit être économique,
- les risques d'apparition de défaut doivent être minimales,
- la qualité de la puissance transmise doit être élevée

La modélisation correcte des lignes détermine la précision avec laquelle les formes d'ondes calculées appliquées à l'équipement de sous-station correspondent aux conditions réelles du système. D'où l'intérêt de calculer les paramètres dans une précision acceptable. Il existe quatre paramètres principaux pour la modélisation des lignes: la résistance longitudinale et l'inductance, capacitance transversale et conductance. La résistance et l'inductance sont plus sensibles à la variation de la fréquence.

Par construction, les systèmes de production, transport et utilisation d'énergie électriques sont équilibrés symétriques, et les f.e.m. triphasés équilibrées directes (on peut admettre une situation statiquement équilibrée des petites charges monophasées). Cependant, il y a certaines situations qui peuvent le déséquilibrer.

Les dissymétries possibles proviennent :

- de grosses charges monophasés,
- de défaut dans le réseau (coupure, court-circuit entre phases ou entre phase et terre),

Pour protéger les systèmes contre de telle situations, on doit prévoir des dispositifs de protections tel que le fusibles, les disjoncteurs. Pour cela et aussi pour d'autres raisons, il est nécessaire de calculer les courants et tensions du système dans de tel situation de déséquilibre. Un tel système (déséquilibré) peut être transformé en trois systèmes équilibrés : ces composantes sont appelés 'composantes symétriques'. L'on peut transformer un système déséquilibré quelconque en composantes symétriques.

Les points exposés dans cette introduction seront traités de manière détaillée dans cet ouvrage comme suit :

- 1-Définir et structuré le réseau de transport et de distribution.
- 2- Calcul des paramètres caractérisant les lignes de transport à haute tension
- 3- modélisé et évaluer les performances des lignes de transmission.
- 4- Compensation de l'énergie réactive dans le réseau de transport.
- 5- Calcul des défauts électriques que peuvent survenir dans un réseau afin de protéger ce dernier.

Chapitre I. Généralités sur les Réseaux de transport d'énergie électrique

I.1.Introduction

Le réseau électrique est un système complexe comprenant la production, la transmission, la distribution et la consommation d'énergie électrique. Dans le but d'en faire une étude, la compréhension de ses éléments et de la modélisation de ces éléments est primordiale. De plus, il est nécessaire de connaître la façon de recueillir les informations pertinentes à l'élaboration des modèles des éléments du réseau électrique. Plusieurs méthodes de modélisation des éléments d'un réseau électrique sont présentées dans la littérature dépendant du type d'analyse requise. La simplification des modèles, lorsque possible, sera un atout certain lors de la simulation d'un tel système en permettant d'évaluer les phénomènes à étudier tout en requérant un temps de calcul raisonnable.

Dans cette section, les types de réseaux de même que certains types de modélisation seront présentés. De plus, les équations rattachées aux différents modèles, des exemples de calcul, lorsque cela sera possible, et les sources permettant de trouver les différents paramètres des modèles seront discutés.

L'avenir et l'extension du réseau de transport de l'énergie électrique actuel se trouve confronté à un nouveau défi : l'introduction d'un nouveau palier de tension qui est celui du 400 kV. En effet, la distance entre les centres de production et de consommation de l'énergie électrique ainsi que la puissance à transporter par les lignes augmentent à un degré tel que le niveau de la très haute tension actuelle 220 kV sera insuffisante et inadéquate. Pour pallier ce problème on a recours impératif aux lignes à extra haute tension fonctionnant sous 400 kV et plus en courant alternatif. Pour le réseau de transport d'énergie électrique algérien le recours à ce niveau de tension est d'une nécessité absolue pour la réalisation et le développement des interconnexions internationales qui contribueront au renforcement de la stabilité du réseau et la mise en oeuvre de la boucle électrique autour de la méditerranée. L'importance stratégique de ces ouvrages 400 kV impose des critères sévères en matière d'études, de management de projet, de capacité de réalisation et de références réelles dans le domaine.

A cet effet le fonctionnement et l'exploitation des longues lignes de transport 400 kV et plus nécessitent impérativement des techniques d'étude, un savoir-faire et des mesures bien spécifiques à envisager dans le but d'une conduite saine, rentable et performante.

Le transport de l'énergie à très haute tension crée des problèmes particuliers qui nécessitent l'installation d'énormes appareils de compensation pour maintenir une tension constante et pour garantir la stabilité du réseau électrique. Citons les compensateurs statiques, les compensateurs synchrones. Leur capacité se mesure toujours en méga vars est généralement variable afin que la puissance réactive absorbée par les inductances, ou débitée par les capacitances, puisse suivre les exigences du réseau. Afin d'apprécier l'ordre de grandeur des puissances requises et pour mieux comprendre la raison d'être de ces réseaux, considérons une ligne triphasée fonctionnant à 400 kV, 50 Hz ayant une longueur de 320 km.

En Algérie, ce service est assuré par la SONELGAZ qui est une société nationalisée à cet effet, SONELGAZ à une triple mission :

- Produire l'énergie dans des centrales thermiques.
- Transporter cette énergie par des lignes à haute tension (HT) ou à très haute tension (THT).
- Distribuer cette énergie aux usagers

I.2. Hiérarchisation du réseau électrique

Pour que l'énergie électrique soit utilisable, le réseau de transport et de distribution doit satisfaire les exigences suivantes :

- Assurer au client la puissance dont il a besoin.
- Fournir une tension stable dont les variations n'excèdent pas $\pm 10\%$ de la tension nominale.
- Fournir une fréquence stable dont les variations n'excèdent pas $\pm 0,1$ Hz.
- Fournir l'énergie à un prix acceptable.
- Maintenir des normes de sécurité rigoureuses.
- Veiller à la protection de l'environnement.

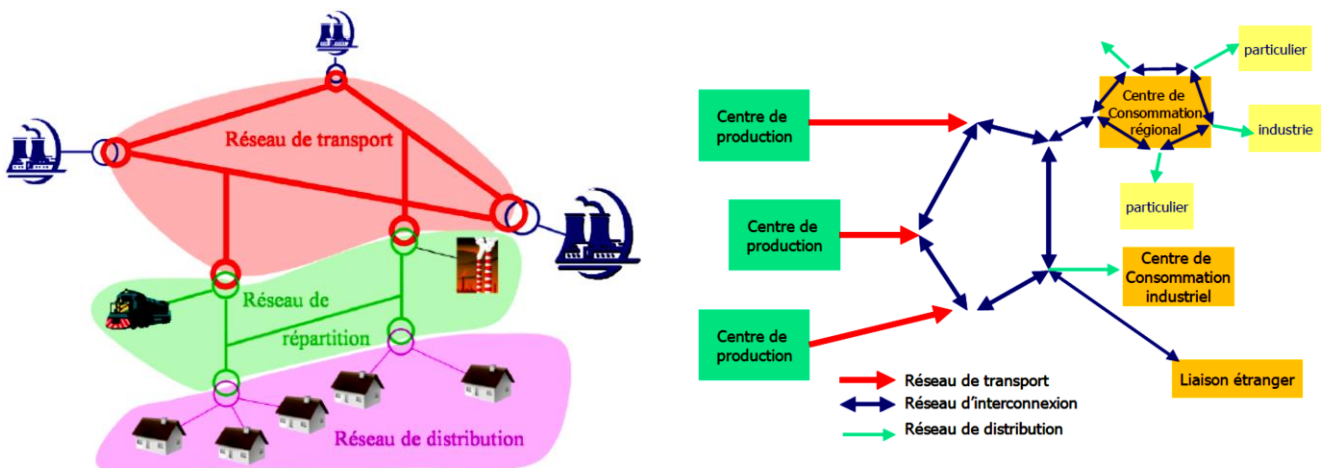


Figure I.1 : Structure général d'un réseau électrique.

Les réseaux électriques sont partagés en trois types :

I.2.1. Réseaux de transport et d'interconnexion

Le besoin croissant de nouvelles capacités d'interconnexions L'interconnexion des réseaux de transport d'électricité permet aux systèmes électriques d'échanger de l'énergie entre eux. Ces échanges sont bénéfiques à triple titre.

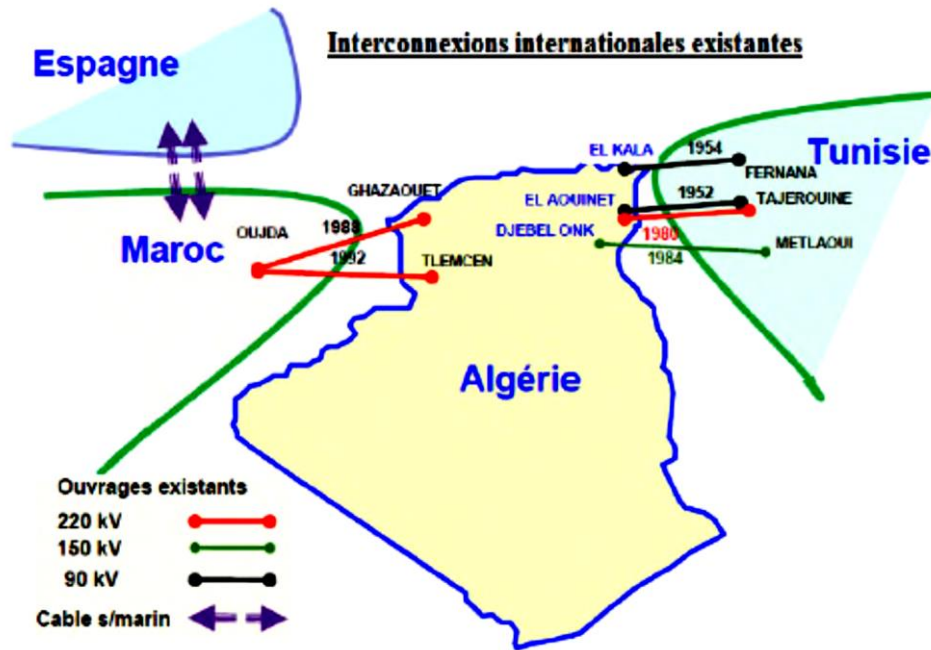


Figure I.2 : interconnexions internationales existantes avec l'Algérie

Les interconnexions permettent une assistance mutuelle entre systèmes électriques. Lorsqu'un système doit faire face à l'indisponibilité fortuite d'un groupe de production ou à un appel de demande extrême, les interconnexions permettent une réponse collective. En mutualisant les ressources et les réserves, les interconnexions permettent d'assurer la sûreté des systèmes à moindre coût.

Les interconnexions permettent de minimiser le coût de production du système interconnecté. Les arbitrages économiques réalisés via les marchés de gros, et notamment par les couplages de marché, permettent d'optimiser les échanges transfrontaliers car ils permettent de mobiliser la ressource disponible la plus compétitive.

En permettant d'optimiser l'utilisation des moyens de production de manière transfrontalière, les interconnexions entraînent une diminution des besoins de capacité installée nécessaire à sécuriser l'alimentation en électricité. Les interconnexions contribuent ainsi à améliorer l'efficacité économique du système électrique tant que leurs coûts de construction ne sont pas plus importants que les bénéfices engendrés.

Les réseaux de transport et d'interconnexion ont principalement pour mission :

- De collecter l'électricité produite par les centrales importantes et de l'acheminer par grand flux vers les zones de consommation (fonction transport),
- De permettre une exploitation économique et sûre des moyens de production en assurant une compensation des différents aléas (fonction interconnexion),
- La tension est 150 kV, 220 kV et dernièrement 420 kV,
- Neutre directement mis à la terre,
- Réseau maillé.

I.2.2. Réseaux de répartition :

Les réseaux de répartition ou réseaux Haute Tension ont pour rôle de répartir, au niveau régional, l'énergie issue du réseau de transport. Leur tension est supérieure à 63 kV selon les régions.

Ces réseaux sont, en grande part, constitués de lignes aériennes, dont chacune peut transiter plus de 60 MVA sur des distances de quelques dizaines de kilomètres. Leur structure est, soit en boucle fermée, soit le plus souvent en boucle ouverte, mais peut aussi se terminer en antenne au niveau de certains postes de transformation.

En zone urbaine dense, ces réseaux peuvent être souterrains sur des longueurs n'excédant pas quelques kilomètres. Ces réseaux alimentent d'une part les réseaux de distribution à travers des postes de transformation HT/MT et, d'autre part, les utilisateurs industriels dont la taille (supérieure à 60 MVA) nécessite un raccordement à cette tension.

- La tension est 90 kV ou 63 kV,
- Neutre à la terre par réactance ou transformateur de point neutre,
- Limitation courant neutre à 1500 A pour le 90 kV,
- Limitation courant neutre à 1000 A pour le 63 kV,
- Réseaux en boucle ouverte ou fermée.

I.2.3. Réseaux de distribution :

Les réseaux de distribution commencent à partir des tensions inférieures à 63 kV et des postes de transformation HTB/HTA avec l'aide des lignes ou des câbles moyenne tension jusqu'aux postes de répartition HTA/HTA. Le poste de transformation HTA/BTA constitue le dernier maillon de la chaîne de distribution et concerne tous les usages du courant électrique.

a) Réseaux de distribution à moyenne tension :

- HTA (30 et 10 kV le plus répandu),
- Neutre à la terre par une résistance,
- Limitation à 300 A pour les réseaux aériens,
- Limitation à 1000 A pour les réseaux souterrains,
- Réseaux souterrains en boucle ouverte.

b) Réseaux de distribution à basse tension :

- BTA (230 / 400 V),
- Neutre directement à la terre,
- Réseaux de type radial, maillés et bouclés.

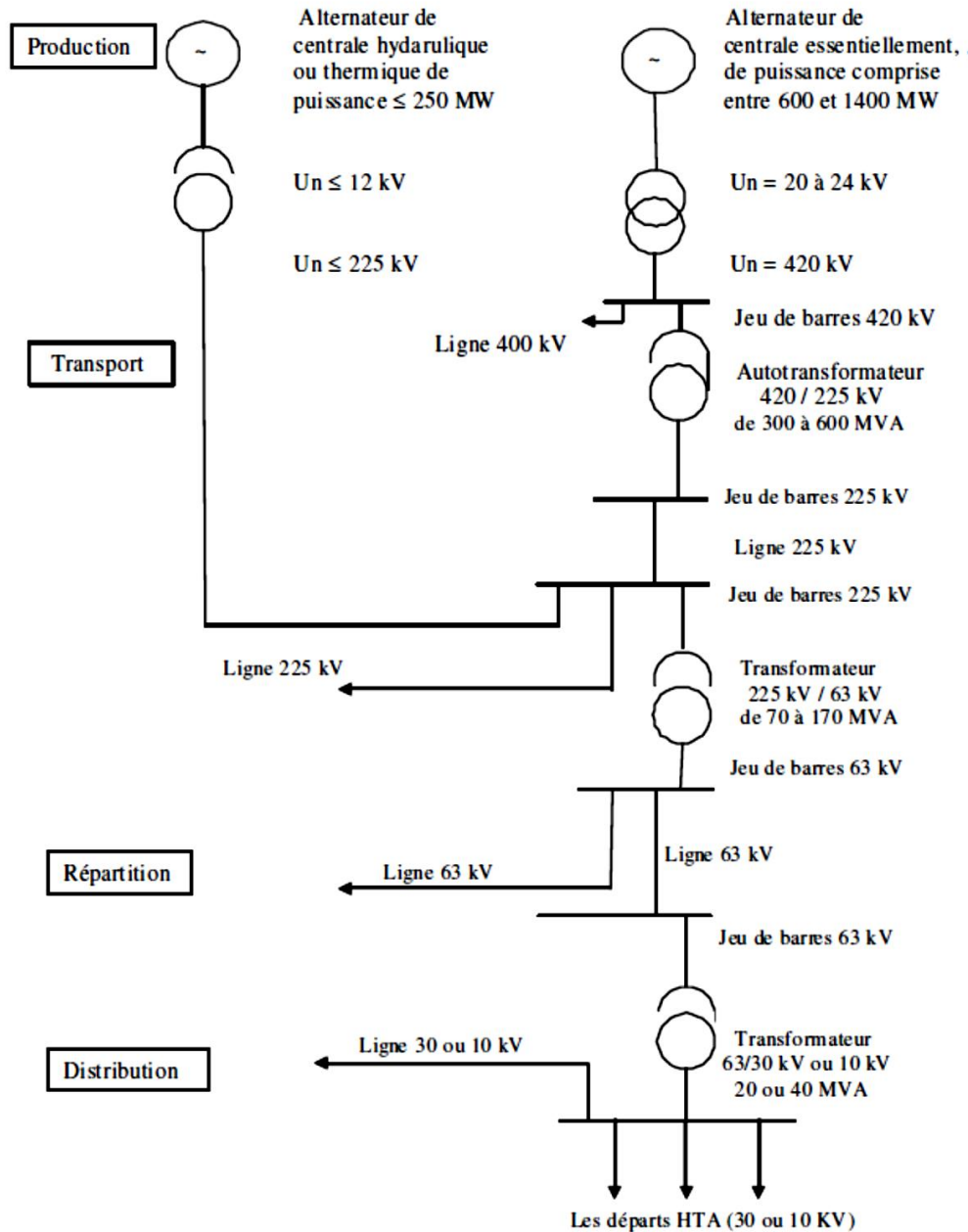


Figure I.3 : Schéma unifilaire d'un réseau électrique

Gamme des tensions utilisées par le groupe SONELGAZ :

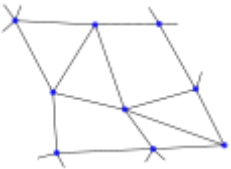
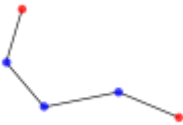
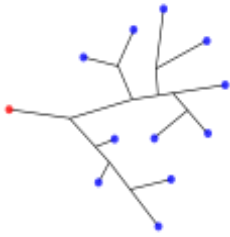
La nouvelle norme en vigueur en Algérie (SONELGAZ) définit les niveaux de tension alternative comme suit :

Tableau I.1 : Niveau de tension d'exploitation dans les réseaux SONELGAZ

Symboles	TBT	BTA	BTB	HTA	HTB
Tension	Très Basse tension	Basse Tension A	Basse Tension B	Haute Tension A	Haute Tension B
Courant alternatif	$U \leq 50$ V	$50 < U \leq 500$ V	$500 < U \leq 1000$ V	$1000 < U \leq 50$ kV	$U > 50$ kV
Courant continu	$U \leq 120$ V	$120 < U \leq 750$ V	$750 < U \leq 1500$ V	$1500 < U \leq 75$ kV	$U > 75$ kV
Sécurité du voisinage	Aucun danger	$D \geq 30$ cm	$D \geq 30$ cm	$D \geq 2$ mètres	$D \geq 3$ mètres**

I.3.Topologies des réseaux électriques

Les réseaux électriques peuvent être organisés selon plusieurs types de structures exposées ci-dessous :

		
<p>structure maillée : les postes électriques sont reliés entre eux par de nombreuses lignes électriques, apportant une grande sécurité d'alimentation.</p>	<p>structure radiale ou bouclée (les postes rouges représentent les apports d'énergie) : la sécurité d'alimentation, bien qu'inférieure à celle de la structure maillée, reste élevée.</p>	<p>structure arborescente (les postes rouges représentent les apports d'énergie) : la sécurité d'alimentation est faible puisqu'un défaut sur la ligne ou sur le poste <u>rouge</u> coupe l'<u>ensemble</u> des clients en aval.</p>

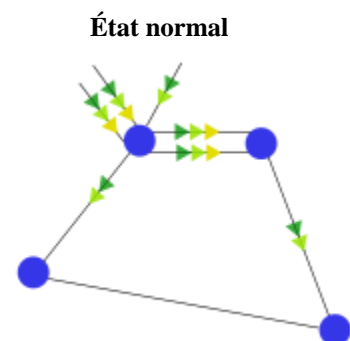
Chaque type de structure possède des spécificités et des modes d'exploitation très différents. Les grands réseaux d'énergie utilisent tous ces types de structure. Dans les niveaux de tension les plus élevés, on utilise la structure maillée : c'est le réseau de transport. Dans les niveaux de tension inférieurs, la structure bouclée est utilisée en parallèle de la structure maillée : c'est le réseau de répartition. Enfin, pour les plus bas niveaux de tension, la structure arborescente est quasiment exclusivement utilisée : c'est le réseau de distribution.

I.3.1. Le réseau de transport

Les réseaux de transport sont à très haute tension (de 150 kV à 800 kV) et ont pour but de transporter l'énergie des grands centres de production vers les régions consommatrices d'électricité. Les grandes puissances transitées imposent des lignes électriques de forte capacité de transit, ainsi qu'une structure maillée (ou interconnectée). Les réseaux maillés garantissent une très bonne sécurité d'alimentation, car la perte de n'importe quel élément (ligne électrique, transformateur ou groupe de production) n'entraîne aucune coupure d'électricité si l'exploitant du réseau de transport respecte la règle dite du "N-1" (possibilité de perdre n'importe quel élément du réseau sans conséquences inacceptables pour les consommateurs).

Illustration du report de charge :

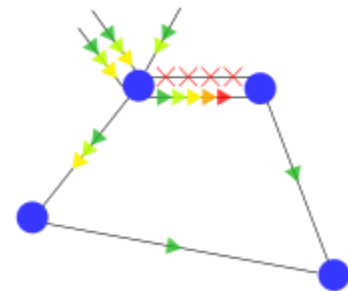
Dans le réseau ci-contre, l'électricité se répartit sur les lignes électriques en fonction de la localisation de la production, de la consommation et des impédances des ouvrages (lignes et transformateurs) selon les lois de Kirchhoff. Les lignes sont plus ou moins chargées selon le nombre de triangles :



- de vert à orange : intensité supportable par la ligne en régime permanent ;
- Rouge : l'intensité n'est pas supportable en régime continu, il faut réduire rapidement l'intensité sinon la ligne se mettra hors service sous l'effet des dispositifs de protection.

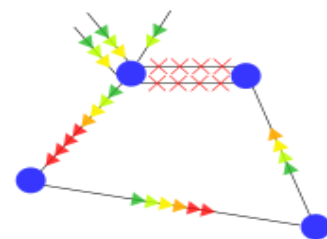
Dans cet exemple, les lignes sont normalement chargées (couleur verte à jaune).

✚ Un incident s'est produit sur le réseau : une ligne a déclenché ; elle est donc hors service. Du fait de la structure maillée, l'énergie s'est répartie sur les lignes restantes en fonction de leur impédance, tout en assurant la continuité de l'alimentation électrique. Par contre une ligne est en surcharge : il faut donc agir rapidement pour ramener son intensité à une valeur acceptable.



**Coupure d'une ligne :
l'énergie se répartit
différemment**

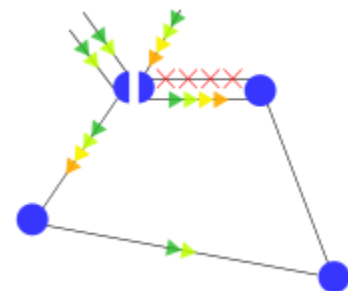
✚ Si aucune action n'est menée dans les délais suffisants, la ligne en surcharge va déclencher à son tour : l'énergie va alors se répartir à nouveau pour alimenter la consommation appelée. Avec de moins en moins de lignes électriques pour acheminer la même puissance, les surcharges sur les lignes restantes deviennent très importantes et les délais de réaction vont être réduits d'autant. Dans cette situation une ligne est en très forte surcharge et va déclencher très rapidement, mettant ainsi les 3 postes qu'elle alimentait hors tension.



**Sans correction :
l'incident s'aggrave, la
zone va finir hors tension**

Un enchaînement de ce type est appelé une cascade de surcharge et est quasiment toujours impliqué dans les grands blackouts rencontrés au niveau mondial. Ceci illustre qu'à partir d'une situation de réseau a priori "normale", un événement bénin (par exemple un coup de foudre sur une ligne) peut rapidement avoir des conséquences non maîtrisables et de grande ampleur.

✚ Suite au déclenchement de la première ligne électrique, plusieurs moyens sont à disposition des dispatchers pour "lever" cette surcharge. Ici, le dispatcher a changé la topologie d'un poste pour y passer à 2 nœuds électriques : cela permet de répartir de manière différente l'énergie, et donc de mieux équilibrer l'intensité sur les lignes. On revient donc à une situation pérenne. D'autres solutions, plus contraignantes, auraient pu être adoptées pour lever la surcharge :



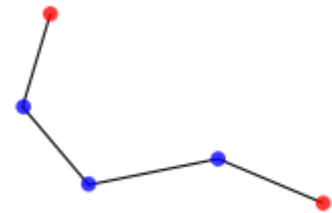
**Correction : optimisation de
la répartition de l'énergie
entre les lignes par
modification de**

- Augmentation rapide de production dans la zone problématique afin de diminuer les apports d'énergie par les lignes ;
- Coupure volontaire ciblée de consommation (on parle alors de délestage) afin de conserver l'alimentation d'un maximum de clients.

I.3.2. Le réseau de répartition

Les réseaux de répartition sont à haute tension (de l'ordre de 30 à 150 kV) et ont pour but d'assurer à l'échelle régionale la fourniture d'électricité. L'énergie y est injectée essentiellement par le réseau de transport via des transformateurs, mais également par des centrales électriques de moyennes puissances (inférieures à environ 100 MW). Les réseaux de répartition sont distribués de manière assez homogène sur le territoire d'une région.

Ils ont une structure à la fois maillée et bouclée suivant les régions considérées. Contrairement aux réseaux de transport qui sont toujours bouclés (afin de pouvoir assurer un secours immédiat en N-1), les réseaux de répartition peuvent être exploités bouclés ou débouclés selon les transits sur le réseau (débouclé signifie qu'un disjoncteur est ouvert sur l'artère, limitant ainsi les capacités de secours en N-1). Les problèmes de report de charge se posent également pour le réseau de répartition, sa conduite est donc assurée en coordination avec celle du réseau de transport et nécessite également des moyens de simulation en temps réel.



Entre les 2 postes rouges, la structure est bouclée. Les réseaux de répartition ont souvent cette structure dans les régions faiblement

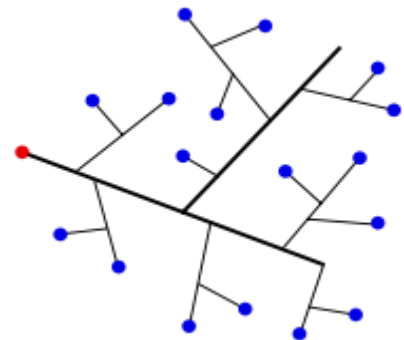
I.3.3. Le réseau de distribution

Les réseaux de distribution ont pour but d'alimenter l'ensemble des consommateurs. Il existe deux sous niveaux de tension :

- les réseaux à moyenne tension (de 3 à 33 kV) ;
- les réseaux à basse tension (de 110 à 600 V), sur lesquels sont raccordés les utilisateurs domestiques.

Contrairement aux réseaux de transport et répartition, les réseaux de distribution présentent une grande diversité de solutions techniques à la fois selon les pays concernés, ainsi que selon la densité de population.

Les réseaux à moyenne tension (MT) ont de façon très majoritaire une structure arborescente, qui autorise des protections simples et peu coûteuses : à partir d'un poste source (lui-même alimenté par le réseau de répartition), l'électricité parcourt une artère (ou ossature) sur laquelle sont reliées



Les réseaux de distribution sont généralement basés sur une structure arborescente de réseau : à partir d'un poste source (en rouge), l'énergie parcourt l'artère ainsi que ses dérivations avant d'arriver aux postes de transformation MT/BT

directement des branches de dérivation au bout desquelles se trouvent les postes MT/BT de distribution publique, qui alimentent les réseaux basse tension (BT) sur lesquels sont raccordés les plus petits consommateurs. La structure arborescente de ces réseaux implique qu'un défaut sur une ligne électrique MT entrainera forcément la coupure des clients alimentés par cette ligne, même si des possibilités de secours plus ou moins rapides existent.

Les ossatures des réseaux à moyenne tension (MT) européens ne sont constituées que des 3 phases, alors qu'en Amérique du Nord le fil de neutre est également distribué (3 phases + 1 neutre). Les dérivations MT quant à elles peuvent être constituées de 1 fil (cas de l'Australie où le retour de courant s'effectue par la terre) à 4 fils (cas des États-Unis), ou encore systématiquement 3 fils (les 3 phases) comme le réseau français.

Les réseaux MT aériens sont majoritaires en zone rurale, où la structure arborescente prédomine largement. Par contre en zone urbaine les contraintes d'encombrement, d'esthétique et de sécurité conduisent à une utilisation massive des câbles souterrains. Les réseaux souterrains étant soumis potentiellement à de longues indisponibilités en cas d'avarie (plusieurs dizaines d'heures), il est fait appel à des structures en double dérivation ou à des structures radiales débouclées munies d'appareils automatiques de réalimentation, permettant une meilleure sécurité d'alimentation.

Les réseaux BT résultent de la structure des réseaux MT : en Amérique du Nord les réseaux monophasés sont courants (1 neutre + 1 phase), tandis qu'en Europe la distribution triphasée avec fil de neutre est très majoritaire (1 neutre + 3 phases). La structure arborescente est là aussi de loin la plus répandue, car elle est à la fois simple, bon marché, et permet une exploitation facile.

I.4.Nature de la tension de fonctionnement du réseau électrique

I.4.1. Pourquoi un transport triphasé ?

Le transport se fait en alternatif car cette tension est facile à produire

(Alternateur = simple (une bobine + un aimant qui tourne)).

Cas monophasé	Cas triphasé
<p>Courant en ligne :</p> $I_{1\sim} = Pu/Uu$ <p>Section d'aluminium :</p> $Sal_{1\sim} = I_{1\sim}/\delta = Pu/Uu/\delta$ <p>Volume d'aluminium :</p> $Val_{1\sim} = 2 \cdot L \cdot Sal_{1\sim} = 2 \cdot L \cdot Pu/Uu/\delta$	$I_{3\sim} = Pu/\sqrt{3}/Uu$ $Sal_{3\sim} = I_{3\sim}/\delta = Pu/Uu/\delta/\sqrt{3}$ $Val_{3\sim} = 3 \cdot L \cdot Sal_{1\sim} = 3 \cdot Pu/Uu/\delta/\sqrt{3}$

Le rapport du volume d'aluminium triphasé ramené au monophasé est de 0.87. La production se fait donc en triphasé car le volume d'aluminium nécessaire pour le transport est plus faible qu'en monophasé pour un même besoin.

I.4.2. Pourquoi un transport triphasé haute tension ?

Les problèmes en matière de transport d'énergie sont les **pertes (pertes joules)** engendrées dans les lignes et **les coûts de réalisation** de ces lignes.

Avec l'exemple simple suivant, nous allons voir en quoi il est intéressant de transporter l'énergie électrique en haute tension.

Exemple 1 :

Une centrale fournit une puissance de 1200 MW.

Calculer l'intensité dans une ligne de 20 kV, puis dans une ligne de 400 kV.

$$I = 1200 \cdot 10^6 / 20 \cdot 10^3 = 60000 \text{ A} = 60 \text{ kA}$$

$$I = 1200 \cdot 10^6 / 400 \cdot 10^3 = 3000 \text{ A} = 3 \text{ kA}$$

Les pertes s'expriment par $P = r_t \cdot I^2$ où r_t représente la résistance totale de la ligne

Les pertes en ligne sont proportionnelles au carré de l'intensité en ligne, donc en comprend l'intérêt de la haute tension pour le transport de l'énergie électrique de très longue distance. De plus pour une puissance transportée donnée, les pertes en ligne sont inversement proportionnelles au carré de la tension, ce qui explique l'intérêt de la haute tension (HTB) 400kV.

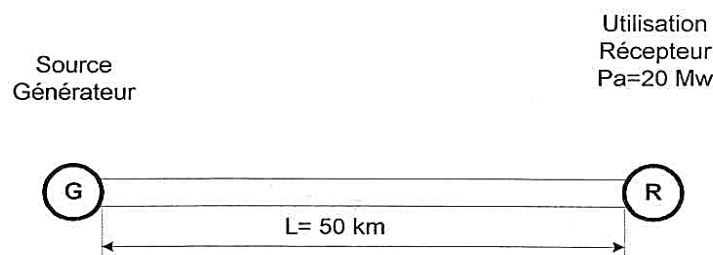
On a le tableau ci-dessous qui nous donnent les pertes d'énergie transportée par rapport à la puissance transportée.

Années	1960	1970	1980	1998	2009
Energie transportée TWh	57.8	126.5	243.9	460	520
Pertes en TWh	3.49	4.1	6	30.6	33
Pertes en %	6%	3.2%	2.46%	6.65%	6.36%

1 TWh = 1 milliard de kWh

Compte tenu des quantités d'énergie transportées, les pertes dans les lignes sont assez faibles.

Exemple 2 :



Calcul 1 : le transport de l'énergie s'effectue en BT (U = 200 V)	Calcul 2 : le transport de l'énergie s'effectue en HTB (U = 200 KV)
Calculer l'intensité du courant en ligne : $I = P / U = 20 \cdot 10^6 / 200 = 100 \text{ kA}$	Calculer l'intensité du courant en ligne : $I = P / U = 20 \cdot 10^6 / 200 \cdot 10^3 = 100 \text{ A}$
Calculer la section de la ligne : (J = 0,5 A/mm ²) $S = I / J = 100 \cdot 10^3 / 0,5 = 0,2 \text{ m}^2$	Calculer la section de la ligne : (J = 2,5 A/mm ²) $S = I / J = 100 / 2,5 = 40 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2$
Calculer le volume et la masse de cuivre : (ρ = 8800 kg/m ³) $V = S \times L = 0,2 \times 100 \cdot 10^3 = 2 \cdot 10^4 \text{ m}^3$ $M = V \times \rho = 2 \cdot 10^4 \times 8800 = 176 \cdot 000 \text{ tonnes}$	Calculer le volume et la masse de cuivre : (ρ = 8800 kg/m ³) $V = S \times L = 40 \cdot 10^{-6} \times 100 \cdot 10^3 = 4 \text{ m}^3$ $M = V \times \rho = 4 \times 8800 = 35,2 \text{ tonnes}$

Plus la tension est élevée, pour un même besoin :

- Moins on doit produire d'énergie qui s'évapore dans la nature ;
- Moins on a besoin d'aluminium pour transporter ;
- Moins la tension à produire est dépendante de la puissance distribuée ;
- Plus on est obligé d'avoir des installations dimensionnées pour accepter le niveau de tension
- (Pylônes plus grands, canalisations souterraines adaptées, transformateurs plus gros).

⇒ On doit donc faire un compromis entre le coût d'installation et le gain de production.

C'est pour cela qu'en France, les tensions utilisées pour le transport peuvent valoir 400kV, 220kV, 150 kV, 90kV, et 63 kV selon la distance à parcourir.

I.4.3. Nature de la tension, comparaison continu / alternatif

Les tensions et les courants présents sur le réseau sont sinusoïdaux à une fréquence fixe de 50Hz (60Hz aux USA, au Canada, etc). A ce niveau on peut poser la question suivante : Pourquoi une tension sinusoïdale s'est-elle généralisée sur les réseaux électriques ?

Il est bien clair que les tensions sinusoïdales sont dominantes sur les réseaux électriques (99%) par rapport aux tensions continues. Pour connaître les raisons de ce choix, on dresse deux tableaux d'avantages et d'inconvénients relatifs aux régimes alternatifs sinus et continu.

Tableau I.2 : Tableau comparatif entre un réseau en continu et un réseau en alternatif

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.

Les décisions industrielles, surtout celles qui concernent les infrastructures nationales, se font principalement par rapport aux contraintes de coût. Il est alors nécessaire de tenir compte du graphe ci-dessous qui représente qualitativement le coût au kilomètre des installations en courant alternatif et continu en fonction de la longueur de l'installation

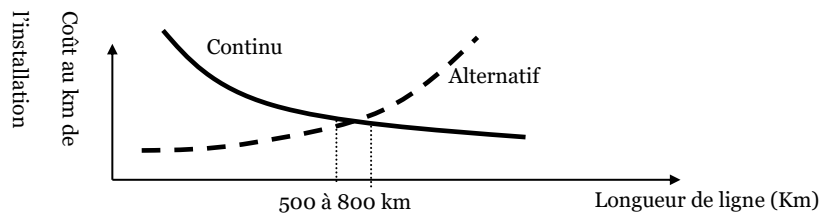


Figure I.4 : Limite de la longueur de transport entre réseau continu et alternatif

NB : (Ce graphe est considéré dans le cas d'un transport par lignes aériennes et non par câbles). En dessous de *500 à 800 km*, il est plus avantageux de choisir une tension alternative qui, de plus permet l'utilisation généralisée de transformateurs et donc de valeurs de tension adaptées à chaque tronçon de l'installation.

Voilà pourquoi **la tension du réseau est alternative**. En revanche, dans le cas d'un transport par câbles (éventuellement souterrains) la distance critique est d'environ *30km*, voilà pourquoi, par exemple, la liaison France - Angleterre est faite en courant continu, ce qui, de plus, facilite l'interconnexion.

Chapitre II. Structure et constitution du réseau de transport de l'énergie électrique

II.1.Introduction

Le but des lignes de transport est de transporter l'énergie électrique à partir des centrales électriques (situées à des endroits divers de réseau) jusqu'au système de distribution, qui alimente finalement la charge. Les lignes de transport relient également les compagnies voisines qui permettent non seulement le dispatching économique de la puissance localement pendant les conditions normales, mais également le transit de puissance entre régions pendant les cas d'urgences.

Une ligne de transport se compose des conducteurs, d'isolateurs et souvent d'un câble de garde, voir la figure (II. 2). Les lignes de transport sont souvent portées sur des pylônes en acier, en bois ou en béton renforcé, ces lignes ont ces propres emprises (Right-of-way). Les pylônes en acier peuvent être à circuit simple ou à double circuit. Les pylônes en acier à multi circuit ont été déjà réalisés, ces pylônes supportent trois à dix lignes de 69 kV sur une largeur d'emprise donnée.

Le réseau est constitué de lignes aériennes, de câbles souterrains et de postes, à divers niveaux de tension.

II.2. Constitution du réseau de transport

Le réseau est constitué de lignes aériennes, de câbles souterrains et de postes, à divers niveaux de tension.

II.2.1. Poste de transformation

Par définition, un poste (une sous-station) est une installation d'organes de liaison et d'organes de manœuvre où parvient l'énergie des centrales et d'où cette énergie est orientée vers les centres de consommation.

On distingue généralement des sous-stations :

- a) directes (ou d'aiguillage) : qui assurent les liaisons entre lignes à même tension (sans transformateur de liaison);
- b) de transformation : qui relient des réseaux à tensions différentes;
- c) de conversion : où l'on réalise une modification des caractéristiques de la tension, de la fréquence; passage de l'alternatif au continu...

Le schéma (topologie) de ces postes dépend principalement de deux aspects :

- 1) niveau de sécurité d'exploitation. On entend par là qu'en cas de défaut sur le jeu de barres ou sur une ligne, il faut veiller à éliminer ce défaut par des disjoncteurs aussi peu nombreux que possible en vue de garder en service le plus d'ouvrages sains possible (sécurité élevée) ou un certain nombre de lignes ou de travées (sécurité moyenne ou faible).
- 2) Niveau de souplesse désiré. On entend par là la facilité d'exploitation relative aux manœuvres volontaires et aux changements de la configuration électrique du poste.

On trouve ainsi des schémas à un (figure II.1 à gauche), deux (figure II.1 à droite) ou trois jeux de barres,

Avec ou sans sectionnement, à un, 1,5 ou 2 disjoncteurs par départ.

- Le jeu de barre peut être en ligne ou en boucle (simple, double ou multiple).
- Le choix fait également intervenir :
- Le nombre de travées (ligne et transformateur)
- Le nombre de nœuds désiré (un nœud est un ensemble de travées électriquement séparées des autres)
- Accessibilité des travées aux nœuds
- Qu'accepte-t-on de perdre en cas de défaut jeu de barres ? (en nombre de travées)
- Que perdre en cas de manutention d'un disjoncteur de travée ? (en nombre de travée)
- Pendant manutention, s'il y a défaut sur une autre travée, qu'admettez-vous de perdre en plus ?

Les principaux composants d'une sous-station consistent en :

- **Appareillage de liaison:** jeu de barres où aboutissent les raccordements aux centres consommateurs et producteurs;
- **Appareillage de manœuvre et protection :** disjoncteurs qui ouvrent ou ferment un circuit, suite à une manœuvre d'exploitation ou à un défaut imprévu dans le réseau (contournement d'isolateur, mise à la terre d'une phase, par exemple), sectionneur dont la principale fonction est d'assurer l'isolement du circuit qu'il protège (en anglais : "isolator")
- **Appareillage de régulation:** transformateur à réglage en charge – batterie de condensateurs;
- **Appareillage de conversion :** surtout dans les sous-stations des chemins de fer (redresseurs);
- **Appareillage de mesure:** transformateurs de potentiel et d'intensité (T.P. - T.I.); appareils de mesure proprement dits et relais branchés au secondaire des transformateurs d'intensité et de potentiel;
- **Services auxiliaires BT, courant alternatif et courant continu:** réseaux alimentant les moteurs de commande, la signalisation, les verrouillages, le chauffage, l'éclairage;
- **Appareillage d'automatisme,** de télécommande, de télésignalisation, de télémessure.

Quelques exemples typiques de jeu de barres de poste à haute tension :

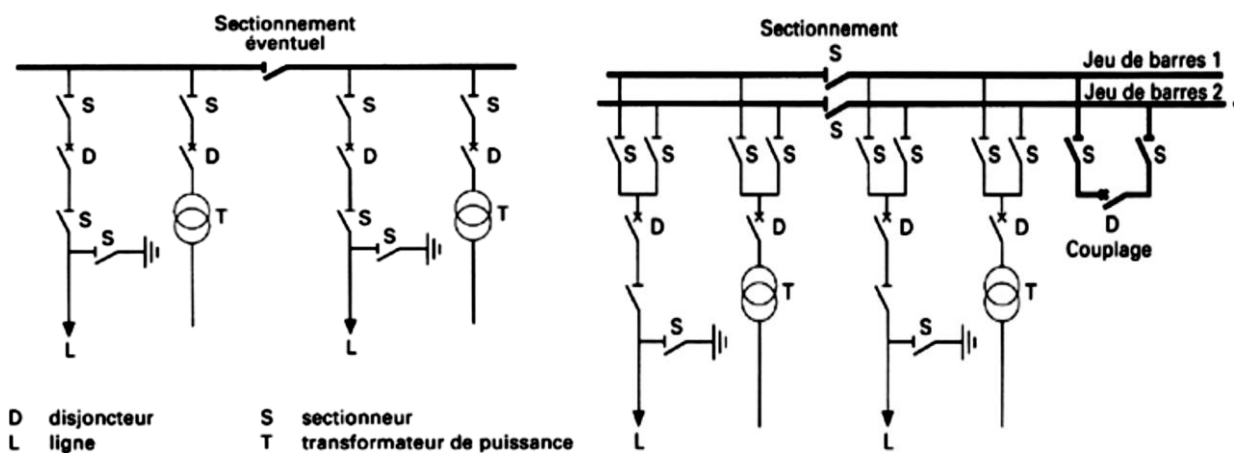


Figure II.1 : Schéma unifilaire de quelques types de jeux de barres.

II.2.2. Ligne électrique

Une ligne électrique est un ensemble de conducteurs (en aluminium, cuivre, bronze, ou autres alliages) d'isolants et d'éléments accessoires destinés au transport de l'énergie électrique. Les isolants possèdent une partie solide (porcelaine, verre, papier, matière plastique) combinée avec un gaz (azote, SF6 ou mélange N2-SF6) ou un liquide (huile minérale).

Les lignes électriques peuvent être classées suivant trois critères :

- + Situation dans l'espace : lignes aériennes, lignes souterraines (câbles)
- + Classe de tension : lignes à basse tension et ligne à haute tension.
- + Nature de la tension : continue, alternative monophasée ou triphasée.

II.2.2.1. Les lignes aériennes

Les lignes aériennes sont constituées par des conducteurs de phase fixés par des isolateurs sur des pylônes métalliques, des poteaux en béton ou en bois :

Elles sont utilisées pour :

- Les longues distances,
- Les HT et THT surtout,
- En zones rurales (BT).

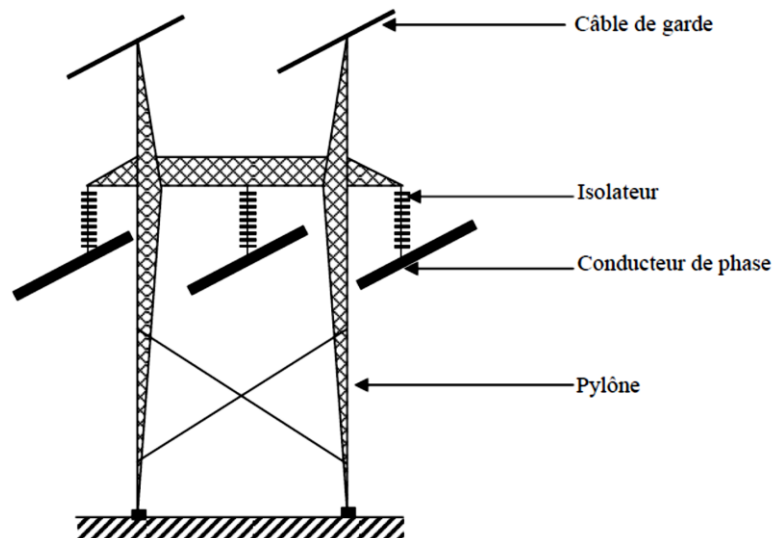


Figure II.2 : Illustration des constituants de ligne de transport électrique.

a) Les conducteurs de phases

Ils ne sont pas isolés pour faciliter le dégagement de chaleur. Les brins donnent beaucoup de souplesse. Les conducteurs sont constitués en aluminium, des brins toronnés et renforcés en acier.

+ *Espacement des lignes*

Le nombre, la dimension et l'espacement des conducteurs par phase. Un critère décisif

- effet de couronne,
- effet des impédances,

- espacement phase-phase

Le nombre, le positionnement et le type de conducteurs pour les câbles de garde.

✚ Capacités de transmission des lignes

- la puissance à transporter ou capacités des lignes (tension). Cette capacité est liée à la distance

⇒ $P = V^2/l$ Coût proportionnel à la tension.

⇒ On choisit la tension économique optimale (pour les très grande distance, la transmission en courant continu est meilleur;

Tableau II-1 : Niveau de transmission économique pour les lignes aériennes.

U lignes à ligne (kV)	Capacité de transmission (MW)	Longueur maximale (km)
20	3 – 10	1 – 20
110	30 - 40	30 – 150
220	100 - 200	150 – 250
400	400 - 700	300 – 500
750	1800 - 2400	1200 – 2000
1150	4000 - 6000	2500 - 3000

✚ Choix de l'aluminium ?

La résistance d'un corps dépend de sa nature par sa résistivité (qui n'est autre que sa faculté à s'opposer au passage des électrons) et de ses dimensions (longueur et section). La relation donnant la résistance *R* d'un cylindre de section constante (mais de forme quelconque) est la suivante :

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

R résistance du conducteur en Ω
 ρ Est la résistivité du matériau en Ω.m.
 l est la longueur du conducteur en m
 S est la section transversale du conducteur en m²

Tableau II-2 : Quelques caractéristiques des conducteurs cuivre et Aluminium.

	ρ (Ω.m)	Densité (kg/m3)	Conductivité thermique (W/m °K)	Température de fusion (°C)	Rigidité mécanique (N/mm2)	Prix (\$US/tonne)
Cuivre	1,7 10 ⁻⁸	8,3 10 ³	386	1083	250	2510
Aluminium	2,78 10 ⁻⁸	2,7 10 ³	220	660	13	1580

L'aluminium est préféré pour les raisons suivantes :

- le cuivre est 2,2 fois plus lourd et 80% plus cher,
- pour palier à la faible rigidité mécanique

⇒ utilisation d'alliage

⇒ conducteur multiples en faisceau pour une phase : lignes à plusieurs ternes ≈ plusieurs lignes.

STANDARD

- AAC All Aluminium Conductor
- AAAC All Aluminium Alloy Conductor
- ACSR Aluminium Conductor Steel Reinforced
- ACAR Aluminium Conductor Alloy Reinforced

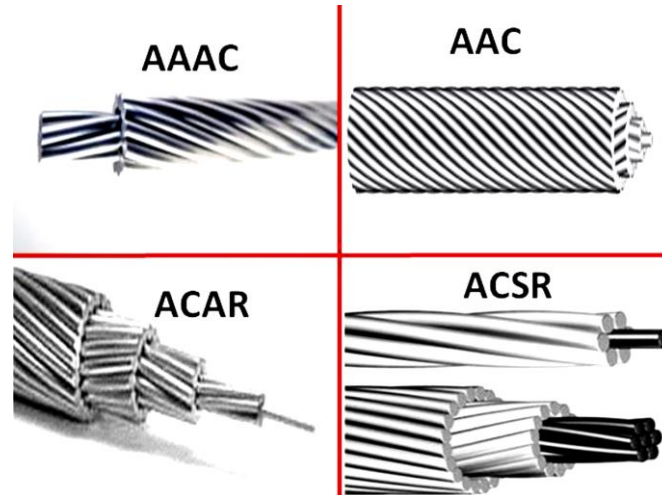


Figure II.3 : Types de matériaux constituant les conducteurs de transmission.

Renforcement acier à l'intérieur du câble pour assurer la résistance mécanique du conducteur.

L'intérieur n'intervient pas à cause de l'effet de peau.

Les conducteurs sont constitués de plusieurs torons (conducteurs cylindriques tordus) enroulés les uns contre les autres, que nous appelons des conducteurs toronnés. De tels conducteurs ne possèdent non seulement une plus grande flexibilité, mais aussi une plus grande résistance mécanique par rapport à un conducteur unique de même section.

Le choix des conducteurs se fait selon un certain nombre de critères :

- **Critère 1** : Les pertes ohmiques doivent être inférieures à 2% de la puissance maximale transportée par la ligne.
- **Critère 2** : Les pertes par effet de couronne doivent être inférieures ou égales à 1,5 kW/km de ligne.
- **Critère 3** : le niveau de perturbation radiophonique.

Le **givrage** en hiver conduit en effet à la formation d'une gaine de glace autour du fil qui augmente son poids. En général, cette augmentation n'excède pas 1 kg au mètre et la vie de la ligne n'est pas en danger.

Des cas de **givrages exceptionnels** (exemple de la tempête de verglas de janvier 1998) peuvent conduire cependant à la formation d'une gaine énorme (jusqu'à 20 cm de diamètre) qui augmente la masse du conducteur de plus de 12 kg au mètre. De plus le fil est soumis à un effet de torsion qui le vrille. Dans ces conditions, l'effet conjugué de l'augmentation de poids et du vrillage du fil peut conduire à la rupture de la ligne.

b) Rôle des câbles de garde

- protection des conducteurs de phase contre les coups de foudre direct.
- transport des courants homopolaires et harmoniques.

Si R_t est important :

- la différence de potentiel entre le pied et le sommet du pylône devient importante,

- amorçage en retour entre le pylône et le câble de garde par contournement de l'isolateur
- ⇒ Choc en retour
- ⇒ Surtension sur les lignes de phases.

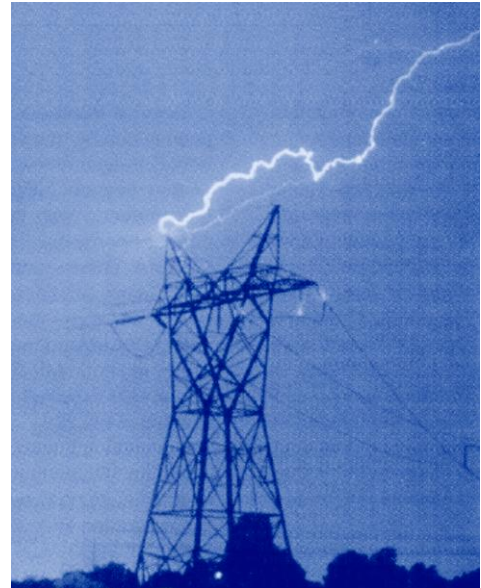
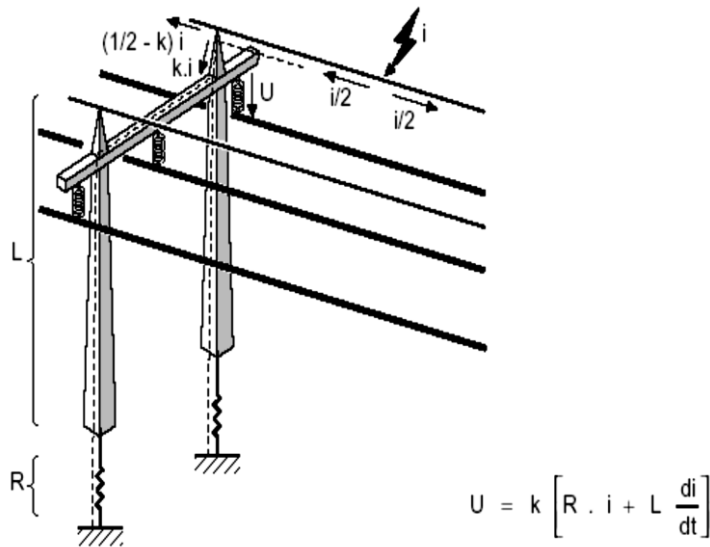


Figure II.4 : Caractérisation de la position et du rôle du câble de garde.

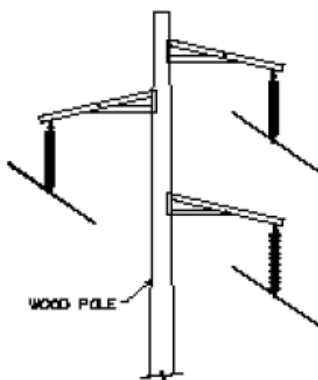
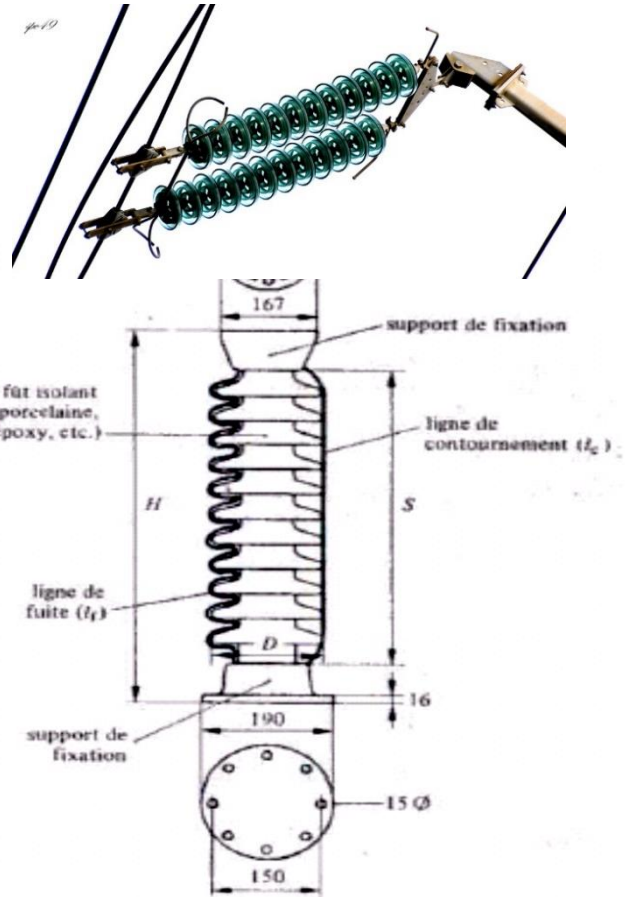
R doit être le plus faible possible.

Si on baisse $R \sim 15 \Omega$, l'amorçage reste très probable pour une ligne de 150 kV, mais cette probabilité devient pratiquement nulle pour une ligne à 735 kV. Il y a donc de très sérieuse justification à l'installation des câbles de garde sur les lignes à THT.

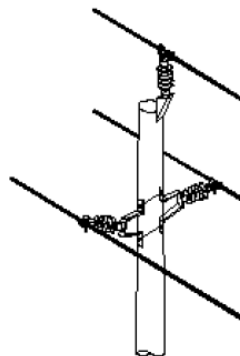
e) Les isolateurs

Le diélectrique principal utilisé sur des lignes aériennes à haute tension est l'air. L'air entourant les conducteurs, est un bon isolant, à condition que le stress électrique soit tenu au-dessous du seuil d'ionisation. Il est, cependant, nécessaire d'attacher les conducteurs à certains points sur les bras mutuels des pylônes.

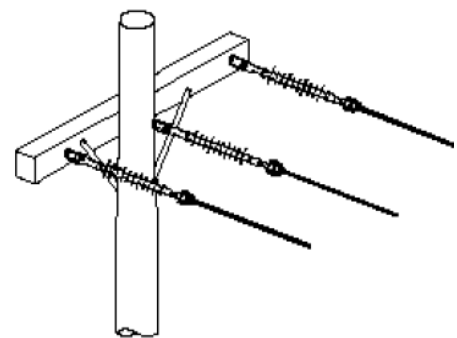
Le problème de la suspension efficace des conducteurs des lignes de transmission de tension existe depuis longtemps. La tâche est en particulier complexe, dû à la combinaison de multiple stress : mécanique, électrique et environnemental. Les isolateurs à haute tension se sont développés rapidement très tôt ce siècle, commençant par des isolateurs en porcelaine types. Aujourd'hui, des isolants modernes en polymères sont employés, ainsi que divers matériels. La Figure II-5 montre schématiquement une classification des principaux types d'isolateurs en haute tension. Quelques-uns de ces isolateurs utilisés dans la distribution sont présentés à la Figure II-6. Les isolateurs représentent des éléments essentiels au bon fonctionnement des réseaux dans la mesure où leur **fonction duale** est de relier les conducteurs sous tension aux supports et d'assurer l'isolement électrique entre ces deux parties constitutives de la ligne. Ils accompagnent les lignes aériennes de transport d'énergie électrique, et traversent en général des régions très différentes de par leur relief (topographie du terrain, altitude, etc.), leur climat (température, pression, givre, vent, etc.), leur environnement (zones industrielles, régions côtières, etc.). En plus de l'accumulation de glace, certaines lignes de transport et de distribution peuvent être sujettes à un environnement où les isolateurs peuvent devenir contaminés par une pollution d'origine naturelle ou industrielle ou encore par une pollution de source variée durant les périodes hivernales.



Isolateurs de suspension



Isolateur de poste (Ligne)



Isolateur de tension

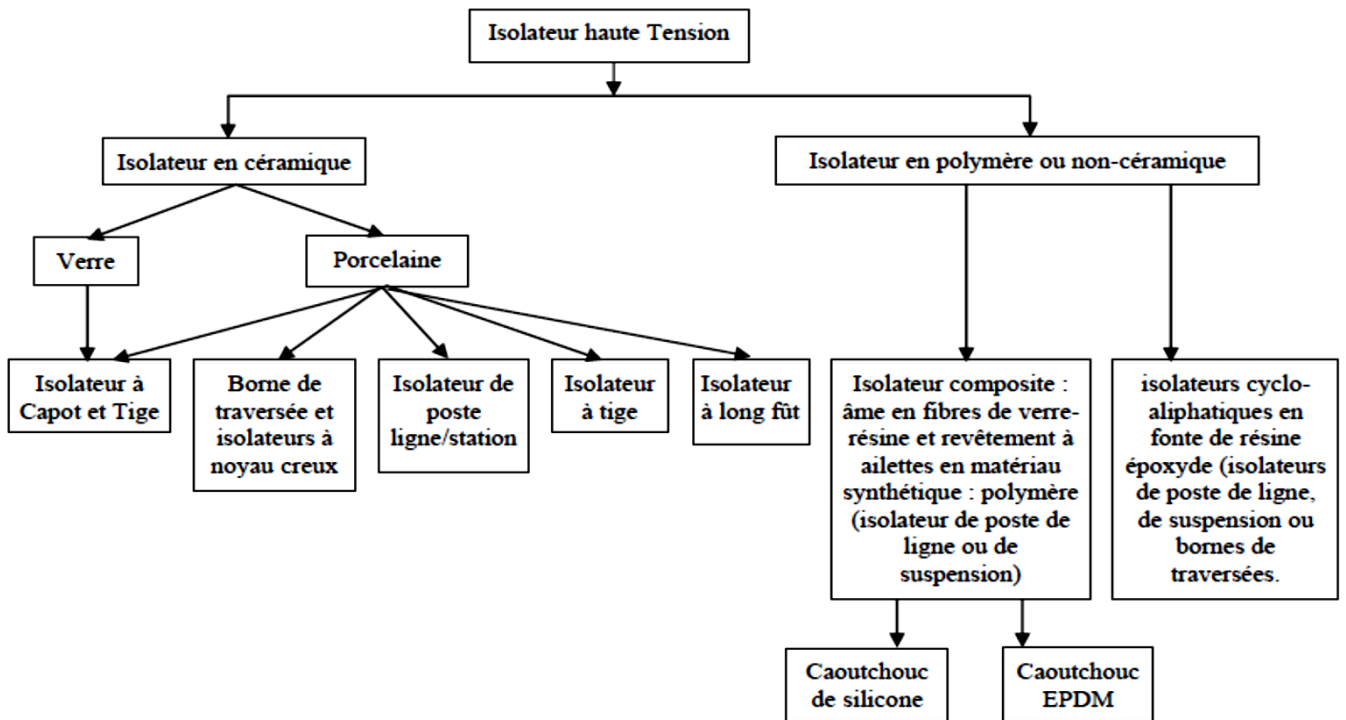


Figure II.5 : Quelques types d'isolateurs utilisés dans les réseaux de distribution.

Les isolateurs présentent quelques fois des anneaux de garde ou de contournement constitués de deux « cornes » permettant d'éloigner et d'allonger l'arc de l'isolateur, de faciliter le rétablissement de qualités diélectriques par dé-ionisation de l'intervalle d'amorçage et d'aboutir, dans certains cas, à l'extinction.

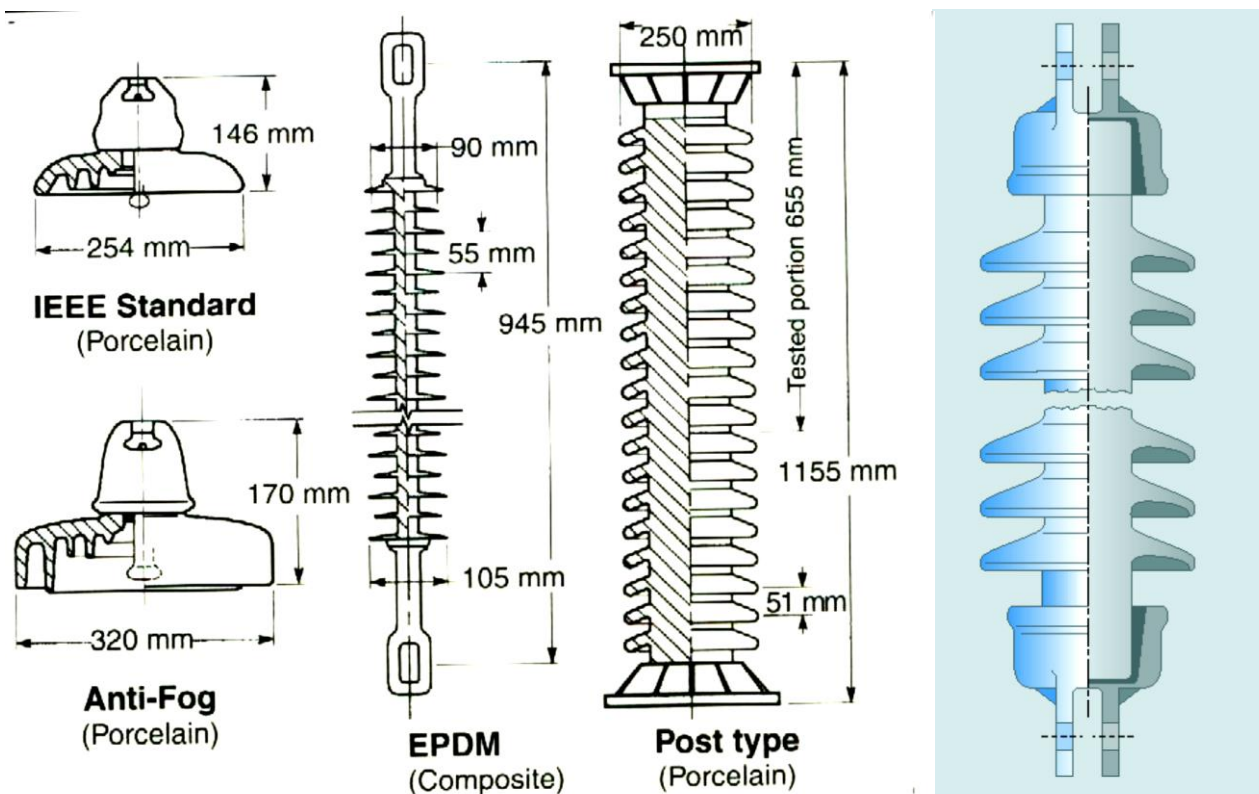


Figure II.6 : Quelques types d'isolateurs utilisés dans le réseau de transmission.

f) Les pylônes

La largeur du pylône dépend de la distance entre conducteurs de phase tandis que la hauteur dépend du niveau de tension. Cela pourrait en effet constituer un danger pour les êtres vivants, il faut donc respecter une distance d'isolement minimale.

La Figure II-7 présente quelques exemples de pylônes utilisés par Hydro Québec.

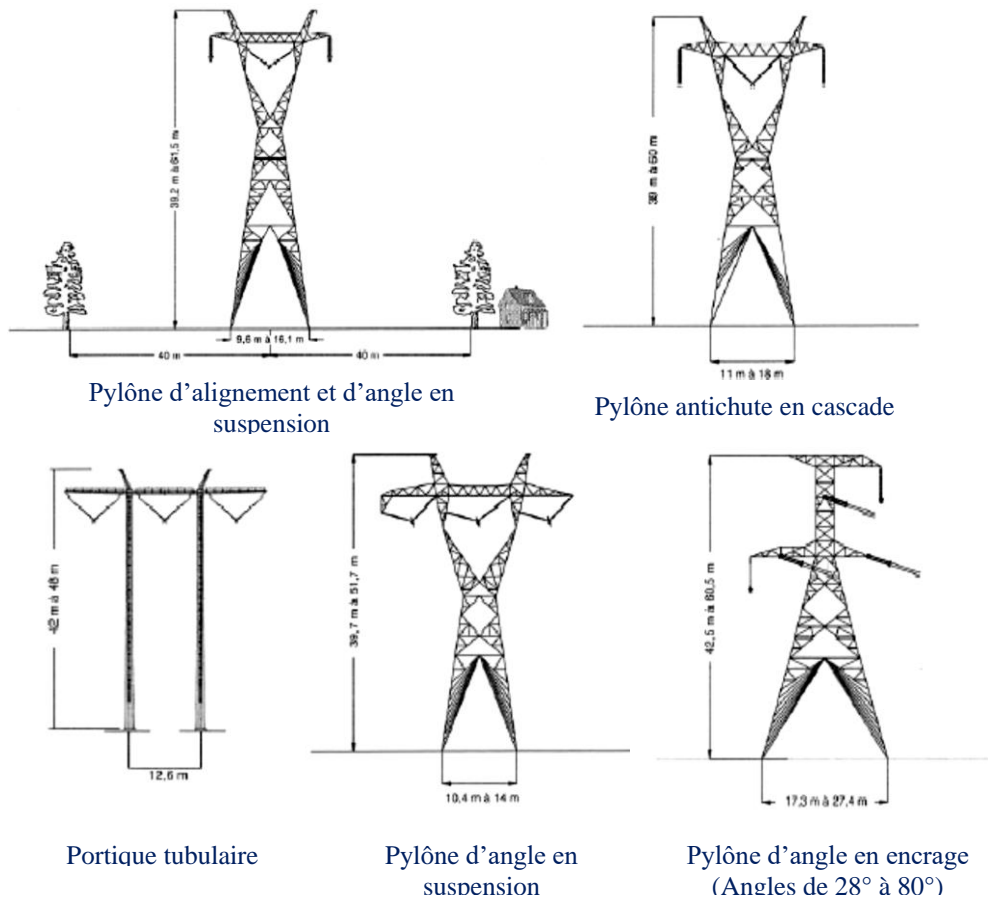
⇒ Conception ou choix des pylônes en considérant les conditions climatiques locales (givrage, vents,...),

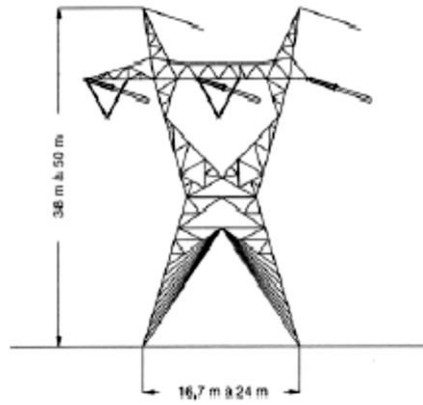
- la température (échange thermique) et dilatation des conducteurs, échauffements,
- la vitesse du vent entraîne une force additionnelle sur les conducteurs

Les charges climatiques sont choisies de façon à conduire à une fiabilité minimale compatible avec les critères d'exploitation du réseau.

Un niveau de minimal est prévu pour toutes les lignes de transport et de répartition (à l'exception des portiques en bois) correspondant à des charges climatiques dont l'intervalle de récurrence est d'environ 50 ans. Ce niveau de fiabilité est appelé niveau normal puisqu'il s'applique à la majorité des lignes.

Dans certains cas de lignes très longues ou de lignes d'interconnexion, un niveau de fiabilité plus élevé est prévu et qui correspond à des charges climatiques dont l'intervalle de récurrences est de l'ordre de 150 à 500 ans.





Pylône d'arrêt
(Angles de 0° à 90°)

Figure II.7 : Quelques types de pylônes utilisés dans le réseau de transmission.

II.2.2.2. Les lignes souterraines (câbles isolés)

Les câbles se composent d'un (ou plusieurs) conducteurs central, d'une isolation dont la rigidité diélectrique est élevée, la permittivité et les pertes diélectriques les plus faibles possibles et d'un manteau conducteur en général mis à la terre (Figure II-8).

Elles sont utilisées :

- Zones à fortes densités de population (agglomérations). Ex. à Montréal, 50% des câbles sont enterrés.
- Pour les liaisons souterraines et sous-marines,
- Distribution,
- Impédance caractéristique (50Ω) largement inférieure à celles des lignes aériennes (300Ω).

La présence du manteau permet d'homogénéiser la répartition du champ électrique E rendant les caractéristiques électriques du câble indépendantes du milieu de pose. Les câbles se distinguent des lignes aériennes par le fait qu'ils comportent une isolation interne dont on peut contrôler les paramètres. Ils se distinguent aussi par le mode de pose. En effet, les câbles sont posés de façon souterraine, de façon sous-marine; sur le sol; ou suspendus à des câbles d'acier (traversée de rivière).

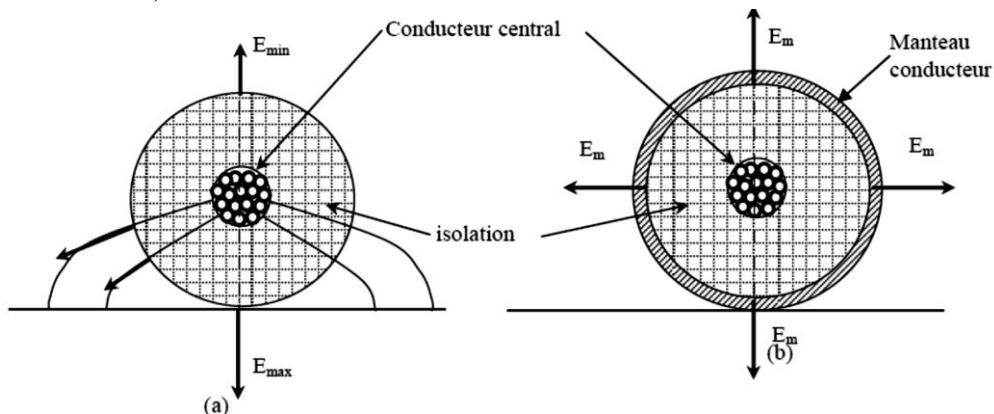


Figure II.8: Câble unipolaire: (a) sans manteau (cette solution est à proscrire car la répartition des champs électriques est fonction du mode de pose); (b) avec manteau.

a) Structure d'un câble électrique

Ci-dessus la structure d'un câble électrique

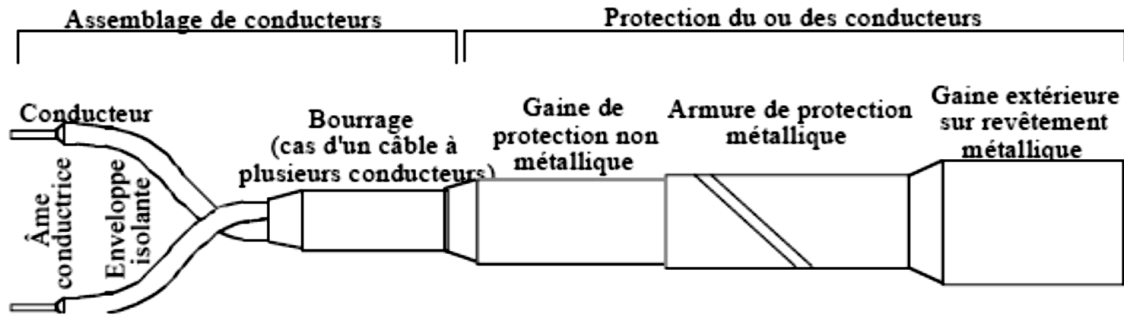


Figure II.9: Schéma illustratif de la structure d'un câble électrique

- L'âme conductrice** : C'est la partie métallique parcourue par le courant.
 - o Elle est en cuivre, en aluminium ou en alliage d'aluminium.
 - o Elle peut être massive, rigide, souple ou même extra-souple (câble de soudure).

- L'enveloppe isolante** : Le matériau d'isolation doit avoir des caractéristiques électriques appropriées avec l'utilisation du câble. Les isolations sont extrudées (PVC polychlorure de vinyle, PRC Polyéthylène réticulé, etc).

- Les conducteurs** : Ce sont les éléments composés d'une âme et de son enveloppe isolante.

- L'assemblage** : C'est le cas des câbles à plusieurs conducteurs. Les conducteurs sont groupés de façon géométrique. Quand le câble a plus de 5 conducteurs, on assemble les conducteurs en plusieurs couches. Une couche comporte toujours 6 conducteurs de plus que la couche précédente si les conducteurs ont le même diamètre.

- Le bourrage** : Le bourrage a pour but de remplir les interstices entre les conducteurs afin de donner au câble une forme cylindrique

- Le câble** : C'est un ensemble comportant plusieurs conducteurs électriquement distincts et mécaniquement solidaires.

- La protection du ou des conducteurs** : Le degré de protection requis pour un câble dépend de l'environnement dans lequel il sera posé et donc de son utilisation courante.

- La gaine** : C'est la protection la plus simple. Elle est extrudée (PVC, Polychloroprène, Hypalon). Elle peut également faire bourrage.

- Les armures** : C'est la protection contre les chocs. Les câbles B.T. 1000 V qui possèdent une armure peuvent être enterrés sans autre protection. Les armures sont toujours métalliques ; elles peuvent être réalisées de différentes façons :
 - les armures en feuillard d'acier ;
 - les armures en feuillard d'aluminium ;
 - les armures en fils d'acier galvanisé ;
 - les tresses en fils d'acier galvanisé sont réservées aux câbles souples ou aux petits câbles.

Les écrans et blindages : Les écrans ou blindages ne sont pas destinés à la protection mécanique mais à la protection électrique. Ils doivent :

- faire barrière aux champs électrostatiques extérieurs au câble ;
- répartir le champ électrique à l'intérieur du câble (câble M.T. ou H.T. à champ radial) ;
- écouler les courants capacitifs, ainsi que le courant de court-circuit homopolaire en cas de défaut.

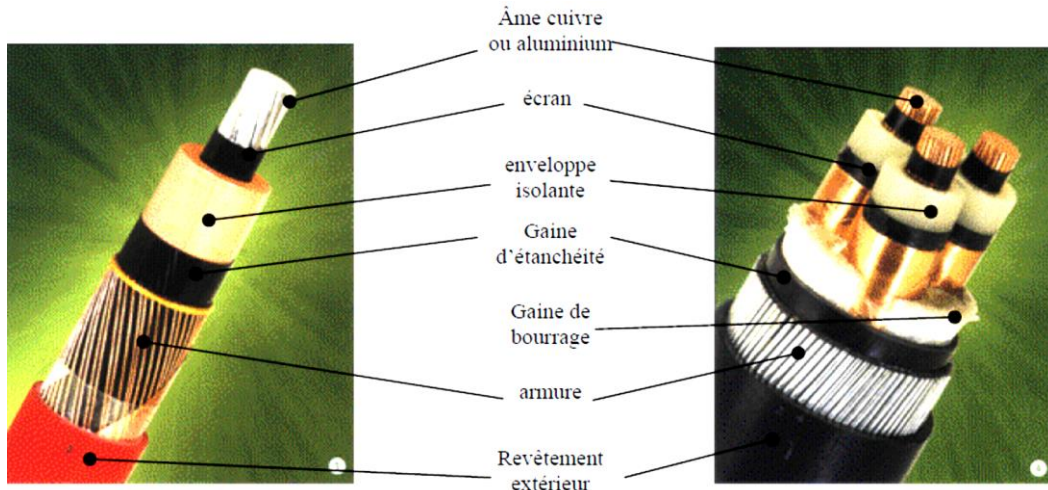


Figure II.10: Schéma simplifié d'un câble à isolation synthétique monophasé et triphasé.

b) Description Générale d'une Liaison Souterraine

Une liaison souterraine HTB est un ouvrage en câbles isolés assurant le transport d'un courant alternatif de tension nominale strictement supérieure à 50 kV. Les niveaux de tension pour le raccordement au RPT sont 63 kV, 90 kV, 150 kV, 225 kV et 400 kV en courant alternatif.

✚ *Fonctionnalités d'une liaison souterraine*

Une liaison souterraine HTB doit assurer le transport de l'énergie électrique entre deux points qui peuvent être :

- Des sites clients (consommateurs et producteurs),
- Des matériels dans l'enceinte d'un poste,
- Des postes aériens, urbains en bâtiment ou sous enveloppe métallique (PSEM),
- Des pylônes aérosouterrains.

Un siphon est une liaison souterraine encadrée par deux tronçons de lignes aériennes, c'est-à-dire qu'elle est située entre deux pylônes aérosouterrains.

La durée de vie minimale pour laquelle l'ouvrage est conçu est de 40 ans, tant au niveau du vieillissement électrique des matériels que de leur étanchéité.

✚ *Description Des Constituants Electriques*

Une liaison souterraine est composée d'une partie « électrique » comprenant :

- un multiple de trois câbles de puissance ou de câbles tripolaires permettant le transport de l'énergie pouvant être réduit, dans certains cas particuliers, à un multiple de deux câbles (alimentation de sous-stations RFF),
- Des jonctions, si nécessaire, permettant de relier plusieurs longueurs de câble entre elles,

- Des extrémités permettant le raccordement des câbles, fixées sur les pylônes, les charpentes de postes ou directement dans les caissons (Poste Sous Enveloppe Métallique) ou compartiments (Poste modulaire),
- Des dispositifs associés aux câbles de puissance pour garantir leur bonne exploitation et la sécurité des tiers (Mise A La Terre, protections et automates),
- Des câbles de télécommunication, dédiés notamment au pilotage du réseau et à la surveillance et au diagnostic de l'ouvrage.



Figure II.11: Schéma descriptif d'une liaison souterraine

1. **les câbles à haute tension** nécessaires au transport de l'énergie (généralement trois, un par phase) ;
2. **des jonctions de raccordement** entre les différents tronçons de câbles, généralement de l'ordre de quelque 500 à 800 m ;
3. **les terminales ou « têtes de câble »** pour le raccordement de la liaison aux installations du poste à haute tension.

c) Câbles de puissance

Les câbles utilisés doivent être du type unipolaires et à champ radial ou de type tripolaires dans certains cas particuliers.

Les câbles unipolaires sont constitués de six parties concentriques, de l'intérieur vers l'extérieur : l'âme, l'écran semi-conducteur sur l'âme, l'enveloppe isolante, l'écran semi-conducteur sur l'enveloppe isolante, la nappe de fil et/ou l'écran métallique et la gaine de protection extérieure. Pour des technologies ou utilisations particulières, des couches spécifiques comme le frettage ou une armure peuvent être ajoutées.

✚ Technologies

Les ouvrages neufs sont réalisés avec des câbles à isolation synthétique. L'enveloppe isolante doit être constituée d'une ou plusieurs couches extrudées en une seule opération, de polyéthylène réticulé (PR).

Les raccordements sur des portions d'ouvrages réalisés avec d'anciennes technologies (exemple : câbles à isolation papier à huile fluide) sont effectués de préférence avec des câbles à isolation synthétique ou, à défaut, avec des câbles de la technologie d'origine.

✚ Jonctions

L'ouvrage est généralement composé de plusieurs longueurs de câbles, appelées tronçons. Ces derniers doivent être reliés entre eux par des jonctions de puissance.

Les jonctions de puissance doivent assurer les mêmes fonctions de continuité électrique, d'isolement et d'étanchéité que les câbles qu'elles relient.

Elles peuvent être de trois types :

- Les jonctions sans arrêt d'écran avec ou sans mise à la terre,
- Les jonctions à arrêt d'écran avec ou sans mise à la terre,
- Les jonctions mixtes ou de transition qui sont destinées à relier deux câbles de nature différente.

Les jonctions doivent être installées de telle sorte que le confinement des défauts éventuels soit assuré, conformément aux dispositions de l'Arrêté Technique du 17 mai 2001.

Elles doivent être disposées dans des ouvrages de Génie Civil nommés « chambre de jonctions ».

Extrémités

Les extrémités doivent raccorder les câbles isolés à des pièces nues dans l'air ou dans un fluide isolant (sur portiques en poste, sur pylône aérosouterrain, directement sur une traversée de transformateur...).

Les extrémités doivent assurer la transition entre l'isolant du câble souterrain et l'isolant constitué :

- D'huile ou de gaz hexafluorure de soufre SF₆ au niveau du système de raccordement au caisson du transformateur ou au poste sous enveloppe métallique.
- Le déflecteur de champ installé sur les extrémités du câble doit satisfaire les critères de tenue diélectrique.

Les extrémités peuvent être de trois types selon le type d'appareil sur lequel elles sont raccordées :

- les extrémités extérieures,
- Les extrémités intérieures,
- Les extrémités sous enveloppe métallique.

II.2.3. Comparaison ligne aérienne et câble souterrain :

II.2.3.1. En regard avec la planification

Les lignes sont soumises plus fréquemment que les câbles à des interruptions de courte durée. Cependant les câbles nécessitent une durée de réparation plus longue que les lignes, ce qui peut avoir un effet préjudiciable sur la sécurité du système.

Des surcharges de longue durée sont plus critiques en souterrain qu'en aérien. Le vieillissement des câbles risque d'être fortement affecté. Par contre les surcharges de courtes durées sont plus facilement supportées par les câbles.

Les câbles souterrains ont une impédance plus faible que leur équivalent aérien, ce qui donne des courants de défaut plus élevés et une rétrogradation de la sélectivité des protections. La répartition de charge est également fortement modifiée.

Les contraintes environnementales et de coûts, ainsi que la sécurité et la fiabilité de l'alimentation doivent être parallèlement envisagés lors d'une comparaison souterraine aérienne.

II.2.3.2. Environnement

L'impact visuel des lignes peut nécessiter un acheminement approprié.

Champ électromagnétique : les câbles souterrains génèrent moins de champs électromagnétiques (sauf aux bornes terminales et au droit de la liaison dans les dispositions en nappe où il peut être jusqu'à trois fois plus élevé), pas de bruit couronne et peu d'interférence.

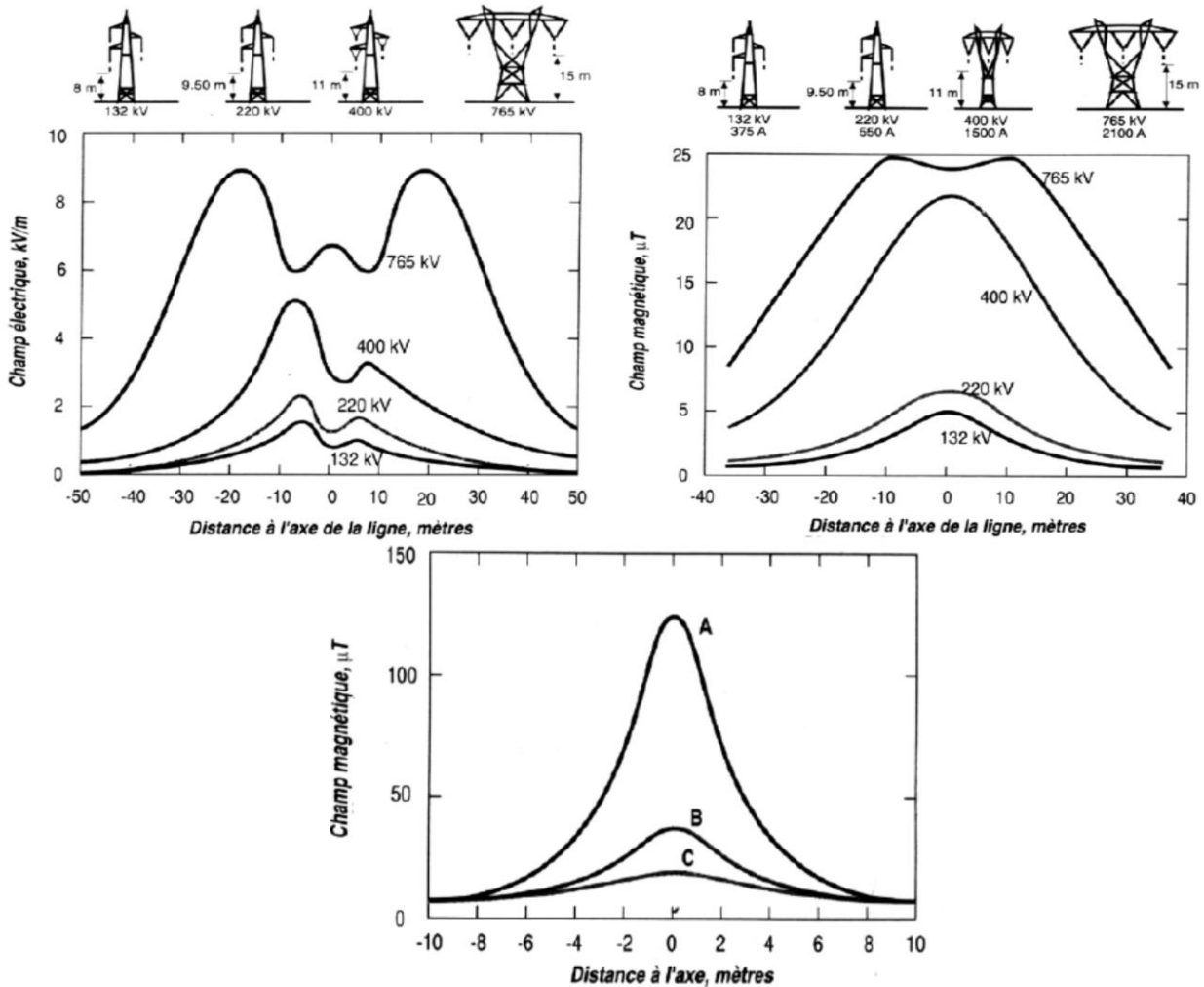


Figure II.12: Champ électromagnétique généré pour plusieurs configurations de ligne électriques
 Une liaison souterraine occupe moins de passage au niveau du sol.
 La dépréciation du sol est souvent associée aux lignes, rarement aux câbles.

Les câbles à huile fluide peuvent, en cas de rupture, présenter un danger de pollution pour le sol. Ce n'est pas le cas pour les câbles à isolation synthétique ni pour les lignes. En très haute tension, les systèmes de refroidissement des câbles accroissent le risque de pollution.

L'installation de câbles prend beaucoup plus de temps et cause plus d'ennuis au trafic et aux fermiers que la construction d'une ligne.

Il n'est pas possible d'installer des câbles souterrains dans certains types de terrains.

II.2.3.3. Aspects techniques

Le courant capacitif d'un câble souterrain haute tension est significativement plus élevé que celui d'une ligne aérienne. De longs tronçons nécessitent l'installation de compensateurs réactifs onéreux.

L'accroissement du transit sur une ligne peut être effectué à bon marché en changeant de conducteurs, ce n'est pas possible en souterrain.

La plupart des défauts en aérien sont fugitifs, tandis qu'ils sont permanents en souterrain.

Un ré-enclenchement automatique rapide peut être employé en ligne aérienne pour améliorer la sécurité du système, mais ce n'est plus possible si le circuit comprend une longueur significative de câbles souterrains.

Il est possible de transiter plus de puissance en hiver sur les lignes.

Les jonctions de câbles 400 kV sont possibles en 2006, mais coûteuse et demandent une réalisation très délicate.

II.2.3.4. Aspects de coûts

Plus haute est la tension, plus cher sera le rapport du coût du câble par rapport à la ligne aérienne.

Dans la gamme 110 - 219 kV rapport de 3.6 à 16

Dans la gamme 220 - 362 kV rapport de 5.1 à 21.1

Dans la gamme 363 - 764 kV rapport de 13.6 à 33.3

Ces rapports de coûts dépendent du tracé, de la planification, des compensations accordées.

On peut espérer une diminution de ces rapports avec l'intensification du transport en souterrain.

Le coût de la maintenance est généralement plus élevé en aérien qu'en souterrain, mais l'impact sur le coût global est mineur.

Chapitre III. Calcul des paramètres R-L-C de la ligne de de transport à haute tension

III.1. Introduction

Une ligne de transmission a une résistance, une inductance et une capacité uniformément réparties sur l'ensemble de la longueur de la ligne. Avant de passer aux méthodes de recherche de ces constantes pour une ligne de transmission, il est profitable de les comprendre à fond.

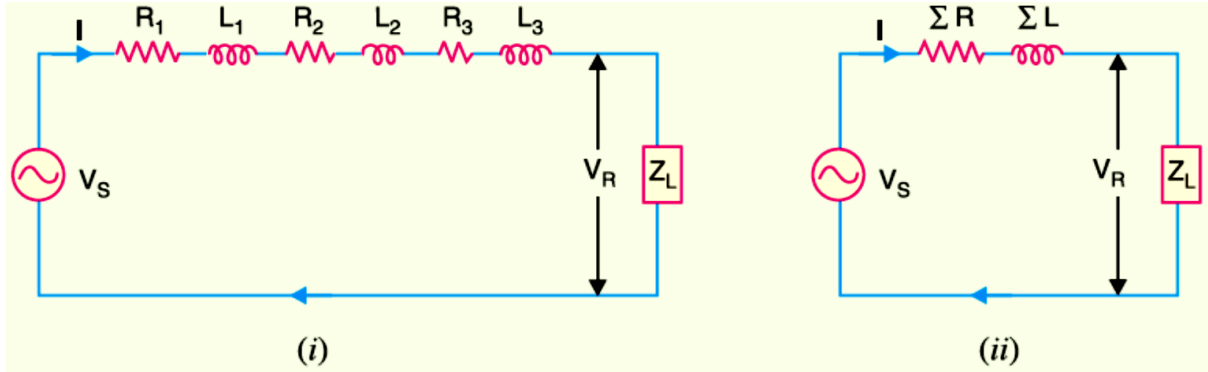


Figure III.1 : Circuit électrique équivalent d'une ligne de transmission

- **La résistance.** C'est l'opposition des conducteurs de ligne au flux de courant. La résistance est répartie uniformément sur toute la longueur de la ligne comme indiqué sur la Figure III.1 (i). Cependant, les performances d'une ligne de transmission peuvent être analysées de manière pratique si la résistance répartie est considérée comme localisée, comme le montre la Figure III.1(ii).
- **Inductance.** Lorsqu'un courant alternatif circule dans un conducteur, un flux de changement est établi qui relie le conducteur. En raison de ces liaisons de flux, le conducteur possède une inductance. Mathématiquement, l'inductance est définie comme les liaisons de flux par ampère, c'est-à-dire,

$$L = \frac{\Psi}{I} \quad \Psi : \text{flux de liaison} \cdot I : \text{courant en ampères}$$

L'inductance est également répartie uniformément sur la longueur de la ligne, comme le montre la Figure III.1 : (i).

- **Capacitance.** Nous savons que deux conducteurs séparés par un matériau isolant constituent un condensateur. Comme deux conducteurs quelconques d'une ligne de transport aérienne sont séparés par de l'air qui agit comme un isolant, la capacité existe donc entre deux conducteurs de ligne aérienne quelconques. La capacité entre les conducteurs est la différence de potentiel de charge par unité, c'est-à-dire

$$c = \frac{q}{v} \text{ où } q = \text{charge sur la ligne à coulomb}$$

$v = \text{d.d.p entre les conducteurs en volts}$

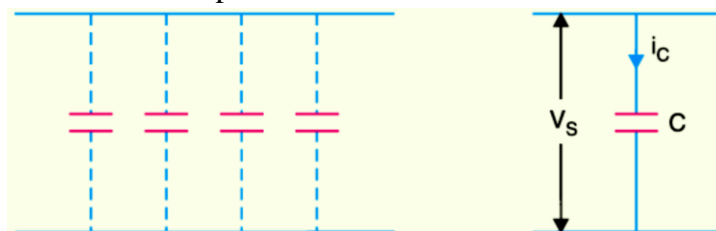


Figure III.2 : Répartition de la capacité dans une ligne de transmission

La capacité est uniformément répartie sur toute la longueur de la ligne et peut être considérée comme une série uniforme de condensateurs connectés entre les conducteurs comme le montre la figure III.2. Lorsqu'une tension alternative est imprimée sur une ligne de transmission, la charge sur les conducteurs augmente et diminue à chaque instant avec l'augmentation et la diminution de la valeur instantanée de la tension entre les conducteurs à ce point. Le résultat est qu'un courant (appelé courant de charge) circule entre les conducteurs. Ce courant de charge circule dans la ligne même lorsqu'il est ouvert, c.-à-d. Qu'il ne fournit aucune charge. Il affecte la chute de tension le long de la ligne ainsi que le rendement et le facteur de puissance de la ligne.

III.2. Résistance d'une ligne de transmission

La résistance des conducteurs de ligne de transmission est la cause la plus importante de perte de puissance dans une ligne de transmission. La résistance R d'un conducteur de ligne ayant une résistivité ρ , une longueur l et une aire de section transversale a est donnée par;

$$R = \rho \frac{l}{a} \quad \text{(III.1)}$$

La variation de la résistance des conducteurs métalliques avec la température est pratiquement linéaire sur la plage normale de fonctionnement. Supposons que R_1 et R_2 sont les résistances d'un conducteur à $t_1^\circ\text{C}$ et $t_2^\circ\text{C}$ ($t_2 > t_1$) respectivement. Si α_1 est le coefficient de température à $t_1^\circ\text{C}$, alors,

$$R_2 = R_1 [1 + \alpha_1 (t_2 - t_1)] \quad \text{(III.2)}$$

$$\alpha_1 = \frac{\alpha_0}{1 + \alpha_0 t_1} \quad \alpha_0 = \text{coefficient de température at } 0^\circ\text{C}$$

III.3. Inductance d'une ligne de transmission

Tout mouvement d'électrons (courant) dans un conducteur (fil) donne la naissance d'un champ magnétique au tour de fil, formant des cercles concentriques proportionnels à l'intensité du courant qui traverse le conducteur.

La direction donnée par la règle de la main droite ; avec le pouce se dirigeant dans la direction du courant, les doigts de la main indiquant la direction du champ magnétique.

Quand le courant change, le flux change et la tension est induite dans le circuit. Par définition, pour un matériau non magnétique, l'inductance L est le rapport de flux magnétique de liaison totale λ et le courant I , donné par :

$$L = \frac{\lambda}{I} \quad \text{(III.3)}$$

λ Est le flux de liaison, en weber. Tours

Considérer un conducteur cylindrique long dont le rayon est r , dans lequel circule un courant I comme représenté sur le schéma (Figure III.3):

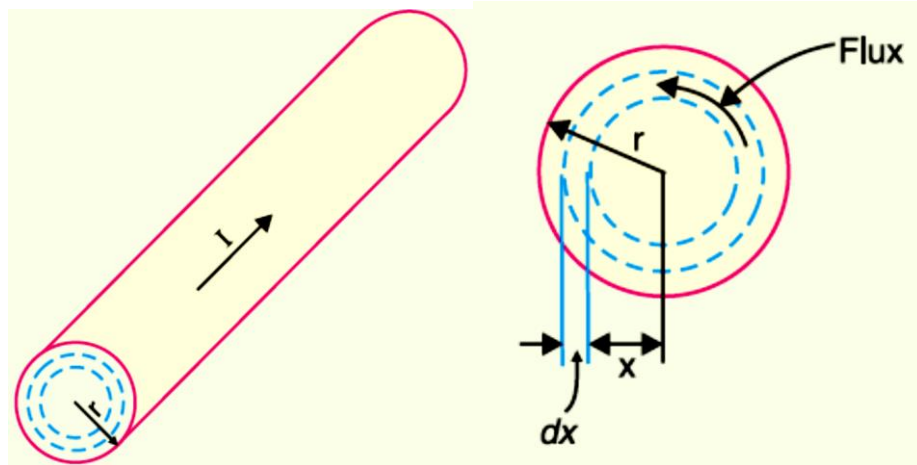


Figure III.3 : Flux de liaison d'un conducteur cylindrique long

L'intensité de champ magnétique H_x , autour d'un cercle du rayon x , est constante et tangente à ce cercle, la loi d'ampère reliant H_x au courant I_x est donnée près :

$$\int_0^{2\pi} H_x dl = I_x \quad (\text{III.4})$$

Ou bien :

$$H_x = \frac{I_x}{2\pi x} \quad (\text{III.5})$$

I_x Est le courant cerné à l'intérieur de cylindre de rayon x , comme représenté sur le schéma III.3. L'Eq. III.5 est l'équation exigée pour évaluer le flux de liaison d'un conducteur. *L'inductance d'un conducteur peut être définie comme la somme de contributions du flux de liaison intérieur et extérieur du conducteur.*

III.3.1. Inductances d'un seul conducteur

III.3.1.1. Inductance interne

Si on néglige l'effet de peau et on suppose une densité de courant uniforme dans toute la section du conducteur. On aura une simple expression pour le flux de liaison intérieur :

$$\frac{I}{\pi r^2} = \frac{I_x}{\pi x^2} \quad (\text{III.6})$$

Remplacer I_x dans l'Eq. (III.5) donne l'équation suivante :

$$H_x = \frac{I}{2\pi r^2} x \quad (\text{III.7})$$

Pour un conducteur non magnétique d'une perméabilité constant μ_0 ; la densité magnétique de flux est donnée par $B_x = \mu_0 H_x$, ou bien :

$$B_x = \frac{\mu_0 I}{2\pi r^2} x \quad (\text{III.8})$$

μ_0 est la perméabilité de vide (ou de l'air) et est égal à $4\pi \cdot 10^{-7}$ H/m .

Le flux différentiel $d\phi$ pour une petite région d'épaisseur dx et pour une longueur du conducteur d'un mètre, est donné par:

$$d\phi_x = B_x dx \cdot 1 = \frac{\mu_0 I}{2\pi r^2} x dx \quad (\text{III.9})$$

Le flux $d\phi_x$ est engendré uniquement dans la fraction du conducteur du centre o au rayon x . Ainsi, si on suppose une densité de courant uniforme, seulement la fraction $(\pi x^2 / \pi r^2)$ de courant totale est engendrée par ce flux, c.-à-d. :

$$d\lambda_x = \left(\frac{x^2}{r^2}\right) d\phi_x = \frac{\mu_0 I}{2\pi r^4} x^3 dx \quad (\text{III.10})$$

Le flux de liaison total est trouvé en intégrant $d\lambda_x$ de 0 à r :

$$\lambda_{\text{int}} = \frac{\mu_0 I}{2\pi r^4} \int_0^r x^3 dx = \frac{\mu_0 I}{8\pi} \quad \text{Wb/m} \quad (\text{III.11})$$

De l'Eq. (III.3), l'inductance due au flux de liaison intérieur est donné par:

$$L_{\text{int}} = \frac{\mu_0}{8\pi} = \frac{1}{2} \cdot 10^{-7} \text{ H/m} \quad (\text{III.12})$$

Noter que l'inductance interne L_{int} est indépendante du rayon r de conducteur.

III.3.1.2. Inductance externe (Flux de liaison extérieur du fils)

Considérons l'intensité de champ magnétique H_x à l'extérieur de conducteur, à un rayon ($x > r$) comme montrée dans la figure 4.4. Puisque le cercle de rayon x enferme la le courant total, $I_x = I$. Donc I_x est remplacé dans l'Eq. (III.7) par I et la densité de flux au rayon x devient :

$$B_x = \mu_0 H_x = \frac{\mu_0 I}{2\pi x} \quad (\text{III.13})$$

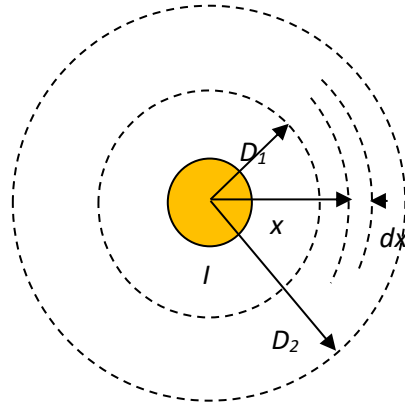


Figure III. 4 Flux de liaison entre D_1 et D_2

Puisque le courant I est engendré totalement par le flux extérieur du conducteur, le flux de liaison $d\lambda_x$ est numériquement égal au flux $d\phi_x$. Le flux différentiel $d\phi_x$ dans une petite région d'épaisseur dx et pour une longueur de conducteur de 1 mètre et donné par :

$$d\lambda_x = d\phi_x = B_x dx \cdot 1 = \frac{\mu_0 I}{2\pi x} dx \quad (\text{III.14})$$

Le flux de liaison extérieur entre deux points D_1 et D_2 est trouvé par l'intégration de $d\lambda_x$ de D_1 à D_2 .

$$\begin{aligned} \lambda_{ext} &= \frac{\mu_0 I}{2\pi} \int_{D_1}^{D_2} \frac{1}{x} dx \\ &= 2.10^{-7} I \ln \frac{D_2}{D_1} \text{ Wb/m} \end{aligned} \quad (\text{III.15})$$

L'inductance entre deux points à l'extérieur de conducteur est alors :

$$L_{ext} = 2.10^{-7} \ln \frac{D_2}{D_1} \text{ H/m} \quad (\text{III.16})$$

III.3.2. Inductance des lignes monophasées

Considérons une ligne monophasée d'un mètre de longueur composée de deux conducteurs cylindriques pleins qui ont les rayons r_1 et r_2 , respectivement, comme montrée dans la figure III.5. Les deux conducteurs sont séparés par une distance D . Le conducteur 1 transporte le courant I_1 et le conducteur 2 transporte le courant de retour $I_2 = -I_1$. Ces courants arrangent les lignes de champ magnétique qui se forment entre les deux conducteurs comme montrée dans la figure suivante :

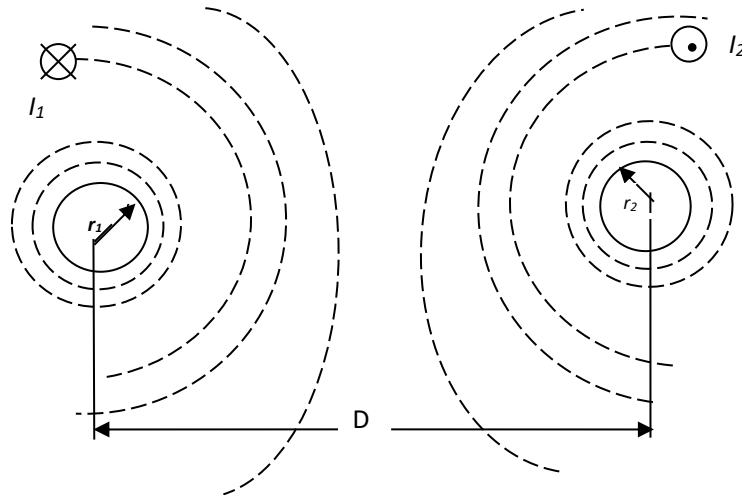


Figure III.5 Ligne monophasée à deux fils

L'inductance du conducteur 1 dû au flux intérieur est donnée par l'Eq. (III.12). Le flux au delà d'une distance D est associé à un courant nul et ne contribue pas au flux magnétique de liaison nette dans le circuit. Ainsi, pour obtenir l'inductance du conducteur 1 dû à flux de liaison extérieur net, il est nécessaire d'évaluer l'Eq. (III.16) de $D_1 = r_1$ à $D_2 = D$.

$$L_{1(ext)} = 2.10^{-7} \ln \frac{D}{r_1} \text{ H/m} \quad (\text{III.17})$$

L'inductance totale du conducteur 1 est alors :

$$L_1 = L_{1(int)} + L_{1(ext)} = \frac{1}{2} 10^{-7} + 2.10^{-7} \ln \frac{D}{r_1} \text{ H/m} \quad (\text{III.18})$$

L'équation (2.18) est souvent réorganisée comme suit :

$$L_1 = 2.10^{-7} \left(\frac{1}{4} + \ln \frac{D}{r_1} \right)$$

$$\begin{aligned}
 &= 2.10^{-7} \left(\ln e^{\frac{1}{4}} + \ln \frac{1}{r_1} + \ln \frac{D}{1} \right) \\
 &= 2.10^{-7} \left(\ln \frac{1}{r_1 e^{-1/4}} + \ln \frac{D}{1} \right)
 \end{aligned} \tag{III.19}$$

Supposer $r_1' = r_1 e^{-1/4}$, l'inductance du conducteur 1 devient :

$$L_1 = 2.10^{-7} \ln \frac{1}{r_1'} + 2.10^{-7} \ln \frac{D}{1} \text{ H/m} \tag{III.20}$$

De la même façon l'inductance du conducteur 2 est :

$$L_2 = 2.10^{-7} \ln \frac{1}{r_2} + 2.10^{-7} \ln \frac{D}{1} \text{ H/m} \tag{III.21}$$

Si les deux conducteurs sont identiques, $r_1 = r_2 = r$ et $L_1 = L_2 = L$, l'inductance par phase par unité de longueur de la ligne est donné par :

$$L = 2.10^{-7} \ln \frac{1}{r'} + 2.10^{-7} \ln \frac{D}{1} \text{ H/m} \tag{III.22}$$

Le premier terme de l'Eq. (III.22) représente seulement une fonction du rayon de conducteur. Ce terme est considéré comme inductance due au flux intérieur et extérieur au conducteur 1 à un rayon de 1m. Le deuxième terme de l'Eq. (III.22) dépend uniquement de la distance entre les conducteurs. Ce terme est connu comme *facteur de distance de l'inductance*. Les termes ci-dessus sont habituellement exprimés en tant que réactances inductives à 60 hertz et sont disponibles dans les tableaux de fabricants en unités anglaises.

Le terme $r' = r e^{-1/4}$ est connu mathématiquement comme rayon géométrique moyenne propre d'un cercle de rayon r , abrégée par *GMR*. r' peut être considéré comme étant le rayon d'un conducteur fictif sans flux intérieur et qui a la même inductance d'un conducteur réel de rayon r . Le *GMR* est généralement attribué au rayon géométrique moyen, on le note ici par D_s . Alors l'expression de l'inductance par phase exprimé en millithermies par kilomètre devienne:

$$L = 0.2 \ln \frac{D}{D_s} = 0.2 \ln \frac{D}{GMR} \text{ mH/ km} \tag{III.23}$$

III.3.2.1. Flux de liaison en termes d'inductances propre et mutuelle

L'inductance série par phase de la ligne monophasée à deux fils de la figure III.5, peut être exprimée en termes d'inductances propre et mutuelle de chaque conducteur. Considérer un circuit monophasé d'un mètre de longueur représenté par 2 bobines caractérisées par les inductances propres L_{11} et L_{22} et l'inductance mutuelle L_{21} . La polarité magnétique est identifiée par un point comme montrés dans la figure III.6.

Les flux de liaisons λ_1 et le λ_2 sont donnés par :

$$\begin{aligned}
 \lambda_1 &= L_{11}I_1 + L_{12}I_2 \\
 \lambda_2 &= L_{21}I_1 + L_{22}I_2
 \end{aligned} \tag{III.24}$$

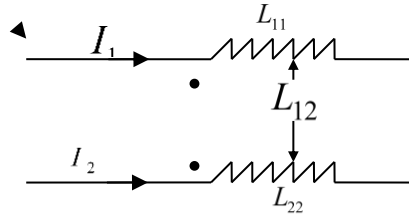


Figure III. 6 Ligne monophasé représentée par deux bobines couplées magnétiquement

Puisque $I_2 = -I_1$, on a :

$$\lambda_1 = (L_{11} - L_{12})I_1 \tag{III.25}$$

$$\lambda_2 = (-L_{21} + L_{22})I_2$$

Si on compare l'Eq. (III.25) avec l'Eq. (III.21), on peut conclure les expressions équivalentes d'inductance propre et mutuelle suivantes:

$$L_{11} = 2.10^{-7} \ln \frac{1}{r_1}$$

$$L_{22} = 2.10^{-7} \ln \frac{1}{r_2} \tag{III.26}$$

$$L_{12} = L_{21} = 2.10^{-7} \ln \frac{1}{D}$$

Le concept d'inductances propres et mutuelles peut être généralisé à un groupe de n conducteurs. Considérons n conducteurs transportant les courants I_1, I_2, \dots, I_n , tel que:

$$I_2 + I_1 + I_3 + \dots + I_n = 0 \tag{III.27}$$

En généralisant l'Eq. (III.24), les flux de liaisons de conducteur i est donné par:

$$\lambda_i = L_{ii}I_i + \sum_{j=1}^n L_{ij}I_j, j \neq i \tag{III.28}$$

$$\text{Ou bien, } \lambda_i = 2.10^{-7} \left(I_i \ln \frac{1}{r_i} + \sum_{j=1}^n I_j \ln \frac{1}{D_j} \right), (j \neq i) \tag{III.29}$$

III.3.3. Inductance d'une ligne de transport triphasée

III.3.3.1. Arrangement symétrique de la ligne

Considérer une ligne triphasée d'une longueur d'un mètre, composée de trois conducteurs chacun a un rayon r , ces conducteurs sont arrangés symétriquement (triangle équilatérale) comme montrée dans la figure III.7.

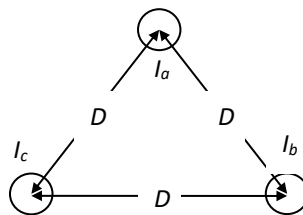


Figure III .7: Ligne triphasé arrangée symétriquement

Si on suppose que le système est équilibré, on a

$$I_a + I_b + I_c = 0 \quad (III.30)$$

De l'Eq. (III.29), le flux de liaison total de la phase 'a' est:

$$\lambda_a = 2.10^{-7} \left(I_a \ln \frac{1}{r'} + I_b \ln \frac{1}{D} + I_c \ln \frac{1}{D} \right) \quad (III.31)$$

Remplacer $I_b + I_c = -I_a$

$$\begin{aligned} \lambda_a &= 2.10^{-7} \left(I_a \ln \frac{1}{r'} - I_a \ln \frac{1}{D} \right) \\ &= 2.10^{-7} \left(I_a \ln \frac{D}{r'} \right) \end{aligned} \quad (III.32)$$

A cause de la symétrie, $\lambda_a = \lambda_b = \lambda_c$, ainsi les trois inductances sont identiques. Donc l'inductance par phase exprimé en millihenries par kilomètre est:

$$L = 0.2 \ln \frac{D}{D_s} \text{ mH/ km} \quad (III.33)$$

r' Est le rayon géométrique moyen GMR, noté par D_s . Pour un conducteur cylindrique plein, $D_s = r e^{-\frac{1}{4}}$, et pour des conducteurs toronnés D_s peut être évalué à partir de l'Eq. (III.50). La comparaison entre l'Eq. (III.33) et l'Eq. (III.23) montre que l'inductance d'une phase pour un système triphasé équilibré d'une ligne équilatérale est la même que pour celle d'un conducteur d'un système monophasé.

III.3.3.2. Arrangement asymétrique

En pratique on ne peut pas maintenir un arrangement symétrique des conducteurs dans les lignes de transport a cause des contraintes de construction. Si l'arrangement est asymétrique, et même avec des courants équilibrés, la chute de tension due à l'inductance sera déséquilibrée. Considérer une ligne triphasée d'un mètre de longueur avec trois conducteurs, chacun a un rayon r . L'arrangement des conducteurs sont montré dans la figure III.8.

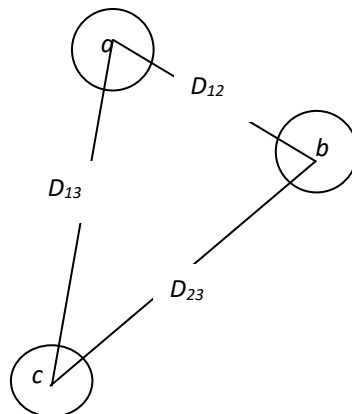


Figure III.8: Ligne triphasé avec arrangement asymétrique

L'application de l'Eq. (III.29) donne le flux de liaison suivante:

$$\begin{aligned}\lambda_a &= 2.10^{-7} \left(I_a \ln \frac{1}{r'} + I_b \ln \frac{1}{D_{12}} + I_c \ln \frac{1}{D_{13}} \right) \\ \lambda_b &= 2.10^{-7} \left(I_a \ln \frac{1}{D_{12}} + I_b \ln \frac{1}{r'} + I_c \ln \frac{1}{D_{23}} \right) \\ \lambda_c &= 2.10^{-7} \left(I_a \ln \frac{1}{D_{13}} + I_b \ln \frac{1}{D_{23}} + I_c \ln \frac{1}{r'} \right)\end{aligned}\quad (III.34)$$

Ou sous la forme matricielle:

$$\lambda = LI \quad (III.35)$$

L est la matrice d'inductances (symétrique) donnée par :

$$L = 2.10^{-7} \begin{bmatrix} \ln \frac{1}{r'} & \ln \frac{1}{D_{12}} & \ln \frac{1}{D_{13}} \\ \ln \frac{1}{D_{12}} & \ln \frac{1}{r'} & \ln \frac{1}{D_{23}} \\ \ln \frac{1}{D_{13}} & \ln \frac{1}{D_{23}} & \ln \frac{1}{r'} \end{bmatrix} \quad (III.36)$$

Pour un système équilibré avec I_a comme référence, on a

$$I_b = I_a \angle 240^\circ = a^2 I_a \quad (III.37)$$

$$I_c = I_a \angle 120^\circ = a I_a$$

Avec l'opérateur $a = 1 \angle 120^\circ$ et $a^2 = 1 \angle 240^\circ$. On remplace l'Eq. (III.37) dans l'Eq. (III.34) donne le suivant :

$$\begin{aligned}L_a &= \frac{\lambda_a}{I_a} = 2.10^{-7} \left(\ln \frac{1}{r'} + a^2 \ln \frac{1}{D_{12}} + a \ln \frac{1}{D_{13}} \right) \\ L_b &= \frac{\lambda_b}{I_b} = 2.10^{-7} \left(a \ln \frac{1}{D_{12}} + \ln \frac{1}{r'} + a^2 \ln \frac{1}{D_{23}} \right) \\ L_c &= \frac{\lambda_c}{I_c} = 2.10^{-7} \left(a^2 \ln \frac{1}{D_{13}} + a \ln \frac{1}{D_{23}} + \ln \frac{1}{r'} \right)\end{aligned}\quad (III.38)$$

L'Eq (III.38) montre que les inductances des trois phases sont différentes et contiennent un terme imaginaire due à l'inductance mutuelle.

Ligne transposée

Le modèle unifilaire d'une ligne de transport est exigé dans la plupart des analyses des réseaux. Pour avoir une bonne symétrie et obtenir un modèle unifilaire, il est nécessaire de faire la transposition. Si les conducteurs des phases sont transposés, une distance moyenne GMD (*geometrical mean distance*) remplacera la distance D , et le calcul de l'inductance sera le même que celle de l'arrangement symétrique. Dans un système transposé, chaque phase occupe l'emplacement des autres deux phases pour un tiers de la longueur totale de la ligne comme montré dans la figure III.9.

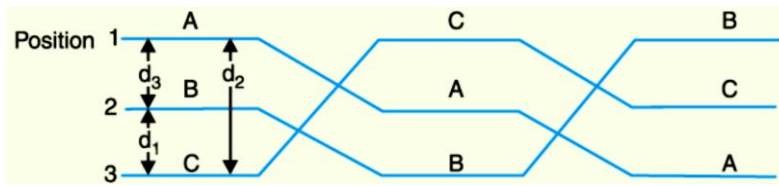
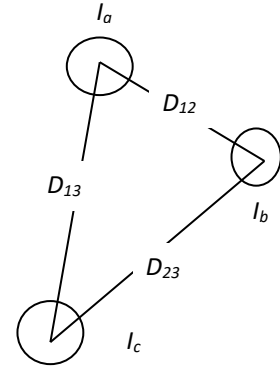


Figure III.9: Ligne triphasée transposée



Dans une ligne transposée, chaque phase occupe les trois positions dans une ligne, l'inductance par phase peut être obtenue en calculant la valeur moyenne de l'Eq. (III.38)

$$L = \frac{L_a + L_b + L_c}{3} \quad (\text{III.39})$$

Noter que $a + a^2 = 1 \angle 120^\circ + 1 \angle 240^\circ = -1$, la moyenne de l'Eq. (III.38) devient :

$$\begin{aligned} L &= \frac{2 \cdot 10^{-7}}{3} \left(3 \ln \frac{1}{r'} - \ln \frac{1}{D_{12}} - \ln \frac{1}{D_{23}} - \ln \frac{1}{D_{13}} \right) \\ L &= 2 \cdot 10^{-7} \left(\ln \frac{1}{r'} - \ln \frac{1}{(D_{12} D_{13} D_{23})^{\frac{1}{3}}} \right) \\ &= 2 \cdot 10^{-7} \ln \frac{(D_{12} D_{13} D_{23})^{\frac{1}{3}}}{r'} \end{aligned} \quad (\text{III.40})$$

L'inductance par phase par pour 1 kilomètre de longueur est :

$$L = 0.2 \ln \frac{GMD}{D_s} \text{ mH/km} \quad (\text{III.41})$$

$$\text{Avec } GMD = \sqrt[3]{D_{12} D_{13} D_{23}} \quad (\text{III.42})$$

C'est encore la même forme que l'expression de l'inductance d'une ligne monophasée. Le GMD (distance géométrique moyenne) est la distance équivalente entre les conducteurs de la ligne. Pour la ligne triphasée ci-dessus le GMD est la racine cubique du produit des trois distances qui séparent les conducteurs de la ligne triphasée. D_s Est le rayon géométrique moyen (GMR). Pour les conducteurs toronnés D_s est obtenu à partir des données du fabricant.

Pour un conducteur plein $D_s = r' = r e^{-\frac{1}{4}}$.

Dans les lignes de transport modernes, la transposition n'est pas généralement employée. Cependant, et pour des buts de modélisation, il est plus pratique de traiter le circuit comme étant un circuit transposé. L'erreur introduite en raison de cette supposition est très petite.

III.3.4. Inductance des conducteurs composés

Dans le calcul précédent de l'inductance, on a considéré des conducteurs cylindriques pleins, mais en pratique les lignes de transport comportent des conducteurs toronnés. En plus et pour des raisons économiques, la plupart des lignes de transport haut tension comportent des conducteurs en faisceaux. Dans cette section, on va dériver l'équation de l'inductance pour ces conducteurs composés. Le résultat peut être utilisé pour le calcul de GMR soit pour les conducteurs toronnés ou pour les conducteurs en faisceaux. Il est aussi utilisé pour le calcul de GMR et GMD équivalent pour les circuits parallèles.

Considérons une ligne monophasée avec deux conducteurs composés x et y comme montrés dans la figure III.10. Le conducteur composé x transporte le courant I et le conducteur composé y transporte le courant de retour $-I$. Le conducteur x est composé de n brins identiques, chacun a un rayon r_x . Le conducteur y est composé de m brins identiques, chacun a un rayon r_y . On suppose que le courant est divisé d'une façon égale en chaque brin. Le courant dans chaque brin est égale à I/n pour le conducteur x et égale à I/m pour le conducteur y . L'application de l'Eq. (III.29) donne les expressions suivantes pour le flux de liaison total du conducteur a :

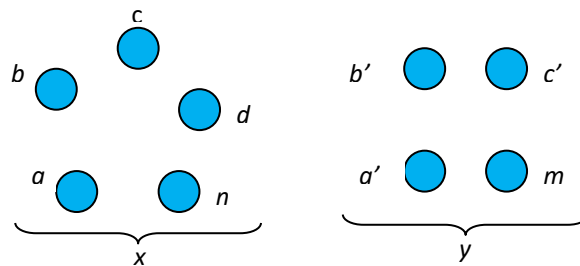


Figure III.10 Ligne monophasée avec deux conducteurs composés

$$\begin{aligned}\lambda_a &= 2.10^{-7} \frac{I}{n} \left(\ln \frac{1}{r_x'} + \ln \frac{1}{D_{ab}} + \ln \frac{1}{D_{ac}} + \dots + \ln \frac{1}{D_{an}} \right) \\ &= -2.10^{-7} \frac{I}{m} \left(\ln \frac{1}{D_{ca'}} + \ln \frac{1}{D_{cb'}} + \ln \frac{1}{D_{ca'}} + \dots + \ln \frac{1}{D_{cm}} \right)\end{aligned}$$

Ou

$$\lambda_a = 2.10^{-7} I \ln \frac{\sqrt[m]{D_{ca'} D_{cb'} D_{ca'} \dots D_{cm}}}{\sqrt[n]{r_x' D_{ab} D_{ac} \dots D_{an}}} \quad (\text{III.43})$$

L'inductance de conducteur a est égale:

$$L_a = \frac{\lambda_a}{I/n} = 2n.10^{-7} \ln \frac{\sqrt[m]{D_{ca'} D_{cb'} D_{ca'} \dots D_{cm}}}{\sqrt[n]{r_x' D_{ab} D_{ac} \dots D_{an}}} \quad (\text{III.44})$$

En appliquant l'Eq. (III.29), on peut obtenir, d'une façon similaire, les inductances des autres conducteurs qui composent le conducteur composé x .

Par exemple, l'inductance de conducteur n est :

$$L_n = \frac{\lambda_n}{I/n} = 2n \cdot 10^{-7} \ln \frac{\sqrt[m]{D_{na} D_{nb} D_{nc} \dots D_{nm}}}{\sqrt[n]{r_x' D_{na} D_{nb} \dots D_{an}}} \quad (III.45)$$

L'inductance moyenne de n'importe quel conducteur dans le groupe x est égale :

$$L_{av} = \frac{L_a + L_b + L_c + \dots + L_n}{n} \quad (III.46)$$

Puisque tous les conducteurs de groupe x sont parallèles électriquement, l'inductance de conducteur composé x sera :

$$L_x = \frac{L_{av}}{n} = \frac{L_a + L_b + L_c + \dots + L_n}{n^2} \quad (III.47)$$

Si on remplace les valeurs de $L_a, L_b, L_c, \dots, L_n$ dans l'Eq. (III.47) donne :

$$L_x = 2 \cdot 10^{-7} \ln \frac{GMD}{GMR_x} \quad \text{H/m} \quad (III.48)$$

Avec :

$$GMD = \sqrt[mn]{(D_{aa} D_{ab} D_{ac} \dots D_{an}) \dots (D_{na} D_{nb} \dots D_{nm})} \quad (III.49)$$

Et

$$GMR_x = \sqrt[n^2]{(D_{aa} D_{ab} D_{ac} \dots D_{an}) \dots (D_{na} D_{nb} \dots D_{nm})} \quad (III.50)$$

Avec $D_{aa} = D_{bb} = \dots = D_{nn} = r_x'$

Le GMD est la racine $mn^{\text{ième}}$ du produit des mn distances entre les n brins du conducteur x et les m brins du conducteur y .

Le GMR_x est la racine $n^2^{\text{ième}}$ du produit des n^2 termes composé des produit des r' de chaque brins fois la distance entre chaque brin et les autres brins qui compose le groupe x .

L'inductance du conducteur composé y peut être obtenue de la même façon. Le GMR_y sera différent. Cependant la distance moyen géométrique GMD est la même.

Exemple III.1

Un conducteur toronné est constitué de sept brins identiques, chacune ayant un rayon r comme illustré à la figure III.11. Déterminer la GMR du conducteur en fonction de rayon r .

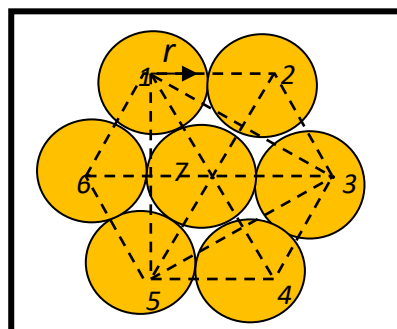


Figure III.11 Coupe transversale d'un conducteur toronné.

D'après la figure III.11, la distance entre le brin 1 er les autres brins sont:

$$D_{12} = D_{16} = D_{17} = 2r$$

$$D_{14} = 4r$$

$$D_{13} = D_{15} = \sqrt{(D_{14}^2 - D_{45}^2)} = 2\sqrt{3}r$$

De l'Eq. (2.50) le *GMR* du ce conducteur est :

$$\begin{aligned} GMD &= \sqrt[49]{(r'.2r.2\sqrt{3}r.4r.2\sqrt{3}r.2r.2r)^6 . r'(2r)^6} \\ &= r\sqrt[7]{(e)^{-1/4} (2)^6 (3)^{6/7} (2)^{6/7}} \\ &= 2.1767r \end{aligned}$$

Le calcul du *GMR* dans le cas d'un grand nombre de brins peut devenir très difficile. Dans ce cas la, le *GMR* est tiré a partir des tableaux.

III.3.4.1. GMR des conducteurs en faisceaux

Les lignes de transport à haute tension sont généralement construites avec des conducteurs en faisceaux. Les faisceaux réduisent la réactance de la ligne, ce qui entraîne une amélioration des performances de la ligne et une augmentation des capacités de transmission de la ligne. Les faisceaux permettent également de réduire le gradient de tension de surface, qui à son tour réduit les pertes couronne, ainsi que les interférences radio et l'impédance caractéristique de la ligne. En générale, les conducteurs groupés en faisceaux se composent de deux, trois ou quatre conducteurs disposés en configuration symétriquement comme montré dans la figure III.12. Les conducteurs d'un faisceau sont séparés par des entretoise-amortisseurs (spacer-damper) à des intervalles réguliers.

Les entretoise-amortisseurs prévient les contacts électriques, fournissent un amortissement, et maintiennent les conducteurs d'un faisceau en parallèle.

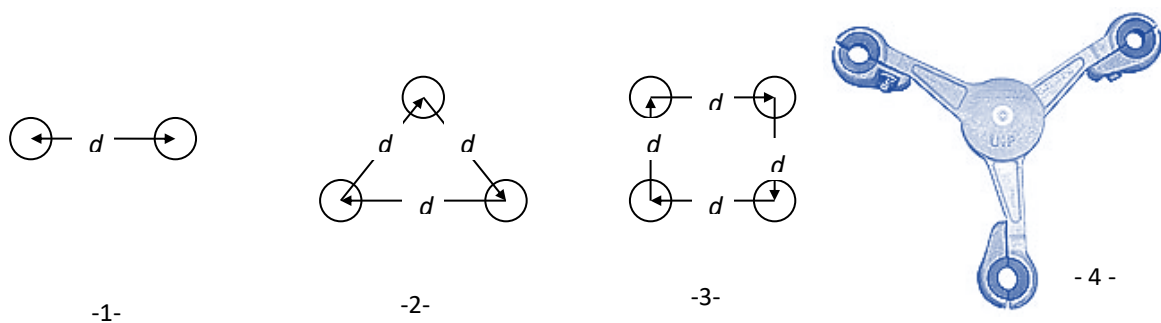


Figure III.12 Exemples d'arrangements en faisceaux : 1. Faisceaux de deux conducteurs, 2. Faisceaux de trois conducteurs, 3. Faisceaux de quatre conducteurs, 4. Entretoise-amortisseurs de trois conducteurs.

Le *GMR* équivalent du simple conducteur est obtenu en employant l'Eq. (III.50). Si on note le *GMR* de chaque conducteur par D_s et la distance entre conducteur de faisceau par d .

Pour le faisceau de deux conducteurs

$$D_s^b = \sqrt[4]{(D_s \cdot d)^2} = \sqrt{(D_s \cdot d)} \quad (\text{III.51})$$

Pour le faisceau de trois conducteurs

$$D_s^b = \sqrt[3]{(D_s \cdot d \cdot d)^3} = \sqrt[3]{D_s d^2} \quad (\text{III.52})$$

Pour le faisceau de quatre conducteurs

$$D_s^b = \sqrt[6]{(D_s \cdot d \cdot d \cdot d \cdot 2^{1/2})^4} = 1.094 \sqrt{D_s d^3} \quad (\text{III.53})$$

III.3.4.2 Inductance de ligne triphasée a doublé circuit

Une ligne triphasée à double circuit se compose de deux circuits triphasés identiques. Le circuits fonctionne avec $a_1 - a_2$, $b_1 - b_2$, et $c_1 - c_2$ en parallèle. A cause des différences géométriques entre les conducteurs, la chute de tension due à l'inductance la ligne déséquilibrée. Pour retrouver l'équilibre, chaque phase doit être transposée dans son groupe et par rapport à la ligne triphasée parallèle. Considérer une ligne triphasée à double circuit avec le positionnement de phases suivant $a_1, b_1, c_1 - c_2, b_2, a_2$, comme représenté sur la figure.

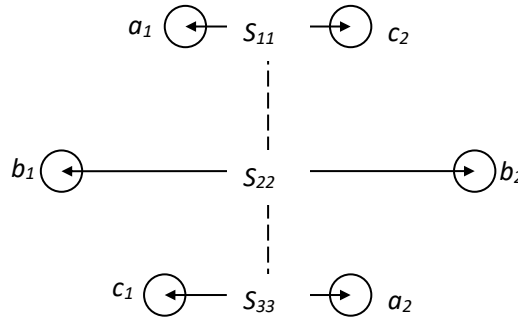


Figure III.13 Ligne à double circuit transposée

La méthode de *GMD* peut être utilisée pour trouver l'inductance par phase. Pour cela, on peut grouper les phases identiques et par la suite utilisé l'Eq. (III.49) pour trouver le *GMD* entre chaque groupe de phase, comme suit

$$\begin{aligned} D_{AB} &= \sqrt[4]{D_{a_1 b_1} D_{a_1 b_2} D_{a_2 b_1} D_{a_2 b_2}} \\ D_{BC} &= \sqrt[4]{D_{b_1 c_1} D_{b_1 c_2} D_{b_2 c_1} D_{b_2 c_2}} \\ D_{AC} &= \sqrt[4]{D_{a_1 c_1} D_{a_1 c_2} D_{a_2 c_1} D_{a_2 c_2}} \end{aligned} \quad (\text{III.54})$$

Le *GMD* équivalent par phase est alors :

$$GMD = \sqrt{D_{AB} D_{BC} D_{AC}} \quad (\text{III.55})$$

Similairement, le *GMR* de chaque groupe de phase, peut être trouvé à partir de l'Eq. (2.50) ;

$$\begin{aligned} D_{SA} &= \sqrt[4]{(D_s^b D_{a_1 a_2})^2} = \sqrt{D_s^b D_{a_1 a_2}} \\ D_{SB} &= \sqrt[4]{(D_s^b D_{b_1 b_2})^2} = \sqrt{D_s^b D_{b_1 b_2}} \end{aligned}$$

$$D_{SC} = \sqrt[4]{(D_s^b D_{c_1 c_2})^2} = \sqrt{D_s^b D_{c_1 c_2}} \quad (\text{III.56})$$

D_s^b Est le rayon géométrique moyen des conducteurs en faisceaux donnés par l'Eq. (III.51) à l'Eq. (III.53). Le rayon géométrique moyen équivalent (GMR_L), utilisé pour calculé l'inductance par phase (au neutre) est :

$$GMD_L = \sqrt[3]{D_{SA} D_{SB} D_{SC}} \quad (\text{III.57})$$

L'inductance par phase exprimée en milli hernies par kilomètre est donnée par:

$$L = 0.2 \ln \frac{GMD}{GMR_L} \text{ mH/km} \quad (\text{III.58})$$

III.4. Capacitance d'une ligne de transmission électrique

Le potentiel électrique à un point dû à une charge est le travail effectué en apportant une charge positive unitaire de l'infini à ce point. Le concept de potentiel électrique est extrêmement important pour la détermination de la capacité dans un circuit puisque ce dernier est défini comme le potentiel de charge par unité. Nous allons maintenant discuter en détail le potentiel électrique dû à certains arrangements de conducteurs importants.

La capacité existe entre les conducteurs de ligne de transmission en raison de leur différence de potentiel. Pour évaluer la capacité entre conducteurs dans un milieu environnant avec permittivité « ϵ », il est nécessaire de déterminer la tension entre les conducteurs, et la force de champ électrique de l'environnement.

III.4.1. Capacitance d'un seul conducteur solide

Considérons un conducteur long, cylindrique, de rayon r , dans un espace libre de permittivité « 0 », avec une charge de $q+$ coulombs par mètre uniformément répartie sur la surface. Il y a une force de champ électrique constante sur la surface du cylindre (figure III-14.15). La résistivité du conducteur est supposée être nulle (conducteur parfait), ce qui entraîne un champ électrique interne nul en raison de la charge sur le conducteur.

La charge $q+$ produit un champ électrique radial au conducteur avec des équipotentielles concentriques au conducteur. Selon la loi de Gauss, le flux électrique total quittant une surface fermée est égal à la charge totale à l'intérieur du volume enfermé par la surface. Par conséquent, à un point extérieur P séparé de x mètres du centre du conducteur, la densité de flux du champ électrique et l'intensité du champ électrique sont

$$\text{Density}_P = \frac{q}{A} = \frac{q}{2\pi x} \text{ (C)}$$

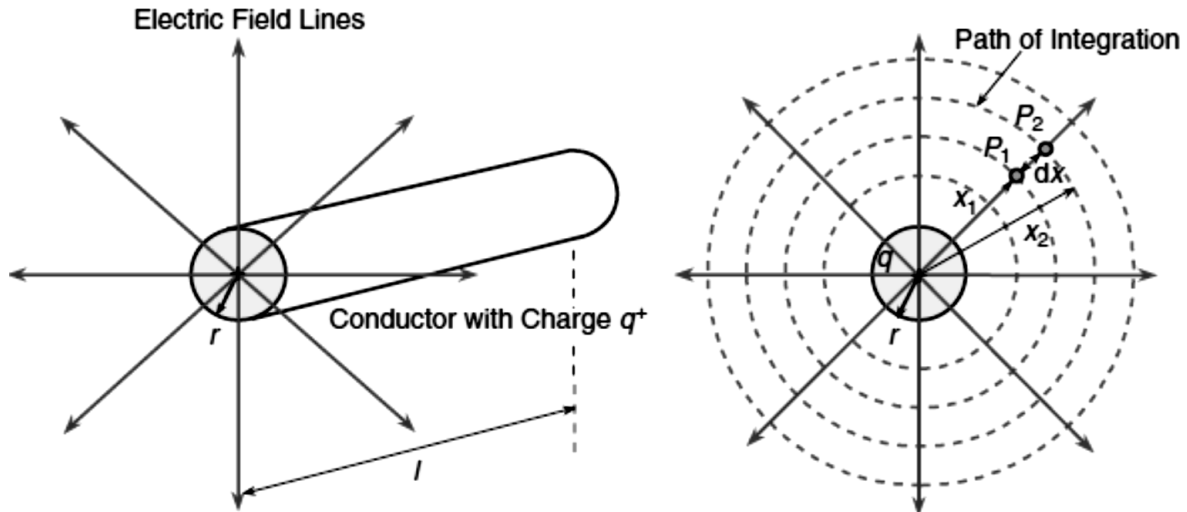


Figure III.14 : Distribution du champ électrique d'un conducteur solide.

$$E_p = \frac{\text{Density}_p}{\epsilon} = \frac{q}{2\pi\epsilon_0 x} \text{ (V/m)}$$

Où la densité = densité du flux électrique au point P

E = champ électrique au point P

A = surface d'un cylindre concentrique de 1 m de longueur et de rayon x (m²)

$\epsilon = \epsilon_0 = 10^{-9}/36\pi$ = permittivité du vide suppose pour le conducteur (F/m)

La différence de potentiel ou la différence de tension entre deux extérieurs P1 et P2 correspondant à une distance x1 et x2 du centre du conducteur est définie en intégrant l'intensité du champ électrique de x1 à x2

$$V_{1-2} = \int_{x_1}^{x_2} E_p \frac{dx}{x} = \int_{x_1}^{x_2} \frac{q}{2\pi\epsilon_0} \frac{dx}{x} = \frac{q}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{x_2}{x_1} \right] \text{ (V)}$$

Ensuite la capacitance entre les deux points P1 et P2 est évaluée à

$$C_{1-2} = \frac{q}{V_{1-2}} = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln \left[\frac{x_2}{x_1} \right]} \text{ (F/m)}$$

Si le point P1 est situé à la surface du conducteur ($x_1 = r$), et le point P2 est situé à la surface du sol au-dessous du conducteur ($x_2 = h$), alors la tension du conducteur et la capacité entre le conducteur et la terre sont

$$V_{\text{cond}} = \frac{q}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{h}{r} \right] \text{ (V)}$$

$$C_{\text{cond-ground}} = \frac{q}{V_{\text{cond}}} = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln \left[\frac{h}{r} \right]} \text{ (F/m)}$$

III.4.2. Capacitance d'une ligne monophasée à deux conducteurs

Considérons une ligne monophasée à deux fils avec les conducteurs A et B de même rayon r, séparés par une distance $D > r_A$ et r_B . Les conducteurs sont alimentés par une source de tension telle que le conducteur A a une charge q+ et le conducteur B une charge q- comme indiqué sur la figure 13.15.

La charge sur chaque conducteur génère des champs électriques indépendants. La charge q^+ sur le conducteur A génère une tension V_{AB-A} entre les deux conducteurs. De même, la charge q^- sur le conducteur B génère une tension V_{AB-B} entre les conducteurs.

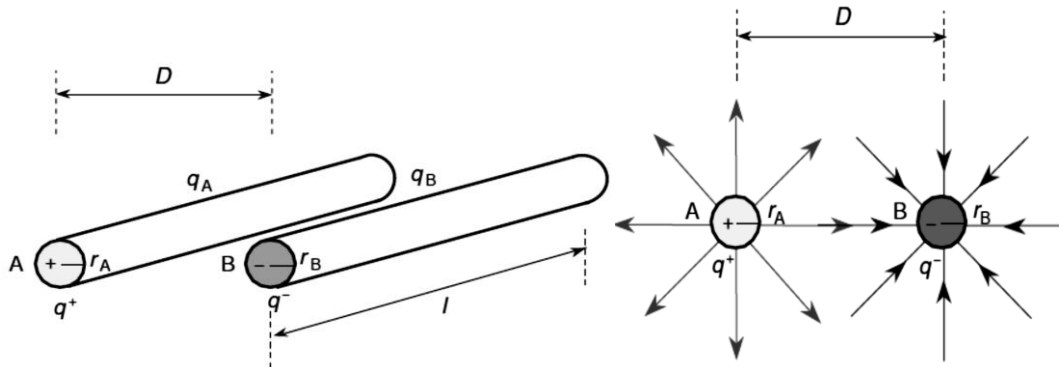


Figure III.15 : Distribution des charges électriques d'un conducteur solide.

V_{AB-A} est calculé en intégrant l'intensité du champ électrique, due à la charge sur le conducteur A, sur le conducteur B de r_A à D

$$V_{AB-A} = \int_{r_A}^D E_A dx = \frac{q}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{D}{r_A} \right]$$

V_{AB-B} est calculé en intégrant l'intensité du champ électrique due à la charge sur le conducteur B de D à r_B

$$V_{AB-B} = \int_D^{r_B} E_B dx = \frac{-q}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{r_B}{D} \right]$$

La tension totale est la somme des tensions générées V_{AB-A} et V_{AB-B}

$$V_{AB} = V_{AB-A} + V_{AB-B} = \frac{q}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{D}{r_A} \right] - \frac{q}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{r_B}{D} \right] = \frac{q}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{D^2}{r_A r_B} \right]$$

Si les conducteurs ont le même rayon, $r_A = r_B = r$, alors la tension entre les conducteurs V_{AB} , et la capacité entre les conducteurs C_{AB} , pour une longueur de ligne de 1 m sont

$$V_{AB} = \frac{q}{\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{D}{r} \right] \text{ (V)}$$

$$C_{AB} = \frac{\pi\epsilon_0}{\ln \left[\frac{D}{r} \right]} \text{ (F/m)}$$

La tension entre chaque conducteur et la masse (G) (figure III.16) est la moitié de la tension entre les deux conducteurs. Par conséquent, la capacité de l'une ou l'autre ligne à la terre est deux fois la capacité entre les lignes

$$V_{AG} = V_{BG} = \frac{V_{AB}}{2} \text{ (V)}$$

$$C_{AG} = \frac{q}{V_{AG}} = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln\left[\frac{D}{r}\right]} \text{ (F/m)}$$

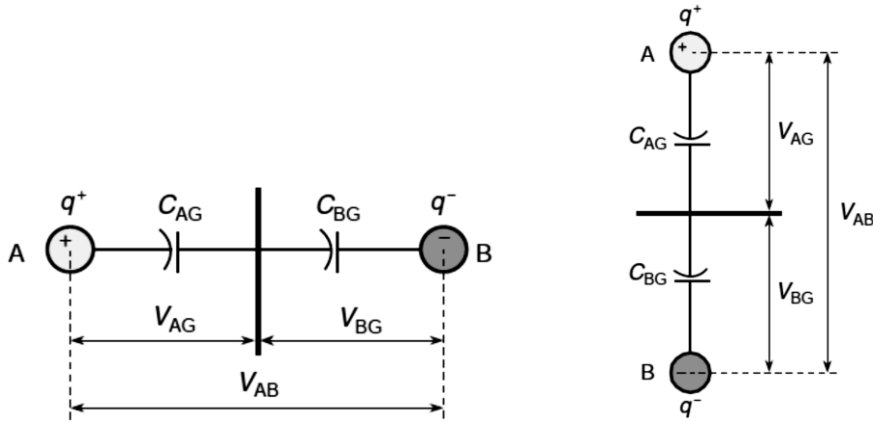


Figure III.16 : la différence de potentiel entre chaque conducteur et la terre.

III.4.3. Capacitance d'une ligne triphasée

Considérons une ligne triphasée ayant la même amplitude de tension entre les phases, et supposant un système équilibré avec une séquence abc (positive) telle que $q_A + q_B + q_C = 0$. Les conducteurs ont des rayons r_A , r_B et r_C et l'espace entre les conducteurs est D_{AB} , D_{BC} et D_{AC} (où D_{AB} , D_{BC} et $D_{AC} > r_A$, r_B et r_C). En outre, l'effet des conducteurs de terre et de neutre est négligé.

L'expression des tensions entre deux conducteurs dans un système monophasé peut être étendue pour obtenir les tensions entre les conducteurs dans un système triphasé. Les expressions pour V_{AB} et V_{AC} sont

$$V_{AB} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left[q_A \ln \left[\frac{D_{AB}}{r_A} \right] + q_B \ln \left[\frac{r_B}{D_{AB}} \right] + q_C \ln \left[\frac{D_{BC}}{D_{AC}} \right] \right] \text{ (V)}$$

$$V_{AC} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left[q_A \ln \left[\frac{D_{CA}}{r_A} \right] + q_B \ln \left[\frac{D_{BC}}{D_{AB}} \right] + q_C \ln \left[\frac{r_C}{D_{AC}} \right] \right] \text{ (V)}$$

Si le système triphasé a une disposition triangulaire avec des conducteurs équidistants tels que $D_{AB} = D_{BC} = D_{AC} = D$, avec les mêmes rayons pour les conducteurs tels que $r_A = r_B = r_C = r$ (où $D > r$), les expressions pour V_{AB} et V_{AC} sont

$$V_{AB} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left[q_A \ln \left[\frac{D}{r} \right] + q_B \ln \left[\frac{r}{D} \right] + q_C \ln \left[\frac{D}{D} \right] \right] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left[q_A \ln \left[\frac{D}{r} \right] + q_B \ln \left[\frac{r}{D} \right] \right] \text{ (V)}$$

$$V_{AC} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left[q_A \ln \left[\frac{D}{r} \right] + q_B \ln \left[\frac{D}{D} \right] + q_C \ln \left[\frac{r}{D} \right] \right] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left[q_A \ln \left[\frac{D}{r} \right] + q_C \ln \left[\frac{r}{D} \right] \right] \text{ (V)}$$

Les tensions ligne à ligne équilibrées avec la séquence abc, exprimées en termes de tension de ligne à neutre sont

$$V_{AB} = \sqrt{3} V_{AN} \angle 30^\circ$$

$$V_{AC} = -V_{CA} = \sqrt{3} V_{AN} \angle -30^\circ;$$

où VAN est la tension de ligne à neutre. Par conséquent, le VAN peut être exprimé en termes de VAB et de VAC

$$V_{AN} = \frac{V_{AB} + V_{AC}}{3}$$

et ainsi, en substituant VAB et VAC de Eqs. (13.67) et (13.68) nous avons

$$\begin{aligned} V_{AN} &= \frac{1}{6\pi\epsilon_0} \left[\left[q_A \ln \left[\frac{D}{r} \right] + q_B \ln \left[\frac{r}{D} \right] \right] + \left[q_A \ln \left[\frac{D}{r} \right] + q_C \ln \left[\frac{r}{D} \right] \right] \right] \\ &= \frac{1}{6\pi\epsilon_0} \left[2q_A \ln \left[\frac{D}{r} \right] + (q_B + q_C) \ln \left[\frac{r}{D} \right] \right] \text{ (V)} \end{aligned}$$

Dans des conditions équilibrées $q_A + q_B + q_C = 0$, ou $-q_A = (q_B + q_C)$ alors, l'expression finale pour la tension de ligne à neutre est

$$V_{AN} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} q_A \ln \left[\frac{D}{r} \right] \text{ (V)}$$

La capacité de séquence positive par unité de longueur entre la phase A et le neutre peut maintenant être obtenu. Le même résultat est obtenu pour la capacité entre les phases B et C à neutre

$$C_{AN} = \frac{q_A}{V_{AN}} = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln \left[\frac{D}{r} \right]} \text{ (F/m)}$$

III.4.4. Capacité des conducteurs de faisceaux écroués

Le calcul de la capacité dans l'équation ci-dessus est basé sur

1. Conducteurs solides avec une résistivité nulle (champ électrique n'interne nul)
2. Charge uniformément répartie
3. Espacement équilatéral des conducteurs de phase

Dans les lignes de transmission réelles, la résistivité des conducteurs produit un petit champ électrique interne et, par conséquent, le champ électrique à la surface du conducteur est plus petit que l'estimation. Cependant, la différence est négligeable à des fins pratiques.

En raison de la présence d'autres conducteurs chargés, la distribution de charge n'est pas uniforme et, par conséquent, la capacité estimée est différente. Cependant, cet effet est négligeable pour la plupart des calculs pratiques. Dans une ligne avec des conducteurs toronnés, la capacité est évaluée en supposant un conducteur solide avec le même rayon que le rayon extérieur du conducteur toronné. Cela produit une différence négligeable.

La plupart des lignes de transmission n'ont pas d'espacement équilatéral des conducteurs de phase. Ceci provoque des différences entre les capacités ligne-à-neutre des trois phases. Cependant, la transposition des conducteurs de phase équilibre le système résultant en une capacité ligne-neutre égale pour chaque phase et est développée de la manière suivante.

Considérons une ligne triphasée transposée avec des conducteurs ayant le même rayon r , et avec un espace entre les conducteurs D_{AB} , D_{BC} et D_{AC} , où D_{AB} , D_{BC} et $D_{AC} > r$.

En supposant une séquence abc positive, les expressions pour VAB sur les première, deuxième et troisième sections de la ligne transposée sont

$$V_{AB \text{ first}} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left[q_A \ln \left[\frac{D_{AB}}{r} \right] + q_B \ln \left[\frac{r}{D_{AB}} \right] + q_C \ln \left[\frac{D_{AB}}{D_{AC}} \right] \right] \text{ (V)}$$

$$V_{AB \text{ second}} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left[q_A \ln \left[\frac{D_{BC}}{r} \right] + q_B \ln \left[\frac{r}{D_{BC}} \right] + q_C \ln \left[\frac{D_{AC}}{D_{AB}} \right] \right] \quad (\text{V})$$

$$V_{AB \text{ third}} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left[q_A \ln \left[\frac{D_{AC}}{r} \right] + q_B \ln \left[\frac{r}{D_{AC}} \right] + q_C \ln \left[\frac{D_{AB}}{D_{BC}} \right] \right] \quad (\text{V})$$

De même, les expressions pour VAC sur les première, deuxième et troisième sections de la ligne transposée sont

$$V_{AC \text{ first}} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left[q_A \ln \left[\frac{D_{AC}}{r} \right] + q_B \ln \left[\frac{D_{BC}}{D_{AB}} \right] + q_C \ln \left[\frac{r}{D_{AC}} \right] \right]$$

$$V_{AC \text{ second}} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left[q_A \ln \left[\frac{D_{AB}}{r} \right] + q_B \ln \left[\frac{D_{AC}}{D_{BC}} \right] + q_C \ln \left[\frac{r}{D_{AB}} \right] \right]$$

$$V_{AC \text{ third}} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left[q_A \ln \left[\frac{D_{BC}}{r} \right] + q_B \ln \left[\frac{D_{AB}}{D_{AC}} \right] + q_C \ln \left[\frac{r}{D_{BC}} \right] \right]$$

Prenant la valeur moyenne des trois sections, nous avons les expressions finales de VAB et VAC dans la ligne transposée

$$\begin{aligned} V_{AB \text{ transp}} &= \frac{V_{AB \text{ first}} + V_{AB \text{ second}} + V_{AB \text{ third}}}{3} \\ &= \frac{1}{6\pi\epsilon_0} \left[q_A \ln \left[\frac{D_{AB}D_{AC}D_{BC}}{r^3} \right] + q_B \ln \left[\frac{r^3}{D_{AB}D_{AC}D_{BC}} \right] + q_C \ln \left[\frac{D_{AC}D_{AC}D_{BC}}{D_{AC}D_{AC}D_{BC}} \right] \right] \quad (\text{V}) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} V_{AC \text{ transp}} &= \frac{V_{AC \text{ first}} + V_{AC \text{ second}} + V_{AC \text{ third}}}{3} \\ &= \frac{1}{6\pi\epsilon_0} \left[q_A \ln \left[\frac{D_{AB}D_{AC}D_{BC}}{r^3} \right] + q_B \ln \left[\frac{D_{AC}D_{AC}D_{BC}}{D_{AB}D_{AC}D_{BC}} \right] + q_C \ln \left[\frac{r^3}{D_{AC}D_{AC}D_{BC}} \right] \right] \quad (\text{V}) \end{aligned}$$

Pour un système équilibré où $-q_A = (q_B + q_C)$, la tension phase-neutre VAN (tension de phase) est

$$\begin{aligned} V_{AN \text{ transp}} &= \frac{V_{AB \text{ transp}} + V_{AC \text{ transp}}}{3} \\ &= \frac{1}{18\pi\epsilon_0} \left[2 q_A \ln \left[\frac{D_{AB}D_{AC}D_{BC}}{r^3} \right] + (q_B + q_C) \ln \left[\frac{r^3}{D_{AB}D_{AC}D_{BC}} \right] \right] \\ &= \frac{1}{6\pi\epsilon_0} q_A \ln \left[\frac{D_{AB}D_{AC}D_{BC}}{r^3} \right] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} q_A \ln \left[\frac{\text{GMD}}{r} \right] \quad (\text{V}) \end{aligned}$$

Distance géométrique moyenne pour une ligne triphasée.

$$\text{GMD} = \sqrt[3]{D_{AB}D_{BC}D_{CA}}$$

Pour les conducteurs de faisceau, un rayon équivalent remplace le rayon r d'un seul conducteur et est déterminé par le nombre de conducteurs par faisceau et l'espacement des conducteurs. L'expression de r_e est similaire à $\text{GMR}_{\text{bundle}}$ utilisée dans le calcul de l'inductance par phase, sauf que le rayon extérieur réel du conducteur est utilisé à la place de la $\text{GMR}_{\text{phase}}$. Par conséquent, l'expression pour VAN est

$$V_{AN \text{ transp}} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} q_A \ln \left[\frac{\text{GMD}}{r_e} \right] \quad (\text{V})$$

où $r_e = \frac{1}{4} (d \cdot n - 1) \cdot r$ / n = rayon équivalent pour jusqu'à trois conducteurs par faisceau (m)

$r_e = 1,09 (d \cdot 3r) / 4$ = rayon équivalent pour quatre conducteurs par faisceau (m)

d = distance entre les conducteurs du faisceau (m)

n = nombre de conducteurs par faisceau

Enfin, la capacitance et la réactance capacitive, par unité de longueur, de phase à neutre peuvent être évalué comme

$$C_{AN \text{ transp}} = \frac{q_A}{V_{AN \text{ transp}}} = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln\left[\frac{\text{GMD}}{r_e}\right]} \text{ (F/m)}$$

$$X_{AN \text{ transp}} = \frac{1}{2\pi f C_{AN \text{ transp}}} = \frac{1}{4\pi f \epsilon_0} \ln\left[\frac{\text{GMD}}{r_e}\right] \text{ (\Omega/m)}$$

III.5. Champ électrique des lignes de transport d'énergie

Le champ électrique apparaît dans les lignes de transmissions s'il y'a des tensions dans les phases des lignes et ne dépend pas du courant électrique qui les traversent. il est créé par la présence de charge électriques et se mesure en volts par mètre (**V/m**). L'intensité d'un champ électrique est déterminée par la tension et la distance par rapport à la ligne.

Toute ligne à haute tension produit un champ électrique d'une fréquence de **50 Hz**. La valeur ou l'intensité de ce champ dépend de différents paramètres. Dans les cas des lignes aérienne le champ électrique dépend de :

- La tension.
- La configuration de la ligne (par exemple la disposition des conducteurs et leur distance mutuelle).
- La distance d'observation par rapport à la ligne.

La valeur moyenne du champ électrique sous une ligne de **380 kV**, à une hauteur de 1 mètre au-dessus du sol, la ou les conducteurs sont suspendus le plus bas, est de l'ordre de **4 kV/m**. Ce champ décroît rapidement au fur et à mesure que l'on s'éloigne de la ligne. À une distance de **20** mètres, la valeur est environ dix fois plus faible. Pour les niveaux de tension inférieurs – lignes **220 kV**, **150 kV** et **70 kV** –, le champ électrique sera sensiblement plus faible.

Plus la tension est élevée, plus la hauteur de suspension des conducteurs au-dessus du sol doit être grande pour que la valeur limite soit respectée.

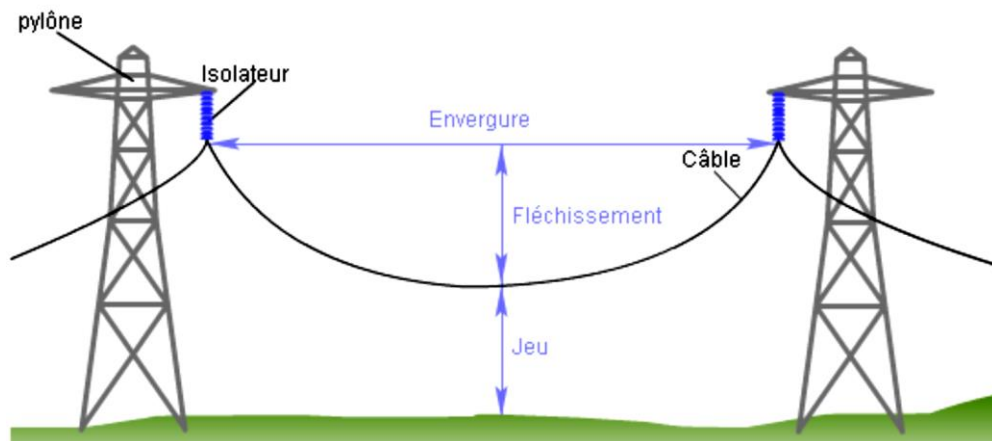


Figure III.17 : Suspension des lignes au-dessus du sol.

III.6. Champ magnétique des lignes de transport d'énergie

Le champ magnétique exprime la force exercée par une charge électrique en mouvement sur une autre charge en mouvement. L'intensité du champ magnétique dépend de l'intensité du courant électrique, mais aussi de la distance par rapport à la source. Ce champ magnétique se mesure en ampère par mètre (A/m) mais est plus communément caractérisé par son induction, qui se mesure en tesla (T).

Le champ magnétique généré par une ligne à haute tension (LHT) est plus élevé sous les fils et son intensité diminue rapidement à mesure que nous nous en éloignons. Note : les fils où circule le courant sont la source du champ. Les pylônes qui supportent les fils ne créent pas de champ magnétique, parce que le courant n'y circule pas. Au-delà d'une centaine de mètres de la bordure de l'emprise* d'une LHT, le champ magnétique se confond généralement avec celui produit par les autres sources de cet environnement.

Les valeurs de champ magnétique montrées ci-dessus sont calculées en considérant les courants moyens de la majorité des lignes de chaque type. Le champ peut varier en fonction des caractéristiques techniques de chaque ligne.

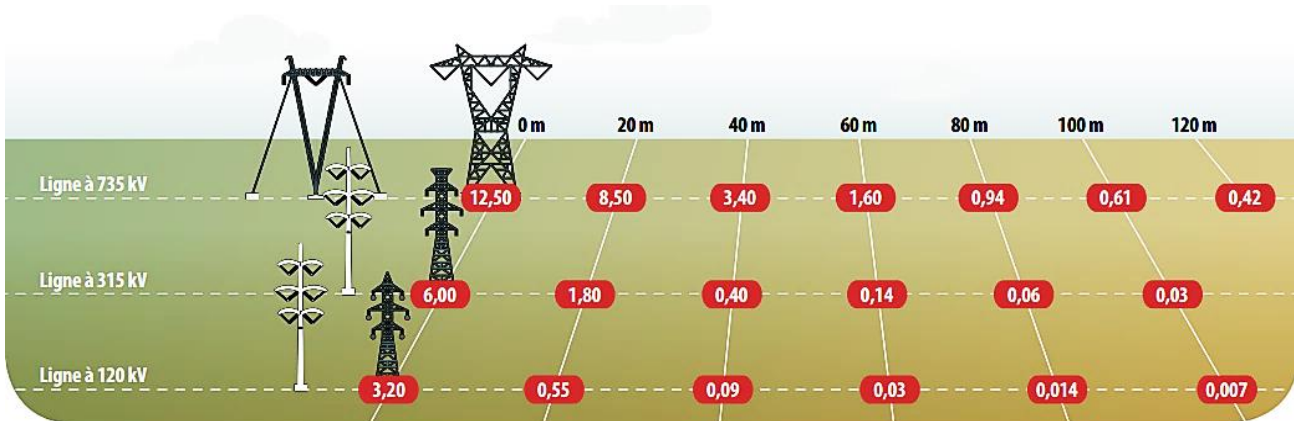


Figure III.18 : Champ magnétique moyen généré par une ligne haute tension (en μT).

III.7. Comportement des conducteurs

III.7.1. L'effet de peau

La circulation du courant alternatif crée un champ d'induction variable tant à l'extérieur qu'à l'intérieur du conducteur. Le contour fermé du conducteur soumis à ce flux d'induction variable est le siège d'une force électromotrice induite qui génère une circulation de courants induits, modifiant ainsi la répartition de la densité de courant à l'intérieur du conducteur.

La densité de courant plus élevée en surface décroît lorsque l'on se rapproche de l'axe du conducteur (effet pelliculaire ou effet de peau).

L'épaisseur de peau δ qui se définit par l'épaisseur de la zone où se concentre le courant est donnée par l'expression suivante :

$$\delta = \frac{1}{\sqrt{\sigma \mu \pi f}}$$

Où σ est la conductivité du conducteur (en S/m), μ sa perméabilité (H/m) et f la fréquence du courant en Hertz. Ainsi la surface utile du conducteur qui est la surface où passe effectivement du courant, diminue avec la fréquence (r est le rayon du conducteur considéré):

$$S_u = \pi(r^2 - (r - \delta)^2)$$

Comme la résistivité ρ du conducteur reste la même et que la résistance propre du conducteur est définie par :

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

Cette résistance augmente donc avec la fréquence .

III.7.2. L'effet de proximité

C'est un phénomène de couplage mutuel qui apparaît lorsqu'un conducteur parcouru par un courant alternatif induit des courants de circulation dans des conducteurs situés à proximité. Il augmente avec l'augmentation de la fréquence des courants. De ce fait, si un câble possède plusieurs conducteurs, des pertes joule peuvent apparaître dans tous les conducteurs même si ceux-ci ne sont pas tous connectés à une charge.

Sur la figure suivante est représentée deux conducteurs voisins dans lesquels circulent des courants dans des sens opposés. Le rouge représente une forte concentration de courant et le bleu une faible concentration. La distribution de courant est représentée sur le schéma ci-dessous pour une fréquence de **100Hz**.

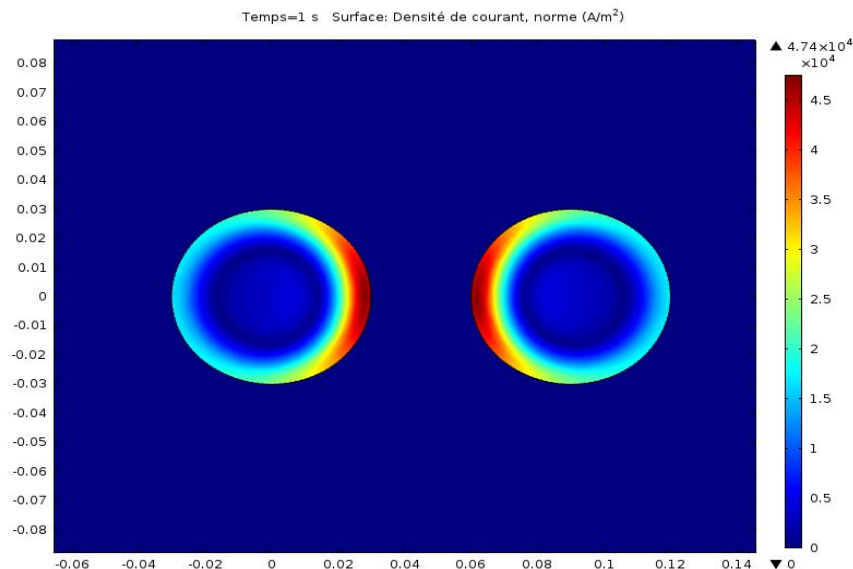


Figure III.19 : Distribution de courants dans deux conducteurs voisins

La distribution de courant a ainsi tendance à se rapprocher du conducteur voisin. Ce phénomène s'accroît lorsque la fréquence augmente. Si les courants dans les conducteurs circulaient dans des sens identiques, le résultat serait opposé : les distributions de courants s'éloigneraient le plus possible les unes des autres.

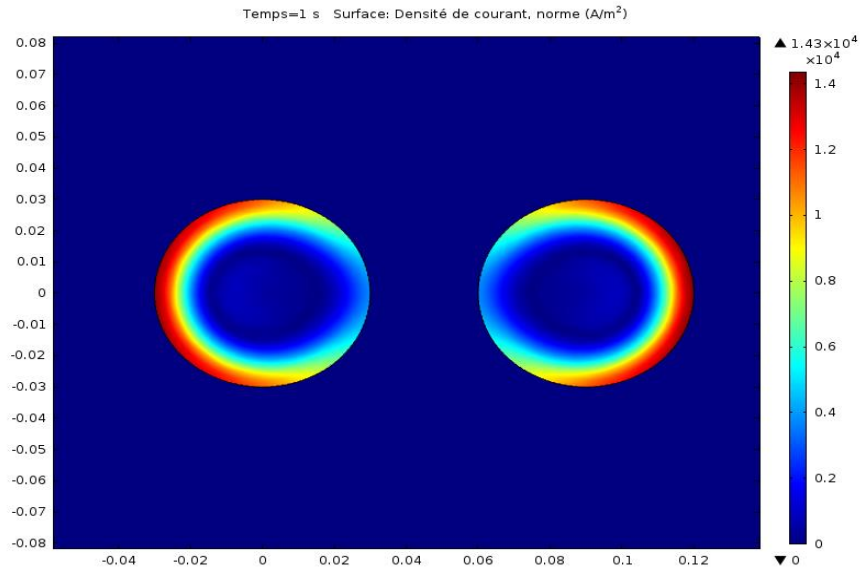


Figure III.20 : Deux conducteurs en parallèle parcouru par des courants de même sens

III.7.3. L'effet couronne

Il s'agit d'un phénomène appelé « effet couronne ». Tout près des fils, le champ électrique est très intense ; ce qui crée une multitude des petites décharges électriques dans l'air à proximité.

L'effet couronne est très local puisqu'il ne se produit qu'à quelques centimètres des conducteurs. Il augmente par mauvais temps et produit alors un faible bruit.

Nous pouvons aussi en percevoir l'effet sous forme de perturbation des ondes radio lorsque nous passons en voiture sous la ligne.

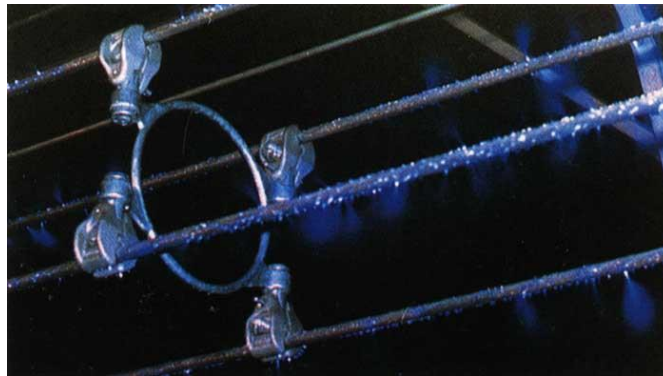


Figure III.21 : Décharge couronnes sur un faisceau de conducteur

III.8. Perturbations électromagnétique dans un réseau électrique

III.8.1. Notion de la compatibilité électromagnétique

La compatibilité électromagnétique est un domaine pluridisciplinaire qui s'intéresse à la coexistence de plusieurs systèmes au sein d'un même environnement. Son objectif est d'assurer le fonctionnement correct et efficace de ces systèmes en présence des interférences et des couplages créés par leur cohabitation dans un même environnement. Elle représente le domaine le plus important pour le bon fonctionnement des systèmes industriels, médicaux et de télécommunication pour n'importe quel environnement. Elle possède l'un des plus vastes domaines d'application : de la foudre tombant sur une ligne électrique, aux téléphones portables

brouillant l'image de la télévision, incluant le canal radio mobile situé dans un environnement bruité. La compatibilité électromagnétique est d'importance capitale pour les ingénieurs chargés de concevoir les développements technologiques et d'assurer la robustesse et la fiabilité de ces nouvelles technologies. L'installation de ces nouveaux systèmes, demande des études approfondies sur les effets de l'environnement électromagnétique.

Selon la directive européenne, « la compatibilité électromagnétique est l'aptitude d'un dispositif, d'un appareil ou d'un système à fonctionner dans son environnement électromagnétique de façon satisfaisante et sans produire lui-même des perturbations électromagnétiques de nature à créer des troubles graves dans le fonctionnement des appareils ou des systèmes situés dans son environnement ».

La compatibilité électromagnétique repose sur deux concepts :

- **L'Emissivité** : L'EMI (électromagnétique interférence) caractérise les émissions produites par un équipement électrique ou électronique et qui pourraient, en fonction de leur intensité, perturber d'autres équipements.
- **L'immunité** : elle représente l'aptitude d'un appareil à fonctionner correctement malgré l'influence des perturbations extérieures. Elle se caractérise par la susceptibilité électromagnétique l'EMS qui traduit l'inaptitude d'un dispositif à fonctionner dans cet environnement électromagnétique.

III.8.2. Décomposition d'un problème de compatibilité électromagnétique

Toute situation d'interférences électromagnétiques fait intervenir trois différents éléments : une source d'émission de perturbation, un récepteur de perturbation (victime), et un mécanisme de couplage par lequel la perturbation réagit sur le fonctionnement du récepteur.



Figure III.22 : Décomposition d'un problème de compatibilité électromagnétique

a) La source

Les sources de perturbation électromagnétique peuvent être caractérisées par :

- Leur origine : interne (manœuvre), ou externe (foudre).
- Leur nature temporelle : permanente ou transitoire.
- Leur contenu fréquentiel :
 - **Basse fréquence** : dus aux rayonnements à proximité des lignes et des jeux de barres surtout en cas de déséquilibre de la charge.
 - **Moyenne fréquence** : dus à des commutations dans les ensembles d'électronique de puissance dans le poste (centaines de **KHz**), les signaux à moyenne fréquence transmis en permanence ou occasionnellement pour des besoins de contrôle. Ex (les courants porteurs, et l'effet couronne dans les sections conductrices du poste "lignes et jeux de barre").
 - **Haute fréquence** : dus aux ondes transitoires qui apparaissent lors de l'injection d'une onde de foudre.

b) Le couplage

Un couplage est le phénomène de propagation des perturbations qui se produit entre la source et la victime. Les modes de couplage peuvent être classifiés selon le type de perturbation et selon le support de propagation, par conduction (caractérisé par les courants et différences de potentiel), ou par rayonnement (caractérisé par les champs électriques, et magnétiques)

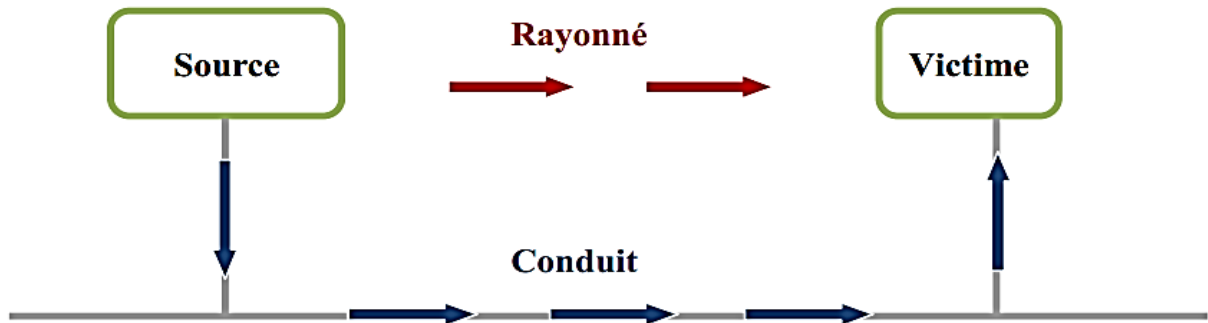


Figure III.23 : Couplage entre la source de perturbation et la victime

c) La victime

C'est le système perturbé.

III.8.3. Action des champs perturbateurs sur les êtres vivants

Nous imaginons mal un monde sans électricité. Pourtant, partout où elle est utilisée, l'électricité produit autour des fils et appareils des champs électriques et magnétiques (**CÉM**). Ces derniers sont généralement invisibles, imperceptibles, mais bien réels. Leurs effets potentiels sur le corps humain ont fait l'objet d'intenses recherches au cours des **35** dernières années [13]. Un très grand nombre d'études expérimentales ont été menées en laboratoire sur les effets des champs électriques et magnétiques sur les cellules vivantes, sur diverses espèces animales et chez l'humain.

III.8.3.1. Interaction des champs EBF avec la matière vivante

Les propriétés électriques de la matière sont définies par la permittivité relative ϵ_r et la conductivité σ :

- La permittivité est liée à la polarisation P de la matière sous l'effet du champ électrique E suivant la relation $P = \epsilon_0 E (\epsilon_r - 1)$ où ϵ_0 est la permittivité du vide.
- La conductivité est liée à la densité de courant j exprimée en ampères par mètres carrés par la relation $J = \sigma E$, quand seules les charges interviennent dans la conduction ce qui est le cas dans la gamme de fréquence **EBF**.
- Les propriétés diélectriques des différents tissus qui composent la matière vivante dépendent essentiellement de leur teneur en eau. Le tableau ci-dessous donne les valeurs principales à **50 Hz**.

Tableau III.1: Propriétés électriques de certains tissus humains à 50 Hz

Tissu	Conductivité σ (S/m)	Permittivité
Sang	0.7	5300
Muscles	0.23329	1.8e+07
Matière grise	0.075	1.2e+07
Os	0.0504	8867.8
Graisse	0.02	1.5e+07
Peau sèche	0.0002	1100
Estomac	0.521	1.6372e+06
Reins	0.089239	1.0115e+07
Foie	0.0367	1.8317e+06
Cœur	0.0827	8.6646e+06
Cerveau	0.0533	5.2898e+06
Poumons	0.0684	5.7589e+06

La conductivité augmente avec la teneur en eau des tissus et que la permittivité est élevée pour les principaux tissus dans la gamme de fréquence des **EBF**.

III.8.3.2. Induction de courant

Le champ électrique à l'intérieur de l'organisme est atténué par rapport au champ externe d'un facteur **108** à **50 Hz**. Les courants induits dans les tissus par les champs externes sont donc négligeables. Ce n'est pas le cas pour le champ magnétique externe car les variations périodiques du champ magnétique à l'extérieur du corps induisent à l'intérieur de celui-ci un champ électrique qui lui est proportionnel $\mathbf{E} = - d\mathbf{B}/dt$.

La densité de courant qui en résulte $\mathbf{j} = \sigma\mathbf{E}$ est proportionnelle à \mathbf{B}_0 , ω et \mathbf{R} où :

- \mathbf{B}_0 : l'amplitude du champ sinusoïdal ($\mathbf{B} = \mathbf{B}_0 \sin t \omega$).
- ω : la pulsation ($\omega = 2 \pi f$) où f est la fréquence.
- \mathbf{R} : le rayon de la boucle de courant au sein de l'organisme.

Les courants induits, qui s'ajoutent à ceux qui sont produits in situ par l'organisme, ont des effets qui sont maintenant bien connus. Les limites d'exposition ont été déterminées à partir de ces effets avec un facteur d'incertitude.

III.8.3.3. Effets des champs sur les êtres vivants

De très nombreux chercheurs se penchent encore toujours aujourd'hui sur la question de l'effet des champs magnétiques sur la santé, tant à court qu'à long terme.

a) Effets à court terme

Lorsque le corps humain est exposé aux champs électriques, les champs électriques externes induisent à la surface du corps exposé une charge superficielle. Ce phénomène se traduit à l'intérieur du corps par l'apparition de courants, Ces courants induits peuvent donner lieu à des changements biologiques dans le corps. Lorsque le corps humain est exposé aux champs magnétiques alternatifs, l'interaction physique champs magnétiques **50 Hz** – corps humain crée des champs électriques induits, et provoque un courant induit à l'intérieur du corps humain.

✚ Exposition aux champs électriques :

L'exposition à un champ électrique peut amener les sujets exposés à percevoir ce champ, du fait de la vibration des poils provoqués par la charge électrique alternative induite à la surface du corps. La plupart des gens sont capables de percevoir des champs électriques de **50/60 Hz** d'intensité supérieure à **20 kV.m-1** et seule une infime minorité peut percevoir des champs d'intensité inférieure à **5 kV.m-1**.

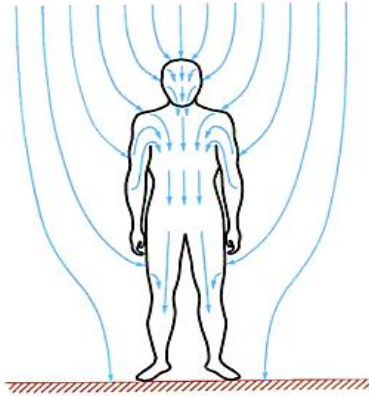


Figure III.24 : Effet de l'exposition du champ électrique sur le corps humain

✚ Exposition aux champs magnétiques

Les courants induits par des champs magnétiques alternatifs (pour les valeurs d'exposition usuellement rencontrées) sont de faible intensité et ne sont pas perceptibles. Par contre, l'exposition à des champs magnétiques intenses peut provoquer des perceptions immédiates comme le montre la figure III.25. Les seuils de perception en fonction de la densité de courant induit, et en fonction de champs magnétiques retenus par l'**Organisation Mondiale de la Santé** se trouvent dans le tableau ci-dessous.

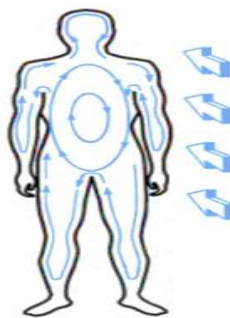


Figure III.25 : Courant induit par un champ magnétique généré par une ligne à haute tension passant au-dessus de l'individu

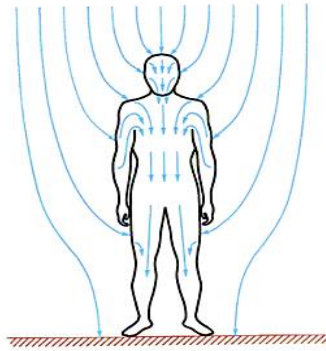


Figure III.26 : Courant induit par un champ électrique généré par une ligne à haute tension passant au-dessus de l'individu

Tableau III.2 : Le seuil de perception du champ magnétique

Champ magnétique (50Hz) (mT)	Densité de courant induit (mA/m ²)	Le seuil de perception
0.5 – 5	1 – 10	Effets biologiques mineurs
5 – 50	10 – 100	Effets bien établis sur le système nerveux et la vision
50 – 500	100 – 1000	Stimulation des tissus excitables et des dommages possibles sur la santé
>500	>1000	Fibrillation ventriculaire et des extrasystoles – effets aigus

✚ Exposition aux champs électriques-magnétique combinés

L'exposition à des champs électriques et magnétiques combinés de **60 Hz (9 kV.m-1, 20 µT)** provoque une légère modification de la fonction cardiaque. Au repos, le rythme cardiaque était légèrement mais significativement réduit (de **3 à 5** battements par minute) pendant ou immédiatement après l'exposition. Mais cette réaction n'était pas observée lors de l'exposition à des champs plus forts (**12 kV.m-1, 30 µT**) ou plus faible (**6 kV.m-1, 10 µT**).

b) Effets à long terme : « la question du cancer »

Les scientifiques qui tentent d'évaluer si le champ électromagnétique est cancérigène s'appuient sur deux types d'études : les études humaines, appelées études épidémiologiques, et les études animales de longue durée .

✚ Le cancer chez l'enfant est une maladie très grave et particulièrement difficile à accepter. D'une manière générale, le cancer évolue plus rapidement chez l'enfant, en raison du taux de division cellulaire, qui est plus élevé que chez les personnes adultes .

- Selon Wertheimer N. et Leeper E., de Savitz et ses collègues, pour les enfants vivant dans des habitations en des zones à haute densité des lignes électriques, le risque de mort par le cancer du cerveau est beaucoup plus important, par rapport à des enfants vivant dans des zones à faible densité des lignes électriques.
- Sur la base des résultats obtenus des études épidémiologiques faites par Susan Preston – Martin et ses collègues et par Tynes et Haldorsen, on ne peut pas établir une relation entre le cancer du cerveau chez l'enfant et les champs magnétiques basse fréquence [20].

✚ En ce qui concerne les cancers de l'adulte liés à l'exposition aux champs magnétiques en milieu résidentiel, les études publiées jusqu'à présent ne rapportent généralement pas de risque de cancer plus élevé chez les adultes habitant près des lignes à haute tension.

✚ Contrairement aux études humaines, les études animales permettent de contrôler parfaitement les niveaux d'exposition au produit, d'utiliser des niveaux élevés d'exposition et de minimiser tout autre facteur qui pourrait influencer l'apparition de cancer, Cependant, les résultats de ces études ne peuvent pas être transposés directement chez l'homme.

Plus de 20 expériences animales ont été réalisées pour tester cette hypothèse, soumettant les animaux à un produit cancérigène connu, puis aux champs magnétiques. Conclusion : dans l'ensemble, les résultats sont négatifs.

III.8.3.4. Limites admissibles du champ électromagnétique

Dans la sphère internationale, deux organismes scientifiques influents recommandent des limites d'exposition de la population aux CÉM : l'International Commission on NonIonizing Radiation Protection (ICNIRP) et l'Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE).

L'ICNIRP a pour mission d'analyser les risques des rayonnements non ionisants sur la santé humaine. Cet organisme non gouvernemental formule des recommandations quant aux limites d'exposition des travailleurs et de la population et agit en collaboration avec l'OMS. L'IEEE, une association professionnelle internationale, a notamment la responsabilité d'établir des normes de sécurité. Rappelons que, pour qu'une recommandation de l'ICNIRP ou de l'IEEE soit mise en vigueur dans un État donné, celle-ci doit préalablement être adoptée en vertu d'un règlement ou d'une loi nationale .

Tableau III.3 : Limites d'exposition aux champs électriques

	ICNIRP(kV/m)	IEEE(kV/m)
Travailleurs	8.3	20
Public	4.2	5

Tableau III.4: Limites d'exposition aux champs magnétiques

	ICNIRP(μ T)	IEEE(μ T)
Travailleurs	1000	2710
Public	200	904

Chapitre IV. Performance de la ligne de transport d'énergie électrique

IV.1. Introduction

Comme nous l'avons vu plus haut au chapitre 1, les paramètres de la ligne de transmission comprennent la résistance série et l'inductance et la capacité de shunt. Dans ce chapitre, nous discuterons des différents modèles de la ligne. Les modèles de ligne sont classés par leur longueur. Ces classifications sont

- Approximation de la ligne courte pour les lignes de moins de 80 km.
- Approximation de ligne moyenne pour les lignes dont la longueur est comprise entre 80 km et 250 km.
- Modèle longue ligne pour les lignes de plus de 250 km.

Ces modèles seront discutés dans ce chapitre. Cependant, avant cela, introduisons les paramètres ABCD qui sont utilisés pour relier la tension et le courant d'émission à la tension et aux courants de réception.

IV.2 Paramètres ABCD

Considérez le système d'alimentation montré dans la Fig. IV.1. Dans ce cas, les tensions d'extrémité d'émission et de réception sont désignées par V_S et V_R respectivement. Les courants I_S et I_R entrent et sortent respectivement du réseau. La tension finale et le courant d'émission sont ensuite définis en fonction des paramètres ABCD

$$V_S = AV_R + BI_R \quad (IV.1)$$

$$I_S = CV_R + DI_R \quad (IV.2)$$

De (2.1) nous voyons que

$$A = \left. \frac{V_S}{V_R} \right|_{I_R=0} \quad (IV.3)$$

Ceci implique que A est le rapport de la tension d'extrémité d'émission à la tension d'extrémité de réception de circuit ouvert. Cette quantité est de dimension inférieure. De même,

$$B = \left. \frac{V_S}{I_R} \right|_{V_R=0} \Omega \quad (IV.4)$$

c'est-à-dire que B, donné en Ohm, est le rapport entre la tension d'extrémité d'émission et le courant de fin de réception de court-circuit. D'une manière similaire, nous pouvons également définir

$$C = \frac{I_S}{V_R} \Big|_{I_R=0} \text{ mho} \tag{IV.5}$$

$$D = \frac{I_S}{I_R} \Big|_{V_R=0} \tag{IV.6}$$

Le paramètre D est une dimension inférieure.



Fig. 2.1 Représentation à deux ports d'un réseau de transmission.

IV.3. Approximation De La Ligne Courte

La capacité de shunt pour une ligne courte est presque négligeable. L'impédance de la série est supposée être localisée comme indiqué sur la Fig. IV.2. Si l'impédance par km pour une ligne de 1 km est $z_0 = r + jx$, alors l'impédance totale de la ligne est $Z = R + jX = lr + jlX$. La tension finale et le courant d'envoi pour cette approximation sont donnés par

$$V_S = V_R + ZI_R \tag{IV.7}$$

$$I_S = I_R \tag{IV.8}$$

Par conséquent, les paramètres ABCD sont donnés par

$$A = D = 1, B = Z\Omega \text{ and } C = 0 \tag{IV.9}$$

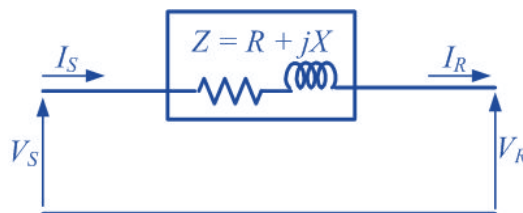


Figure. IV.2 Représentation de la ligne de transmission courte.

IV.4. Approximation De La Ligne Moyenne

Les lignes de transmission moyennes sont modélisées avec une admittance en dérivation localisée. Il existe deux représentations différentes – nominale- π et nominale-T en fonction de la nature du réseau. Ces deux sont discutés ci-dessous.

IV.4.1.Représentation nominale π

Dans cette représentation, l'impédance de la série localisée est placée au milieu tandis que l'admittance de la dérivation est divisée en deux parties égales et placée aux deux extrémités. La représentation nominale- π est illustrée à la Fig. IV.3. Cette représentation est utilisée pour les études de flux de charge, comme nous le verrons plus tard. Une longue ligne de transmission peut également être modélisée comme un réseau équivalent équivalent pour les études de flux de charge.

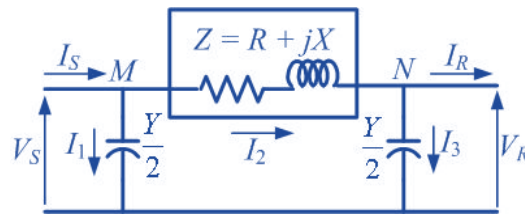


Fig. IV.3 Nominal- π representation.

Définissons trois courants I_1 , I_2 et I_3 comme indiqué sur la figure IV.3. En appliquant KCL aux nœuds M et N, nous obtenons

$$\begin{aligned} I_s &= I_1 + I_2 = I_1 + I_3 + I_R \\ &= \frac{Y}{2}V_s + \frac{Y}{2}V_R + I_R \end{aligned} \quad (\text{IV.10})$$

Encore

$$\begin{aligned} V_s &= ZI_2 + V_R = Z\left(V_R \frac{Y}{2} + I_R\right) + V_R \\ &= \left(\frac{YZ}{2} + 1\right)V_R + ZI_R \end{aligned} \quad (\text{IV.11})$$

En remplaçant (IV.11) dans (IV.10) on obtient

$$\begin{aligned} I_s &= \frac{Y}{2}\left[\left(\frac{YZ}{2} + 1\right)V_R + ZI_R\right] + \frac{Y}{2}V_R + I_R \\ &= Y\left(\frac{YZ}{4} + 1\right)V_R + \left(\frac{YZ}{2} + 1\right)I_R \end{aligned} \quad (\text{IV.12})$$

Donc à partir de (IV.11) et (IV.12) on obtient les paramètres ABCD suivants de la représentation nominale- π

$$A = D = \left(\frac{YZ}{2} + 1 \right) \quad (IV.13)$$

$$B = Z \Omega \quad (IV.14)$$

$$C = Y \left(\frac{YZ}{4} + 1 \right) \text{ mho} \quad (IV.15)$$

IV.4.2. Représentation nominale T

Dans cette représentation, l'admittance shunt est placée au milieu et l'impédance série est divisée en deux parties égales et ces parties sont placées de chaque côté de l'admittance shunt. La représentation nominale-T est représentée à la Fig. IV.4. Notons la tension médiane en V_M . Ensuite, l'application de KCL à mi-parcours aboutit à

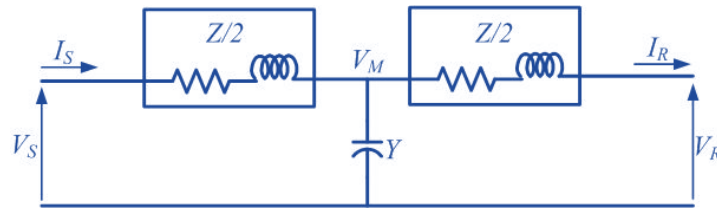


Fig. IV.4 Représentation nominale en T.

$$\frac{V_S - V_M}{Z/2} = YV_M + \frac{V_M - V_R}{Z/2}$$

Réarranger l'équation ci-dessus peut être écrit comme

$$V_M = \frac{2}{YZ + 4} (V_S + V_R) \quad (IV.16)$$

Maintenant, le courant de fin de réception est donné par

$$I_R = \frac{V_M - V_R}{Z/2} \quad (IV.17)$$

Substituer la valeur de V_M à partir de (IV.16) dans (IV.17) et réarranger

$$V_S = \left(\frac{YZ}{2} + 1 \right) V_R + Z \left(\frac{YZ}{4} + 1 \right) I_R \quad (IV.18)$$

En outre, le courant de fin d'envoi est

$$I_S = YV_M + I_R \quad (IV.19)$$

Puis en remplaçant la valeur de V_M par (IV.16) dans (IV.19) et en résolvant

$$I_R = YV_R + \left(\frac{YZ}{2} + 1\right)I_R \quad (IV.20)$$

Ensuite, les paramètres ABCD du réseau T sont

$$A = D = \left(\frac{YZ}{2} + 1\right) \quad (IV.21)$$

$$B = Z \left(\frac{YZ}{4} + 1\right) \Omega \quad (IV.22)$$

$$C = Y \text{ mho} \quad (IV.23)$$

IV.5. Modèle À Longue Ligne

Pour une modélisation précise de la ligne de transmission, nous ne devons pas supposer que les paramètres sont localisés mais sont répartis sur toute la ligne. Le schéma unifilaire d'une longue ligne de transmission est illustré à la Fig. IV.5. La longueur de la ligne est l . Considérons une petite bande Δx qui se trouve à une distance x de l'extrémité réceptrice. La tension et le courant à la fin de la bande sont V et I respectivement et le début de la bande sont respectivement $V + \Delta V$ et $I + \Delta I$. La chute de tension à travers la bande est alors de ΔV . Comme la longueur de la bande est Δx , l'impédance série et l'admittance shunt sont $z \Delta x$ et $y \Delta x$. Il est à noter ici que l'impédance totale et l'admittance de la ligne sont

$$Z = z \times l \text{ and } Y = y \times l \quad (IV.24)$$

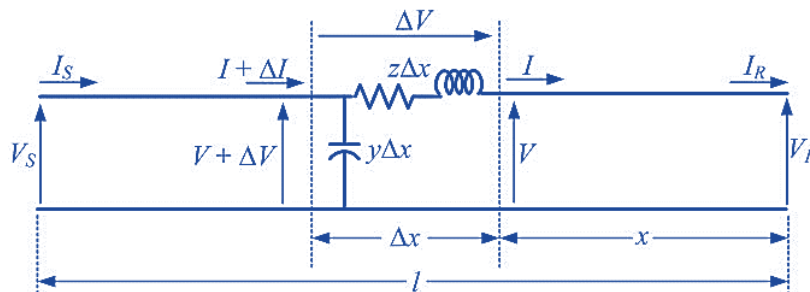


Fig. IV.5 Représentation de la ligne de transmission longue.

Du circuit de la Fig. IV.5 nous voyons que

$$\Delta V = I_z \Delta x \Rightarrow \frac{\Delta V}{\Delta x} = I_z \quad (\text{IV.25})$$

De nouveau comme $\Delta x \rightarrow 0$, de (IV.25) nous obtenons

$$\frac{dV}{dx} = I_z \quad (\text{IV.26})$$

Maintenant pour le courant à travers la bande, l'application de KCL nous obtenons

$$\Delta I = (V + \Delta V)_y \Delta x = V_y \Delta x + \Delta V_y \Delta x \quad (\text{IV.27})$$

Le deuxième terme de l'équation ci-dessus est le produit de deux petites quantités et peut donc être négligé. Pour $\Delta x \rightarrow 0$ nous avons alors

$$\frac{dI}{dx} = V_y \quad (\text{IV.28})$$

En prenant dérivée par rapport à x des deux côtés de (IV,26), nous obtenons

$$\frac{d}{dx} \left(\frac{dV}{dx} \right) = z \frac{dI}{dx}$$

Substitution de (2.28) dans les résultats de l'équation ci-dessus

$$\frac{d^2V}{dx^2} - yzV = 0 \quad (\text{IV.29})$$

Les racines de l'équation ci-dessus sont situées à $\pm\sqrt{yz}$. D'où la solution de (IV.29) est de la forme

$$V = A_1 e^{x\sqrt{yz}} + A_2 e^{-x\sqrt{yz}} \quad (\text{IV.30})$$

Prenant dérivé de (IV.30) par rapport à x nous obtenons

$$\frac{dV}{dx} = A_1 \sqrt{yz} e^{x\sqrt{yz}} - A_2 \sqrt{yz} e^{-x\sqrt{yz}} \quad (\text{IV.31})$$

En combinant (IV,26) avec (IV,31), nous avons

$$I = \frac{1}{z} \left(\frac{dV}{dx} \right) = \frac{A_1}{\sqrt{z/y}} e^{x\sqrt{yz}} - \frac{A_2}{\sqrt{z/y}} e^{-x\sqrt{yz}} \quad (\text{IV.32})$$

Définissons les deux quantités suivantes

$$Z_C = \sqrt{\frac{z}{y}} \Omega \text{ which is called the } \mathbf{characteristic impedance} \quad (\text{IV.33})$$

$$\gamma = \sqrt{yz} \text{ which is called the } \mathbf{propagation constant} \quad (\text{IV.34})$$

Alors (IV.30) et (IV.32) peuvent être écrits en termes d'impédance caractéristique et de constante de propagation

$$V = A_1 e^{\gamma x} + A_2 e^{-\gamma x} \quad (\text{IV.35})$$

$$I = \frac{A_1}{Z_C} e^{\gamma x} - \frac{A_2}{Z_C} e^{-\gamma x} \quad (\text{IV.36})$$

Supposons que $x = 0$. Alors $V = V_R$ et $I = I_R$. De (IV.35) et (IV.36) nous obtenons alors

$$V_R = A_1 + A_2 \quad (\text{IV.37})$$

$$I_R = \frac{A_1}{Z_C} - \frac{A_2}{Z_C} \quad (\text{IV.38})$$

En résolvant (IV.37) et (IV.38) nous obtenons les valeurs suivantes pour A_1 et A_2 .

$$A_1 = \frac{V_R + Z_C I_R}{2} \text{ and } A_2 = \frac{V_R - Z_C I_R}{2}$$

Notez également que pour $l = x$ nous avons $V = V_S$ et $I = I_S$. Donc en remplaçant x par l et en substituant les valeurs de A_1 et A_2 dans (IV.35) et (IV.36) on obtient

$$V_S = \frac{V_R + Z_C I_R}{2} e^{\gamma l} + \frac{V_R - Z_C I_R}{2} e^{-\gamma l} \quad (\text{IV.39})$$

$$I_S = \frac{V_R/Z_C + I_R}{2} e^{\gamma l} - \frac{V_R/Z_C - I_R}{2} e^{-\gamma l} \quad (\text{IV.40})$$

En notant que

$$\frac{e^{\gamma l} - e^{-\gamma l}}{2} = \sinh \gamma l \text{ and } \frac{e^{\gamma l} + e^{-\gamma l}}{2} = \cosh \gamma l$$

Nous pouvons réécrire (IV.39) et (IV.40) comme

$$V_S = V_R \cosh \gamma l + Z_C I_R \sinh \gamma l \quad (\text{IV.41})$$

$$I_S = V_R \frac{\sinh \gamma l}{Z_C} + I_R \cosh \gamma l \quad (\text{IV.42})$$

Les paramètres ABCD de la longue ligne de transmission peuvent alors être écrits comme

$$A = D = \cosh \gamma l \quad (IV.43)$$

$$B = Z_c \sinh \gamma l \quad \Omega \quad (IV.44)$$

$$C = \frac{\sinh \gamma l}{Z_c} \quad \text{mho} \quad (IV.45)$$

Exemple IV.1: Considérons une ligne longue de 500 km pour laquelle l'impédance et l'admittance par kilomètre sont données respectivement par $z = 0,1 + j0,5145 \Omega$ et $y = j3,1734 \times 10^{-6} \text{ mho}$. Donc

$$\begin{aligned} Z_c &= \sqrt{\frac{z}{y}} = \sqrt{\frac{0,1 + j0,5145}{j3,1734 \times 10^{-6}}} = \sqrt{\frac{0,5241 \angle 79^\circ}{3,1734 \times 10^{-6} \angle 90^\circ}} = \sqrt{\frac{0,5241}{3,1734 \times 10^{-6}}} \angle \left(\frac{79^\circ - 90^\circ}{2} \right) \\ &= 406,4024 \angle -5,5^\circ \Omega \end{aligned}$$

et

$$\begin{aligned} \gamma l &= \sqrt{yz} \times l = \sqrt{0,5241 \times 3,1734 \times 10^{-6}} \times 500 \angle \left(\frac{79^\circ + 90^\circ}{2} \right) \\ &= 0,6448 \angle 84,5^\circ = 0,0618 + j0,6419 \end{aligned}$$

Nous allons maintenant utiliser les deux formules suivantes pour évaluer les formes hyperboliques

$$\cosh(\alpha + j\beta) = \cosh \alpha \cos \beta + j \sinh \alpha \sin \beta$$

$$\sinh(\alpha + j\beta) = \sinh \alpha \cos \beta + j \cosh \alpha \sin \beta$$

L'application des deux équations ci-dessus donne les valeurs suivantes

$$\cosh \gamma l = 0,8025 + j0,037 \quad \text{and} \quad \sinh \gamma l = 0,0495 + j0,5998$$

Donc de (IV.43) à (IV.45) les paramètres ABCD du système peuvent être écrits comme

$$A = D = 0,8025 + j0,037$$

$$B = 43,4 + j240,72 \Omega$$

$$C = -2,01 \times 10^{-5} + j0,0015$$

IV.5.1.Représentation équivalente π d'une longue ligne

L'équivalent π d'une longue ligne de transmission est montré Fig. IV.6. Dans ce cas, l'impédance série est notée Z' tandis que l'admittance shunt est notée Y' . De (IV.21) à (IV.23) les paramètres ABCD sont définis comme

$$A = D = \left(\frac{Y'Z'}{2} + 1 \right) \quad (IV.46)$$

$$B = Z' \Omega \quad (IV.47)$$

$$C = Y' \left(\frac{Y'Z'}{4} + 1 \right) \text{mho} \quad (IV.48)$$

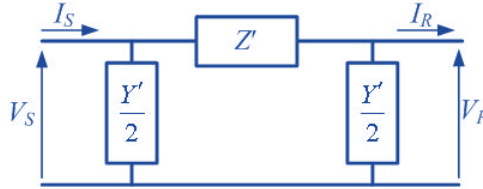


Fig. IV.6 Représentation Equ équivalente d'une longue ligne de transmission.

En comparant (IV,44) avec (IV,47) on peut écrire

$$Z' = Z_c \sinh \gamma l = \sqrt{\frac{z}{y}} \sinh \gamma l = z l \frac{\sinh \gamma l}{l \sqrt{yz}} = Z \frac{\sinh \gamma l}{\gamma l} \Omega \quad (IV.49)$$

où $Z = zl$ est l'impédance totale de la ligne. Encore une fois comparer (IV,43) avec (IV,46), nous obtenons

$$\cosh \gamma l = \frac{Y'Z'}{2} + 1 = \frac{Y'}{2} Z_c \sinh \gamma l + 1 \quad (IV.50)$$

Réarranger (IV.50) nous obtenons

$$\begin{aligned} \frac{Y'}{2} &= \frac{1}{Z_c} \frac{\cosh \gamma l - 1}{\sinh \gamma l} = \frac{1}{Z_c} \tanh(\gamma l / 2) = \sqrt{\frac{y}{z}} \tanh(\gamma l / 2) = \frac{yl \tanh(\gamma l / 2)}{2 (l/2) \sqrt{yz}} \\ &= \frac{Y \tanh(\gamma l / 2)}{2 (\gamma l / 2)} \end{aligned} \quad (IV.51)$$

où $Y = yl$ est l'admittance totale de la ligne. Notez que pour les petites valeurs de l , $\sinh \gamma l = \gamma l$ et $\tanh(\gamma l / 2) = \gamma l / 2$. Donc à partir de (IV.49) nous obtenons $Z = Z'$ et de (IV.51) nous obtenons $Y = Y'$. Cela implique que lorsque la longueur de la ligne est petite, la représentation nominale avec des paramètres localisés est assez précise. Cependant, la représentation des paramètres localisés devient erronée à mesure que la longueur de la ligne augmente. L'exemple suivant illustre cela.

Exemple IV.2: Considérons la ligne de transmission donnée dans l'exemple IV.1. Les paramètres système équivalents pour la représentation des paramètres localisés et distribués sont donnés dans le Tableau IV.1 pour trois longueurs de ligne différentes. On peut voir que l'erreur entre les paramètres augmente à mesure que la longueur de la ligne augmente.

Table IV.1 Variation in equivalent parameters as the line length changes.

Longueur de la ligne (km)	Paramètres localisés		Paramètres distribués	
	Z (Ω)	Y (mho)	Z' Ω	Y' (mho)
100	52.41 ∠79°	3.17×10 ⁻⁴ ∠90°	52.27 ∠79°	3.17×10 ⁻⁴ ∠89.98°
250	131.032 ∠79°	7.93×10 ⁻⁴ ∠90°	128.81 ∠79.2°	8.0×10 ⁻⁴ ∠89.9°
500	262.064 ∠79°	1.58×10 ⁻³ ∠90°	244.61 ∠79.8°	1.64×10 ⁻³ ∠89.6°

IV.5.2. Caractérisation D'une Ligne Longue Sans Perte

Pour une ligne sans perte, la résistance de ligne est supposée être nulle. L'impédance caractéristique devient alors un nombre réel pur et on l'appelle souvent l'impédance de surtension. La constante de propagation devient un nombre imaginaire pur. En définissant la constante de propagation comme $\gamma = j\beta$ et en remplaçant l par x, nous pouvons réécrire (IV.41) et (IV.42)

$$V = V_R \cos \beta x + jZ_C I_R \sin \beta x \tag{IV.52}$$

$$I = jV_R \frac{\sin \beta x}{Z_C} + I_R \cos \beta x \tag{IV.53}$$

Le terme charge d'impédance de surtension ou SIL est souvent utilisé pour indiquer la capacité nominale de la ligne. L'impédance de surtension est le rapport de la tension et du courant à n'importe quel point le long d'une ligne infiniment longue. Le terme SIL ou puissance naturelle est une mesure de la puissance délivrée par une ligne de transmission lorsqu'elle est terminée par une impédance de surtension et est donnée par

$$SIL = P_n = \frac{V_0^2}{Z_C} \tag{IV.54}$$

où V0 est la tension nominale de la ligne.

A SIL $Z_C = V_R / I_R$ et donc à partir des équations (IV.52) et (IV.53) on obtient

$$V = V_R e^{j\alpha} = V_R e^{-j\beta x} \tag{IV.55}$$

$$I = I_R e^{j\alpha} = I_R e^{-j\beta x} \tag{IV.56}$$

Cela implique que lorsque la distance x change, les amplitudes de la tension et du courant dans les équations ci-dessus ne changent pas. La tension a alors un profil plat tout le long de la ligne. De même que ZC est réel, V et I sont en phase les uns avec les autres tout au long de la ligne. La différence d'angle de phase entre la tension d'extrémité d'émission et la tension d'extrémité de réception est alors $\theta = \beta l$. Ceci est illustré à la Fig. IV.7.

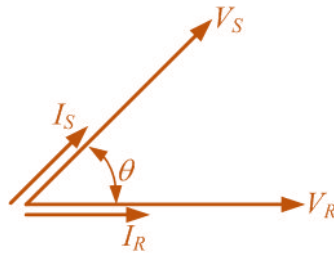


Fig. IV.7 Relation tension-courant dans une ligne à charge naturelle.

IV.6. Caractéristiques De Tension Et De Courant D'un Système Smib

Pour l'analyse présentée ci-dessous, nous supposons que les amplitudes des tensions aux deux extrémités sont les mêmes. Les tensions d'émission et de réception sont données par

$$V_S = |V_S| \angle \delta \quad \text{and} \quad V_R = |V_R| \angle 0^\circ \quad (\text{IV.57})$$

où δ est l'angle entre les sources et est généralement appelé l'angle de charge. Comme la longueur totale de la ligne est l , nous remplaçons x par l pour obtenir la tension finale d'émission de (IV.39)

$$V_S = |V_S| \angle \delta = \frac{|V_R| + Z_C I_R}{2} e^{j\theta} + \frac{|V_R| - Z_C I_R}{2} e^{-j\theta} = |V_R| \cos \theta + j Z_C I_R \sin \theta \quad (\text{IV.58})$$

Résoudre l'équation ci-dessus, nous obtenons

$$I_R = \frac{|V_S| \angle \delta - |V_R| \cos \theta}{j Z_C \sin \theta} \quad (\text{IV.59})$$

En remplaçant (IV.59) par (IV.52), l'équation de tension à un point de la ligne de transmission qui se trouve à une distance x de l'extrémité réceptrice est obtenue comme suit:

$$V = |V_R| \cos \beta x + \frac{|V_S| \angle \delta - |V_R| \cos \theta}{j Z_C \sin \theta} (j Z_C \sin \beta x) = \frac{|V_S| \angle \delta \sin \beta x + |V_R| \sin(\theta - \beta x)}{\sin \theta} \quad (\text{IV.60})$$

De la même manière, le courant à ce moment est donné par

$$I = \frac{-j}{Z_C} \left[\frac{|V_S| \angle \delta \cos \beta x - |V_R| \cos(\theta - \beta x)}{\sin \theta} \right] \quad (\text{IV.61})$$

Exemple IV.3: Considérons une ligne longue de 500 km donnée dans l'exemple IV.1. Ne pas tenir compte de la résistance de la ligne de telle sorte que l'impédance de la ligne soit $z = j0,5145$

Ω par kilomètre. L'admittance de ligne reste la même que celle donnée dans l'exemple IV.1. alors

$$Z_c = \sqrt{\frac{z}{y}} = \sqrt{\frac{j0.5145}{j3.1734 \times 10^{-6}}} = 402.6524 \Omega$$

et

$$\gamma = \sqrt{yz} = j\beta = j\sqrt{0.5145 \times 3.1734 \times 10^{-6}} = j0.0013 \text{ rad/km}$$

Donc $\theta = \beta l = 0,6380$ rad. On suppose que l'amplitude des tensions d'extrémité d'émission et de réception est égale à 1,0 par unité avec la ligne en cours de déchargement, c'est-à-dire, $V_S = V_R = 1 \angle 0^\circ$ par unité. Les profils de tension et de courant de la ligne pour cette condition sont illustrés à la Fig. 2.8. La tension maximale est de 1,0533 par unité, tandis que le courant varie entre -0,3308 par unité et 0,3308 par unité. Notez que 1 par unité de courant est égal à $1 / Z_C$.

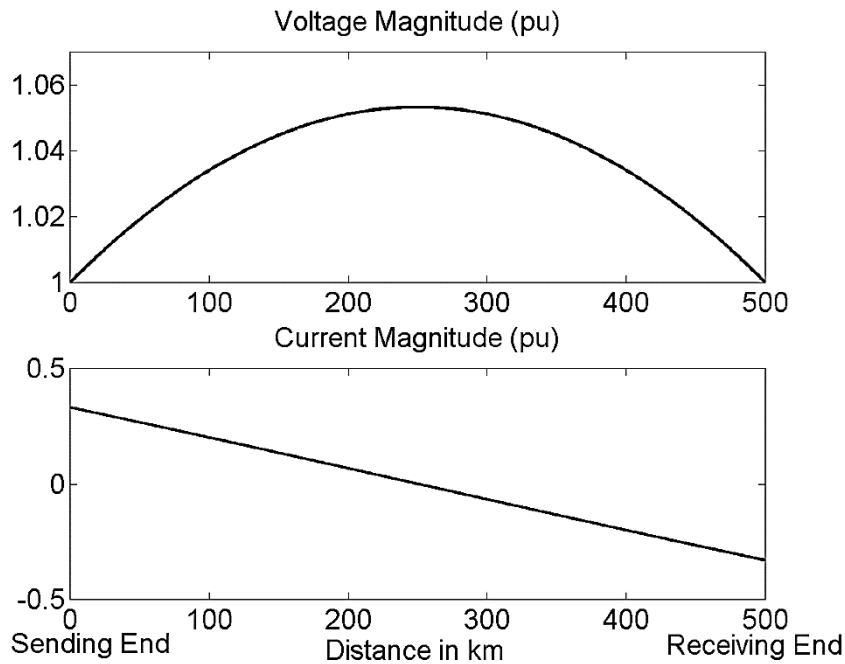


Fig. IV.8 Profil de tension et de courant sur une ligne de transmission.

Lorsque le système est déchargé, le courant de fin de réception est zéro ($I_R = 0$). Par conséquent, nous pouvons réécrire (2.58) comme

$$V_S = |V_S| \angle \delta = |V_R| \cos \theta \tag{IV.62}$$

En substituant l'équation ci-dessus dans (IV.52) et (IV.53), nous obtenons la tension et le courant pour le système déchargé comme

$$V = \frac{|V_s| \angle \delta}{\cos \theta} \cos \beta x \quad (\text{IV.63})$$

$$I = \frac{j}{Z_c} \frac{|V_s| \angle \delta}{\cos \theta} \sin \beta x \quad (\text{IV.64})$$

Exemple IV.4: Considérons le système donné dans l'exemple IV.3. On suppose que le système est déchargé avec $V_S = V_R = 1 \angle 0^\circ$ par unité. Les profils de tension et de courant pour le système non chargé sont illustrés à la Fig. IV.9. La tension maximale de 1,2457 par unité se produit à l'extrémité de réception tandis que le courant maximum de 0,7428 par unité est à la fin d'envoi. Le courant tombe de manière monotone depuis l'extrémité émettrice et la tension augmente de façon monotone jusqu'à l'extrémité réceptrice. Cette augmentation de la tension à l'état non chargé ou légèrement chargé est appelée effet Ferranti.

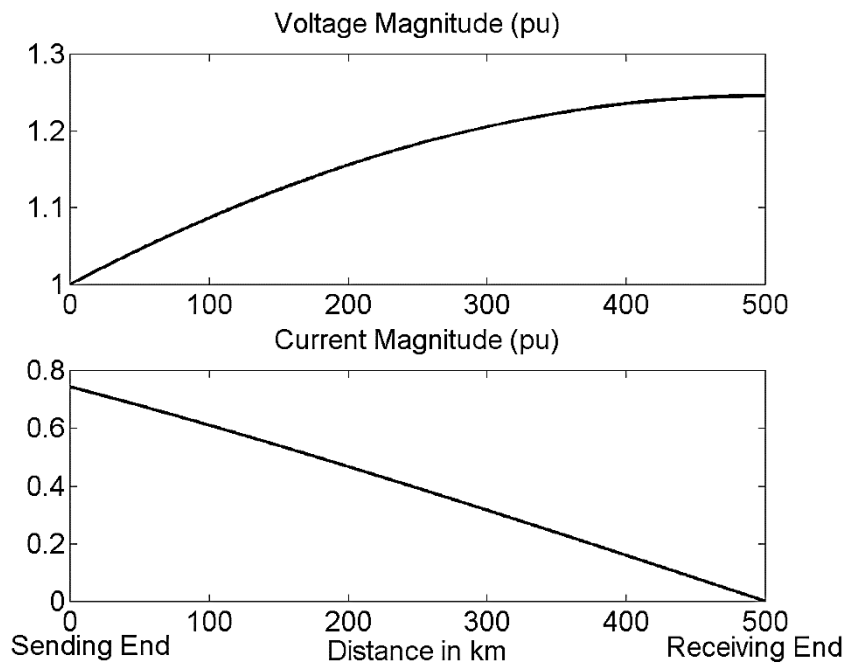


Fig. 2. IV Profil de tension et de courant sur une ligne de transmission non chargée.

IV.7. Tension Moyenne Et Courant Des Lignes Chargées

La tension médiane d'une ligne de transmission est importante pour la compensation réactive des lignes de transmission. Pour obtenir une expression de la tension du point milieu, supposons que la ligne est chargée (c'est-à-dire que l'angle de charge δ n'est pas égal à zéro). Au milieu de la ligne, nous avons $x = 1/2$ tel que $\beta x = \theta/2$. Notons la tension médiane par V_M . Supposons aussi que la droite est symétrique, c'est-à-dire $|V_S| = |V_R| = V$. On peut alors réécrire l'équation (IV.60) pour obtenir

$$V_M = \frac{(V \angle \delta + V) \sin(\theta/2)}{\sin \theta}$$

Encore une fois noter que

$$V\angle\delta + V = V(\cos\delta + j\sin\delta + 1) \\ = V\sqrt{2 + 2\cos\delta} \tan^{-1}\left(\frac{\sin\delta}{1 + \cos\delta}\right) = 2V \cos(\delta/2)\angle(\delta/2)$$

nous obtenons l'expression suivante de la tension du point milieu

$$V_M = \frac{V \cos(\delta/2)}{\cos(\theta/2)} \angle(\delta/2) \tag{IV.65}$$

Le courant moyen est également donné par

$$I_M = \frac{-j}{Z_c} \left[\frac{(V\angle\delta - V)\cos(\theta/2)}{\sin\theta} \right] = \frac{V}{Z_c} \frac{\sin(\delta/2)}{\sin(\theta/2)} \angle(\delta/2) \tag{IV.66}$$

L'angle de phase de la tension du point milieu est toujours la moitié de l'angle de charge. De même, la tension et le courant du point médian sont en phase, c'est-à-dire que le facteur de puissance à ce point est l'unité. La variation de l'amplitude de la tension avec les changements d'angle de charge est maximale au point médian. La tension à ce point décroît avec l'augmentation de δ . De même que la puissance à travers une ligne sans perte est constante sur toute sa longueur et que le facteur de puissance du point médian est l'unité, le courant du point médian augmente avec une augmentation de δ .

Exemple IV.5: Considérons la ligne de transmission discutée dans l'exemple IV.4. En supposant que les magnitudes des tensions finales d'émission et de réception soient de 1,0 par unité, nous pouvons calculer l'amplitude de la tension du point médian lorsque l'angle de charge (δ) change. Ceci est donné dans le tableau IV.2. La variation de tension avec δ est illustrée à la Fig. IV.10.

Tableau IV.2 Changements dans l'amplitude de la tension du point milieu avec l'angle de charge

δ en degré	$ V_M $ en per unit
20	1.0373
25	1.0283
30	1.0174

Il est intéressant de trouver l'équivalent Thévenin de la ligne de transmission à partir du point médian. Il est inutile de dire que la tension de Thevenin sera la même que la tension du point médian. Pour déterminer l'impédance de Thevenin, nous trouvons d'abord le courant de court-circuit aux bornes du point médian. Ceci est calculé par le principe de superposition, car le courant de court-circuit s'écoulera des deux sources connectées aux deux extrémités. À partir de (IV.52), nous calculons le courant de court-circuit dû à la source VS (= $V\angle\delta$)

$$I_{SC1} = \frac{V \angle \delta}{jZ_C \sin(\theta/2)} \quad (\text{IV.67})$$

De même, le courant de court-circuit dû à la source VR (= V) est

$$I_{SC2} = \frac{V}{jZ_C \sin(\theta/2)} \quad (\text{IV.68})$$

Nous avons donc

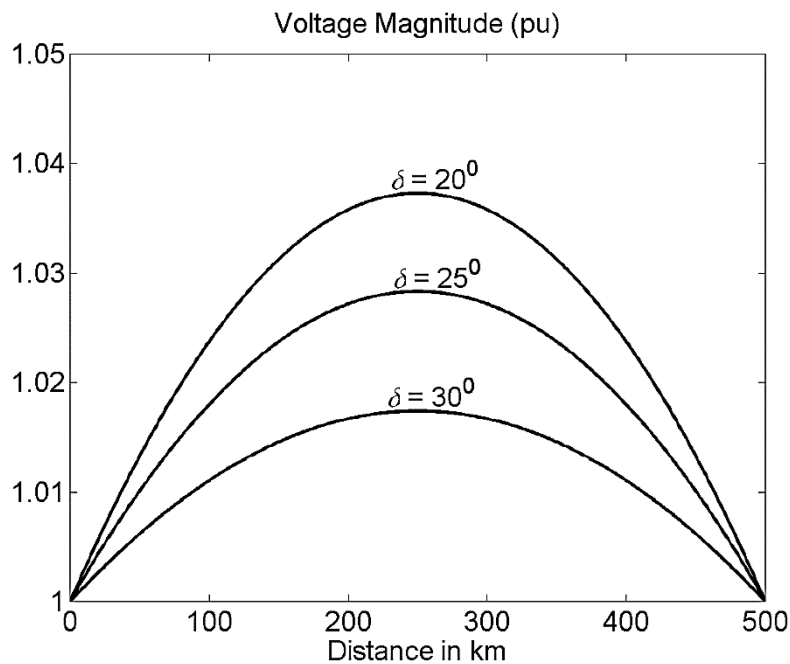


Fig. IV.10 Variation du profil de tension pour une ligne chargée

$$I_{SC} = I_{SC1} + I_{SC2} = \frac{V \angle \delta + V}{jZ_C \sin(\theta/2)} = \frac{2V \cos(\delta/2)}{jZ_C \sin(\theta/2)} \angle (\delta/2) \quad (\text{IV.69})$$

L'impédance de Thevenin est alors donnée par

$$Z_{TH} = jX_{TH} = \frac{V_M}{I_{SC}} = j \frac{Z_C}{2} \tan(\theta/2) \quad (\text{IV.70})$$

IV.8. Puissance Dans Une Ligne Sans Perte

Le flux de puissance à travers une ligne sans perte peut être donné par les équations de tension et de courant de point médian données en (IV.66) et (IV.67). Puisque le facteur de puissance à ce point est l'unité, le pouvoir réel sur la ligne est donné par

$$P_e = V_M I_M^* = \frac{V^2}{Z_C \sin \theta} \sin \delta \quad (\text{IV.71})$$

Si $V = V_0$, la tension nominale, nous pouvons réécrire l'expression ci-dessus en termes de puissance naturelle

$$P_e = \frac{P_n}{\sin \theta} \sin \delta \quad (\text{IV.72})$$

Pour une courte ligne de transmission, nous avons

$$Z_C \sin \theta \cong Z_C \theta = \left(\sqrt{\frac{l}{c}} \right) (\omega \sqrt{lc}) l = \omega l \tau = X \quad (\text{IV.73})$$

où X est la réactance totale de la ligne. L'équation (2.71) peut alors être modifiée pour obtenir la relation de transfert de puissance bien connue pour l'approximation de la ligne courte

$$P_e = \frac{V^2}{X} \sin \delta \quad (\text{IV.74})$$

En général, il n'est pas nécessaire que les amplitudes des tensions d'extrémité d'émission et de réception soient identiques. La relation de transfert de puissance donnée en (IV.72) ne sera pas valide dans ce cas. Pour dériver une expression générale pour le transfert de puissance, nous supposons

$$V_S = |V_S| \angle \delta \quad \text{and} \quad V_R = |V_R| \angle 0^\circ$$

Si les puissances réelle et réactive de l'extrémité réceptrice sont notées respectivement P_R et Q_R , on peut écrire à partir de (IV.52)

$$V_S = |V_S| (\cos \delta + j \sin \delta) = |V_R| \cos \theta + j Z_C \frac{P_R - j Q_R}{|V_R|} \sin \theta$$

Equation des parties réelles et imaginaires de l'équation ci-dessus, nous obtenons

$$|V_S| \cos \delta = |V_R| \cos \theta + \frac{Z_C Q_R}{|V_R|} \sin \theta \quad (\text{IV.75})$$

and

$$|V_S| \sin \delta = \frac{Z_C P_R}{|V_R|} \sin \theta \quad (\text{IV.76})$$

Réarrangement (IV.76) nous obtenons l'équation de flux de puissance pour une ligne lossless

$$P_e = P_S = P_R = \frac{|V_S||V_R|}{Z_C \sin \theta} \sin \delta \quad (\text{IV.77})$$

Pour dériver des expressions pour les puissances réactives, on réarrange (IV.75) pour obtenir la puissance réactive délivrée à l'extrémité réceptrice

$$Q_R = \frac{|V_S||V_R| \cos \delta - |V_R|^2 \cos \theta}{Z_C \sin \theta} \quad (\text{IV.78})$$

Encore une fois à partir de l'équation (IV.61), nous pouvons écrire

$$I_S = \frac{-j}{Z_C} \left[\frac{|V_S| \cos \theta \angle \delta - |V_R|}{\sin \theta} \right] \quad (\text{IV.79})$$

La puissance apparente de fin d'émission est alors donnée par

$$P_S + jQ_S = V_S I_S^* = |V_S| \angle \delta \frac{j}{Z_C} \left[\frac{|V_S| \cos \theta \angle -\delta - |V_R|}{\sin \theta} \right] = j \frac{|V_S|^2 \cos \theta}{Z_C \sin \theta} - j \frac{|V_S||V_R| \angle \delta}{Z_C \sin \theta}$$

En assimilant les parties imaginaires de l'équation ci-dessus, nous obtenons l'expression suivante pour le réactif généré par la source

$$Q_S = \frac{|V_S|^2 \cos \theta - |V_S||V_R| \cos \delta}{Z_C \sin \theta} \quad (\text{IV.80})$$

La puissance réactive absorbée par la ligne est alors

$$Q_L = Q_S - Q_R = \frac{(|V_S|^2 + |V_R|^2) \cos \theta - 2|V_S||V_R| \cos \delta}{Z_C \sin \theta} \quad (\text{IV.81})$$

Il est important de noter que si l'amplitude de la tension aux deux extrémités est égale, c'est-à-dire $V_{SVF} = VV$, les puissances réactives aux deux extrémités deviennent négatives l'une par rapport à l'autre, c'est-à-dire $Q_S = Q_R$. La puissance réactive nette absorbée par la ligne devient alors deux fois la puissance réactive expéditrice, c'est-à-dire $Q_L = 2Q_S$. De plus, comme $\cos \theta \approx 1$ pour de faibles valeurs de θ , les puissances réactives aux deux extrémités pour une ligne de transmission courte sont données par

$$Q_S = \frac{V^2 \cos \theta - V^2 \cos \delta}{Z_C \sin \theta} \approx \frac{V^2}{X} (1 - \cos \delta) = -Q_R \quad (\text{IV.82})$$

La puissance réactive absorbée par la ligne dans cette condition est donnée par

$$Q_L = \frac{2V^2}{X}(1 - \cos\delta) \quad (\text{IV.83})$$

Exemple IV.5: Considérons une ligne de transmission courte et sans perte avec une réactance linéaire de 0,5 par unité. Nous supposons que les valeurs d'émission et de réception des tensions finales sont de 1,0 par unité. Le transfert de puissance réel sur la ligne et la puissance réactive consommée par la ligne sont illustrés à la Fig. IV.11. La puissance réelle maximale est de 2,0 par unité et se produit pour $\delta = 90^\circ$. De même, la puissance réactive maximale consommée par la ligne est de $\delta = 180^\circ$ et sa valeur est de 8 par unité.

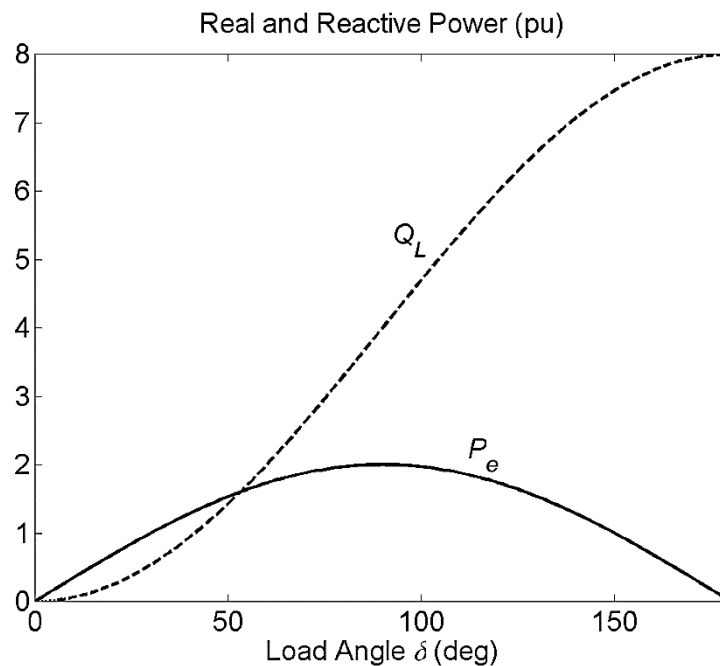


Fig. IV.11 Flux de puissance réel et puissance réactive consommée par une ligne de transmission.

Chapitre V. Compensation de l'énergie réactive dans le réseau de transport

V.1. Introduction

De nos jours, la distribution de l'énergie électrique est en augmentation à cause de l'industrialisation mais aussi de la croissance démographique. Le besoin de construire de nouveaux équipements (lignes, centrales...) se fait sentir mais les pressions écologistes, les lourdeurs administratives et surtout les contraintes économiques rendent difficiles leurs constructions.

Ces vingt dernières années, on parle beaucoup de la qualité de l'énergie électrique (QEE). Cette dernière est supposée excellente à la sortie des centrales, le système de transmission de cette énergie contribue à consolider cette qualité (stabilité d'amplitude et de fréquence, puissance de court-circuit...), alors qu'en pratique elle subit nombreuse altérations au cours de son transport, principalement sous l'influence des installations perturbatrice, de la clientèle ou des incidents fortuits.

La tension subit généralement beaucoup de perturbations de deux origines distinctes :

- Les perturbations de tension causées par le passage, dans les réseaux électriques, des courants perturbateurs comme les courants harmoniques, déséquilibres réactifs.
- Les perturbations de tension causées par des tensions perturbatrices comme les tensions harmoniques et déséquilibrées et les creux de tension.

Ces perturbations ont des conséquences néfastes sur le réseau, allons parfois à l'effondrement de ce dernier et mettre en nocturne toute une population. Ce qui oblige tous les acteurs en présence, qu'ils soient gestionnaires de réseaux, utilisateurs ou intervenants. Parmi tous ces acteurs le gestionnaire à une responsabilité de mettre en œuvre les moyens pour maîtriser ces contraintes qui s'imposent. Pour ce faire plusieurs solutions d'amélioration de sont à distinguées.

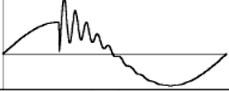
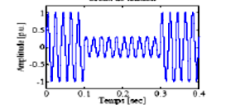
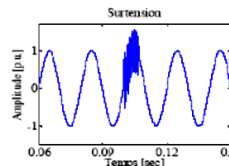
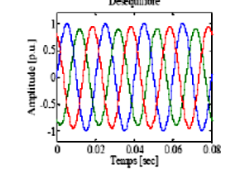
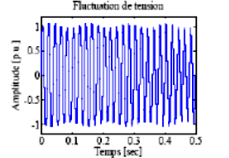
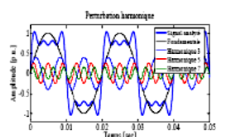
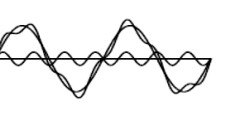
V.2. Phénomènes perturbateurs de QEE

L'alimentation électrique consiste en un système triphasé d'ondes de tension qui se caractérise par :

- La fréquence,
- L'amplitude des trois tensions,
- La forme d'onde qui doit être la plus proche possible d'une sinusoïde,
- La symétrie du système triphasé, caractérisé par l'égalité des modules des trois tensions et leur déphasage relatif.

Une alimentation parfaite n'existe pas, on dit que les quatre caractéristiques sont affectées de « perturbations », de nature physique, incidents liés à l'installation ou bien des incidents liés à l'exploitation.

Tableau V.1: caractérisation des types de perturbation que peuvent survenir dans un réseau électrique

Types de Perturbations		Amplitude	Origine	Conséquence
Transitoires (impulsions et oscillations)		-	Déclenchement des appareils, enclenchement des condensateurs, commutations.	Dysfonctionnements gênants.
Creux de tension		0.1-0.9 pu	Courts-circuits, démarrage de gros moteurs, saturation des transformateurs.	Arrêts d'équipement, pertes de production.
Coupures brèves		<0.1 pu	Courts-circuits	Arrêts d'équipement, pertes de production.
Surtensions		1.1-1.8 pu	Courts-circuits, débranchement des charges importantes.	Déclenchements, dangers pour les personnes et pour les matériels.
Déséquilibre		-	Charges asymétriques ou monophasées.	Echauffements des machines tournantes, vibrations.
Fluctuation de tension		0.1-7%	Charges fluctuantes (fours à arc, moteur à démarrage fréquent, soudeuses, éoliennes)	Papillotements de l'éclairage
Harmoniques		0-20%	Charges non linéaires et fluctuantes (fours à arc, soudeuses, éoliennes)	Echauffements, vieillissements, pertes supplémentaires, troubles fonctionnels.
inétrharmoniques		0-2%	Charges non linéaires et fluctuantes (fours à arc, soudeuses, éoliennes)	Papillotements de l'éclairage
Variations de la fréquence		-	Déséquilibres entre la production et la consommation	Dysfonctionnements des équipements électriques

Donc quatre possibilités distinctes de perturbations sont à souligner:

1. Les fluctuations de la fréquence : elles sont rares et ne sont observées que lors de circonstances exceptionnelles, par exemple certains défauts graves du réseau, au niveau de la production ou du transport.

2. Les variations de l'amplitude : il ne s'agit pas des variations lentes de tension qui sont corrigés par les transformateurs de réglage, mais de variations rapides de tension ou de creux de tension se présentant souvent sous forme d'à-coups brusque. Les creux de tension peuvent être soit isolés, soit au moins répétitifs, de forme régulière ou non.

3. La modification de la forme d'onde de la tension : cette onde n'est alors plus sinusoïdale, et peut être considérée comme représentable par une onde fondamentale à 50Hz,

associée soit à des harmoniques de fréquences multiples entier de 50Hz, soit de même parfois à des ondes de fréquence quelconque.

4. La dissymétrie du système triphasé, que l'on appelle déséquilibre.

On peut, en plus, mentionner un type particulier de perturbations difficile à classer puisqu'il concerne tout à la fois l'amplitude et la forme d'onde : ce sont les variations transitoires d'amplitude dont la durée est inférieure à 10 ms.

Afin de bien analyser les perturbations des réseaux électriques, afin de trouver les meilleures méthodes d'amélioration, nous allons s'intéresser à deux types de perturbations, à savoir les perturbations de courant et celles de tension.

- **Les courants perturbateurs** comme les courants harmoniques, les courants déséquilibrés et la puissance réactive sont majoritairement émis par des charges non linéaires, à base d'électronique de puissance, et/ou déséquilibrés. La puissance réactive peut être aussi consommée par des charges linéaires inductives comme les moteurs asynchrones qui sont largement présents dans les sites industriels.
- **Les perturbations de tension** comme les creux, les déséquilibres et les harmoniques de tension trouvent généralement leurs origines dans le réseau électrique lui-même parfois également dans les charges.

V.3. Energies active, réactive, apparente

Toute machine électrique utilisant le courant alternatif (moteur, transformateur) met en jeu deux formes d'énergie : l'énergie active et l'énergie réactive. L'énergie active consommée (kWh) résulte de la puissance active P (kW) des récepteurs.

Elle se transforme intégralement en puissance mécanique (travail) et en chaleur (pertes). L'énergie réactive consommée (kvarh) sert essentiellement à l'alimentation des circuits magnétiques des machines électriques. Elle correspond à la puissance réactive Q (kvar) des récepteurs.

- Elle sert à la magnétisation des moteurs et des transformateurs.
- Elle correspond à la puissance réactive Q (kvar) des récepteurs.
- Elle se traduit par le déphasage (ϕ) entre la tension et le courant.
- C'est une énergie "nécessaire" mais ne produisant pas de travail.
- L'énergie réactive demandée par les charges est fournie par le réseau électrique.

Cette énergie doit être fournie en plus de l'énergie active.

Cette circulation de l'énergie réactive sur les réseaux électriques entraîne du fait d'un courant appelé plus important :

- Des chutes de tension supplémentaires,
- La surcharge des transformateurs,
- Des échauffements dans les liaisons... et donc des pertes.

L'énergie apparente (kVAh) est la somme vectorielle des deux énergies précédentes. Elle correspond à la puissance apparente S (kVA) des récepteurs, somme vectorielle de P (kW) et Q (kvar).

V.3.1. Composantes active et réactive du courant

A chacune des énergies active et réactive, correspond un courant. Le courant actif (I_a) est en phase avec la tension du réseau. Le courant réactif (I_r) est déphasé de 90° par rapport au courant actif, soit en retard (récepteur inductif), soit en avance (récepteur capacitif).

Le courant apparent (I_t) est le courant résultant qui parcourt la ligne depuis la source jusqu'au récepteur. Si les courants sont parfaitement sinusoïdaux, on peut utiliser la représentation de Fresnel. Ces courants se composent alors vectoriellement comme représenté à la figure V.1 : La puissance réactive dans les circuits électriques

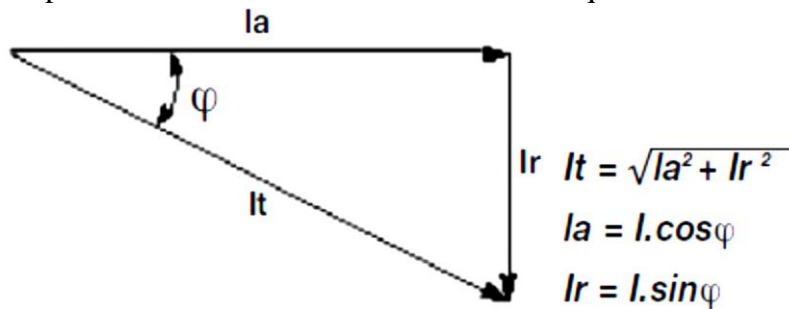


Figure V.1 : Composition vectorielle des courants

V.3.2. Composantes active et réactive de la puissance

Le diagramme précédent (figure 1) établi pour les courants est aussi valable pour les puissances, en multipliant chacun des courants par la tension commune U .

On définit ainsi (figure V.2) :

- La puissance apparente : $S = UI$ (kVA),
- La puissance active : $P = UI \cdot \cos \varphi$ (kW),
- La puissance réactive : $Q = UI \cdot \sin \varphi$ (kvar).

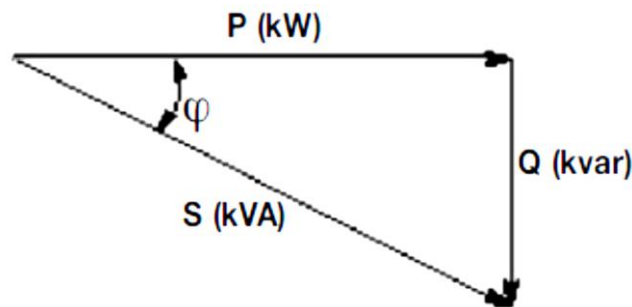


Figure V.2 : Composition vectorielle des puissances

Citons les valeurs approximatives de $\cos \varphi$ des principaux actionneurs consommateurs d'énergie réactive :

- Moteur asynchrone à 100 % de charge : $\cos \varphi = 0,85$
- Moteur asynchrone à 50 % de charge : $\cos \varphi = 0,73$
- Lampes à fluorescence : $\cos \varphi = 0,5$
- Chauffage par induction : $\cos \varphi = 0,5$

Ces quelques exemples montrent l'impact énorme de la partie réactive de la consommation énergétique des actionneurs qui comportent des circuits magnétiques : y remédier est une des problématiques de base de tout concepteur et installateur de produits et équipements électriques. Le facteur de puissance est égal par définition à :

$$FP = \frac{P}{S} = \frac{\text{puissance_active_}(kW)}{\text{puissance_apparente_}(kVA)}$$

Si les courants et tensions sont des signaux parfaitement sinusoïdaux, le facteur de puissance est égal à $\cos\phi$. On utilise également la variable $\text{tg}\phi$. Dans les mêmes conditions, nous avons la relation :

$$\text{tg}\phi = \frac{Q}{P} = \frac{\text{puissance_réactive_}(kvar)}{\text{puissance_active_}(kW)}$$

V.3.3. La problématique de l'énergie réactive en milieu industriel

Dans l'environnement industriel actuel, la prolifération des charges « déphasantes » sur les réseaux de distribution électrique entraîne une dégradation du facteur de puissance.

Les principaux consommateurs d'énergie réactive concernent :

- Les moteurs asynchrones ordinaires,
- Les lampes à ballast magnétiques à fluorescence ou à décharge,
- Les fours à induction et à arc,
- Les machines à souder.

Les conséquences de cette énergie réactive sont nombreuses :

- Pénalités (en tarif vert) par le fournisseur d'électricité,
- Augmentation de la puissance souscrite au fournisseur d'énergie, des pertes Joules et des chutes de tension dans les circuits,
- Surcharge au niveau du transformateur et des câbles d'alimentation,
- Surdimensionnement et précaution au niveau des protections,
- Dégradation de la qualité de l'installation électrique

V.3.4. Principe de la compensation

L'objectif de la compensation d'énergie réactive est de réduire le courant appelé sur le réseau. L'énergie réactive est fournie par des condensateurs, au plus près des charges inductives. Sur une période de temps donnée, nous avons également :

Le transport de la puissance réactive à longue distance présente une série d'inconvénients tels-que les chutes de tension considérables, les pertes de ligne par effet joule et moins de capacité pour transporter la puissance active. A l'exception de ces aspects purement statiques, la puissance réactive peut jouer un grand rôle dans d'autres aspects dynamiques, tels-que les fluctuations de tension produites par les variations soudaines des charges, et pour l'amélioration de la marge de stabilité.

Actuellement, avec la complexité des réseaux électriques, la participation des générateurs dans la production de l'énergie réactive est devenue insuffisante. Elle est générée en grande partie par les moyens de compensation existant dans les lignes de transport. Afin de garantir une bonne qualité d'énergie il est nécessaire de satisfaire l'équilibre offre demande de

l'énergie réactive, de fournir une tension aussi régulière que possible et de respecter un certain nombre de contraintes techniques.

La puissance réactive de compensation à installer a pour expression : $Q_c = P (tg\phi - tg\phi')$

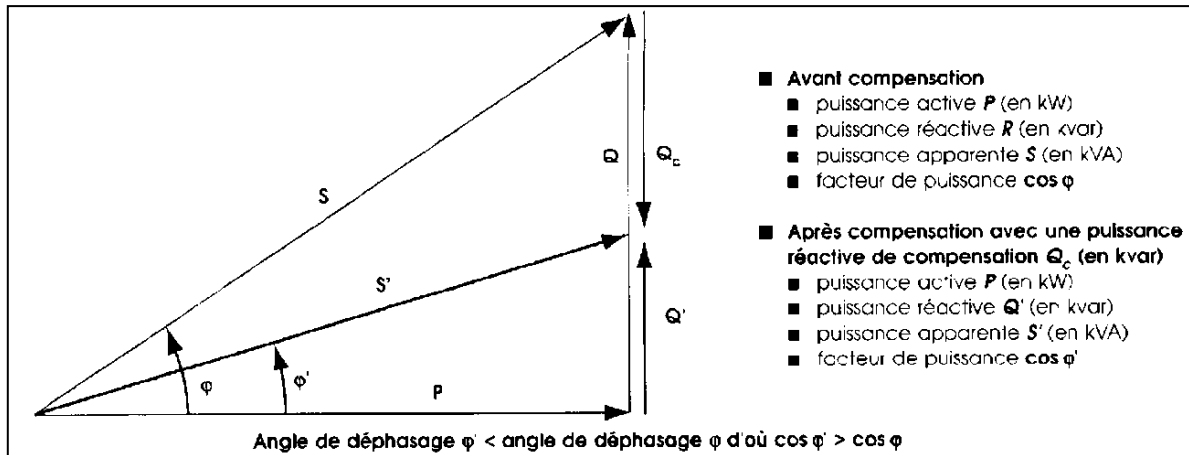


Figure V.3 : Principe de la compensation de l'énergie réactive

Dans l'environnement industriel actuel, la prolifération des charges "déphasantes" sur les réseaux de distribution électrique entraîne une dégradation du facteur de puissance.

Son amélioration par des moyens externes (condensateurs fixes ou batterie de condensateurs à régulation automatique) présente de nombreux avantages :

- Diminution de la facture d'électricité en évitant la consommation d'énergie réactive au-delà de la franchise allouée par le distributeur (40% de l'énergie active consommée) pour les abonnés au tarif vert ($S > 250\text{kVA}$).
- Réduction de la puissance souscrite pour les abonnés au tarif jaune ($36\text{kVA} < S < 250\text{kVA}$)
- Diminution de la section des câbles.
- Diminution des pertes en ligne (effet Joule) et réduction de la chute de tension

Détermination des condensateurs de compensation

Sur une installation de puissance réactive Q , et de puissance apparente S , on installe une batterie de condensateurs de puissance Q_c .

- La puissance réactive passe de Q à Q' : $Q' = Q - Q_c$
- La puissance apparente passe de S à S' .

La quantité d'énergie réactive fournie par un condensateur est

$$Q_c = U^2 \cdot C \cdot w$$

avec :

- U = tension aux bornes du condensateur
- C = capacité du condensateur
- $w = 2 \cdot \pi \cdot f$ = pulsation du réseau d'alimentation

La capacité des condensateurs s'en déduit : $C = \frac{Qc}{U^2 \omega}$

$$C = \frac{P (tg \varphi - tg \varphi')}{U^2 \omega}$$

Choix de la localisation

- **Compensation globale :** La batterie est raccordée en tête d'installation et assure la compensation pour l'ensemble des charges. Elle convient lorsqu'on cherche essentiellement à supprimer les pénalités et soulager le poste de transformation.
- **Compensation locale ou par secteurs :** La batterie est installée en tête du secteur d'installation à compenser. Elle convient lorsque l'installation est étendue et comporte des ateliers dont les régimes de charge sont différents
- **Compensation individuelle :** La batterie est raccordée directement aux bornes de chaque récepteur inductif (moteur en particulier). Elle est à envisager lorsque la puissance du moteur est importante par rapport à la puissance souscrite. Cette compensation est techniquement idéale puisqu'elle produit l'énergie réactive à l'endroit même où elle est consommée, et en quantité ajustée à la demande.

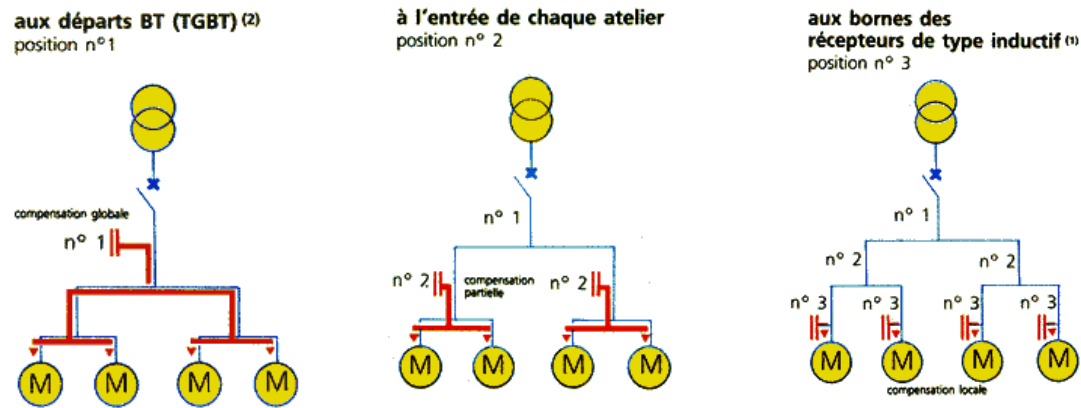


Figure V.4 : Choix de location de la compensation de l'énergie réactive

Exemple:

Un moteur triphasé fonctionnant à 400 V. 50Hz, absorbe un courant de 85 A et crée un déphasage de 50 degrés. Calculer la valeur de la capacité des condensateurs à brancher en triangle pour avoir un facteur de puissance de 0,9 au réseau.

Solution

$$P_m = U I \cos \phi_m \sqrt{3} = 100 * 85 * 0,6428 \sqrt{3} = 37,85 \text{ [kW]}$$

$$Q_m = P \text{ tg } \phi_m = 37,84 * 1,192 = 45,12 \text{ [kvar]}$$

$$P_r = P_m = 37,85 \text{ [kW]}$$

$$Q_r = P_r * \text{tg } \phi_r = 37,84 * 0,4843 = 18,33 \text{ [kvar]}$$

$$Q_b = Q_m - Q_r = 45,12 - 18,33 = 26,79 \text{ [kvar]}$$

$$Q_c = Q_b / 3 = 26,79 / 3 = 8,930 \text{ [kvar]}$$

$$X_c = U^2 / Q_c = U_{ph}^2 / Q_c = 400^2 / 8930 = 17,92 \text{ [\Omega]}$$

$$C = (2 \pi f X_c)^{-1} = 106 / (2 \pi 50 17,92) = 177,6 \text{ [\mu F]}$$

V.3.5. Sens physique de la « puissance imaginaire »

La nature de la puissance réactive doit être prise en compte pour sa valorisation. Pour cela il est nécessaire de revenir sur sa définition et son interprétation physique. La puissance instantanée d'un système électrique monophasé est définie par :

où V_{eff} et I_{eff} sont les valeurs efficaces de la tension et du courant, ω la pulsation, et ϕ le déphasage du courant par rapport à la tension prise comme référence de phase.

Si l'on considère une charge R L C connectée en parallèle et alimentée par une source de tension sinusoïdale de fréquence 50 Hz (Figure. 1.1), les différents éléments vont absorber des courants dépendant de leurs impédances.

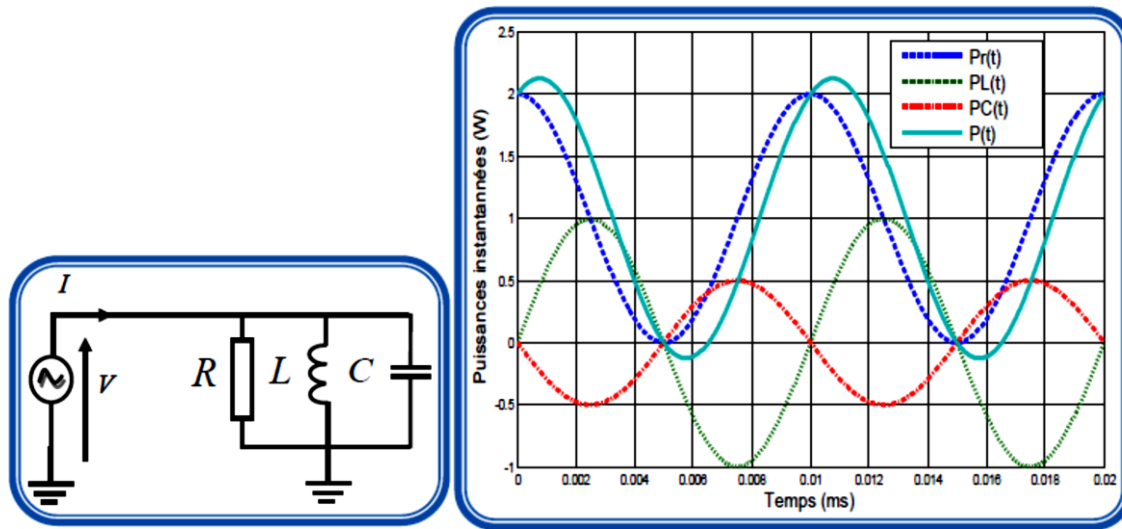


Figure V.5 : Définition physique de l'énergie réactive

Chaque élément va absorber la puissance active et réactive suivantes :

Tableaux V.2. La puissance active et réactive absorbées par la résistance, inductance et capacité

charge	Impudence	Courant	déphasage I/V	P	Q
Résistance	R	V/R	0	V^2/R	0
Inductance	$jL\omega$	$V/L\omega$	$+90^0$	0	$V^2/L\omega$
Capacité	$1/jC\omega$	$VC\omega$	-90^0	0	$V^2C\omega$

La puissance instantanée consommée par chacun de ces éléments est sinusoïdale et d'une fréquence double de celle de la source d'alimentation. La puissance instantanée de chaque élément peut-être résumer par les expressions suivantes :

$$P_R(t) = v_R(t) \cdot i_R(t) = \frac{V}{R} \cos^2(\omega t) = \frac{V^2}{2R} (1 + \cos(2\omega t))$$

$$P_L(t) = v_L(t) \cdot i_L(t) = V \cos(\omega t) \cdot \frac{V}{L\omega} \cos(\omega t - \frac{\pi}{2}) = \frac{V^2}{2L\omega} \sin(2\omega t)$$

$$P_C(t) = v_C(t) \cdot i_C(t) = V \cos(\omega t) \cdot C\omega V \cos(\omega t + \frac{\pi}{2}) = \frac{C\omega V^2}{2} \sin(2\omega t)$$

Nous pouvons ensuite représenter les puissances instantanées absorbées par chacun de ces éléments (Figure. V.2). La puissance active P est par définition la moyenne de la puissance

instantanée. La puissance instantanée absorbée par un élément résistif $PR(t)$ oscille ainsi a une fréquence égale à 100 Hz. Avec une valeur moyenne non nulle. :

$$\langle P_R(t) \rangle = \frac{V^2}{2R} = \frac{V_{eff}^2}{2R} = P$$

La puissance instantanée appelée par une inductance ou un condensateur a des propriétés différentes. Cette puissance instantanée est encore sinusoïdale de fréquence 100 Hz. De plus elle est en opposition de phase avec celle absorbée par l'inductance. La quadrature de phase entre la tension et le courant dans les dipôles inductifs ou capacitifs se traduit par une puissance instantanée de moyenne nulle. La puissance réactive Q désigne alors l'amplitude de cette puissance instantanée □ pour l'inductance.

$$Q = \frac{V^2}{2L\omega} = \frac{V_{eff}^2}{L\omega}$$

pour le condensateur. :

$$Q = \frac{C\omega V^2}{2} = -C\omega V_{eff}^2$$

Lorsque les dipôles sont en convention récepteur, la puissance réactive absorbée par l'inductance est positive, et on considère que l'inductance consomme de la puissance réactive. Quant au condensateur, la puissance réactive est négative et on considère qu'elle est fournie par le dipôle.

V.3.6. Le théorème de Boucherot

Le théorème de Boucherot permet de faire le bilan des puissances entre les différents éléments d'un circuit:

« La puissance active consommée dans un dipôle linéaire est la somme des puissances actives consommées par chacun des éléments composant ce dipôle. »

« La puissance réactive d'un dipôle linéaire est la somme algébrique des puissances réactives consommées par chacun des éléments de ce dipôle. »

Ce théorème met en évidence le découplage entre les éléments consommant la puissance active, qui peut être transformée en puissance utilisable (thermique, mécanique, chimique...) et ceux consommant ou produisant de la puissance réactive, qui n'est qu'échange entre ces éléments

V.4. Puissance transmise par une ligne électrique

La sûreté du système, le bon fonctionnement des installations raccordées et la réduction des pertes en lignes rendent nécessaire de garder la tension à chaque noeud du réseau dans une plage contractuelle de tension.

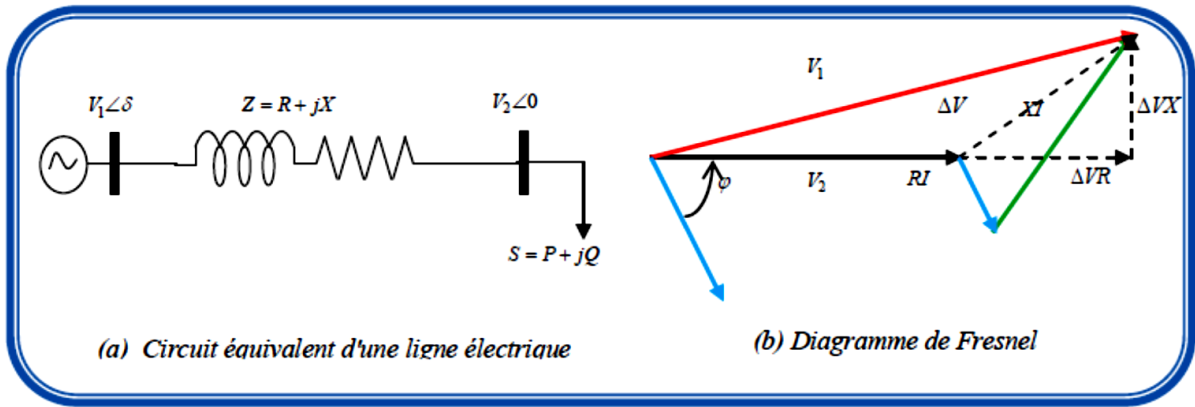
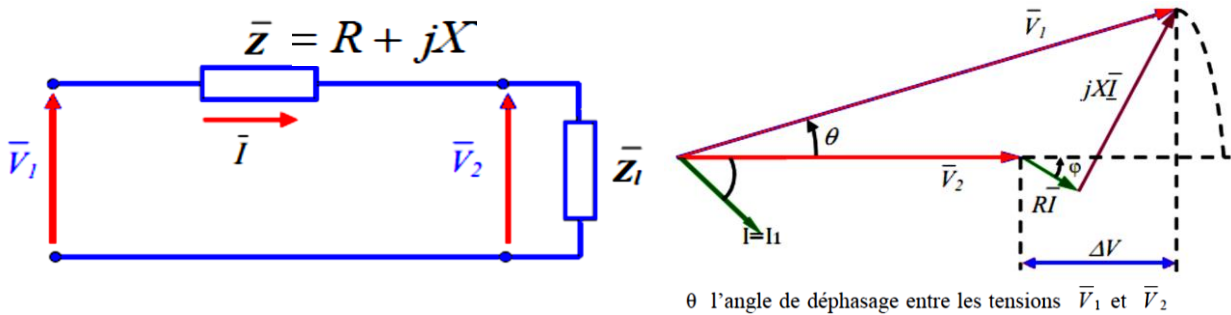


Figure V.6 : Circuit équivalent et représentation vectoriel d'une ligne électrique

Pour simplifier, considérons le schéma de la figure V.6, qui représente une ligne électrique $Z=R+jX$ alimentant une charge $(P + jQ)$. Ce modèle est simple, mais il permet d'expliquer qualitativement le lien entre les modules et phases des tensions à chaque extrémité de la ligne d'une part, et les transits de puissance active et de puissance réactive d'autre part $S=P+jQ$.

V.4.1. Puissance maximal transmise dans une ligne

la résistance R de la ligne est nulle (elle est généralement très faible vis-à-vis de la réactance X)
 la puissance réactive $Q2$ de la charge est nulle (ce qui est vrai en cas d'une bonne compensation de puissance réactive)



$$X.I = V_1 \sin(\theta)$$

$$P_1 = P_2 = \frac{V_1 V_2}{X} \sin(\theta)$$

Si aucune précaution n'est prise pour maintenir V_2 constante lorsque la charge varie, on a :

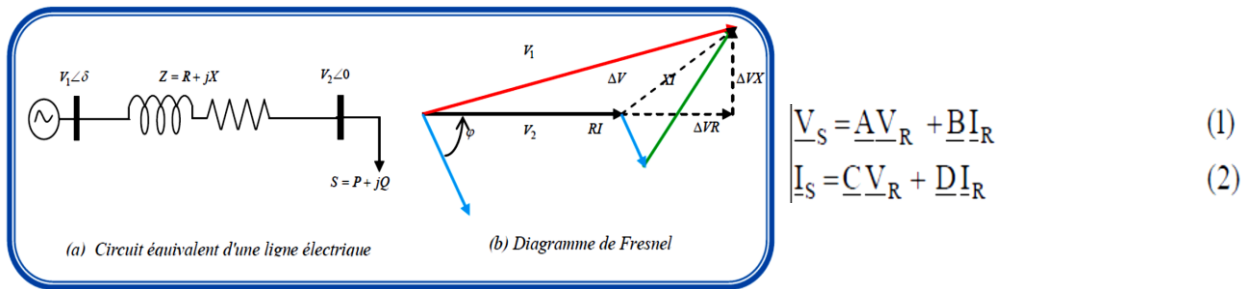
$$V_2 = V_1 \cos(\theta)$$

$$\sin(2a) = 2 \cdot \sin(a) \cdot \cos(a) \quad \Rightarrow \quad P_{\max} = \frac{V_1^2}{2X}$$

$$P_1 = P_2 = \frac{V_1^2}{2X} \sin(2\theta)$$

Cette valeur maximale est atteinte pour $\theta = \pi/4$

Modélisation



$$A = |A| \angle \delta_A, \quad B = |B| \angle \delta_B, \quad V_S = |V_S| \angle \delta_S, \quad V_R = |V_R| \angle 0^\circ, \quad D = A = |A| \angle \delta_A$$

L'équation (1) permet de déduire : $\underline{I}_R = (\underline{V}_S - \underline{A} \underline{V}_R) / \underline{B}$

$$\underline{I}_R = \frac{V_S}{B} \angle (\delta - \beta) - \frac{A V_R}{B} \angle (\alpha - \beta)$$

$$\underline{I}_R^* = \frac{V_S}{B} \angle (\beta - \delta) - \frac{A V_R}{B} \angle (\beta - \alpha)$$

$$S_{3\phi_R} = 3 \underline{V}_R \underline{I}_R^* = \frac{3V_S V_R}{B} \angle (\beta - \delta) - \frac{3A V_R^2}{B} \angle (\beta - \alpha)$$

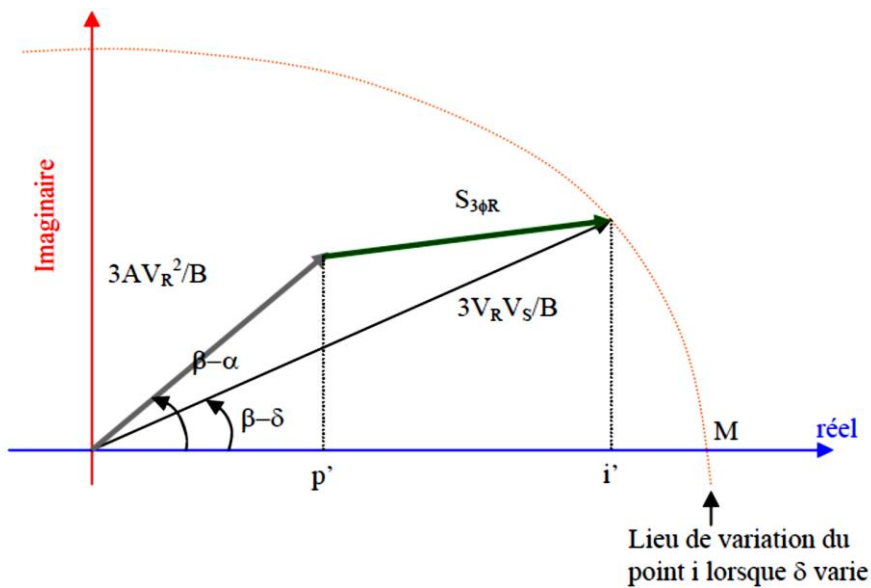


Figure V.7 : Représentation vectoriel de la puissance maximale transmise.

Elle sera maximale au point M, on l'appelle **limite de stabilité statique** :

$P_{3\phi_{ss}} = p'M = \text{limite de stabilité statique.}$

$$P_{3\phi_{ss}} = \frac{3V_S V_R}{B} \cos(\beta - \delta) - \frac{3A V_R^2}{B} \cos(\beta - \alpha)$$

$$Q_{3\phi_{ss}} = \frac{3V_S V_R}{B} \sin(\beta - \delta) - \frac{3A V_R^2}{B} \sin(\beta - \alpha)$$

La limite de stabilité statique d'une ligne triphasée est décrite avec la longueur de la ligne

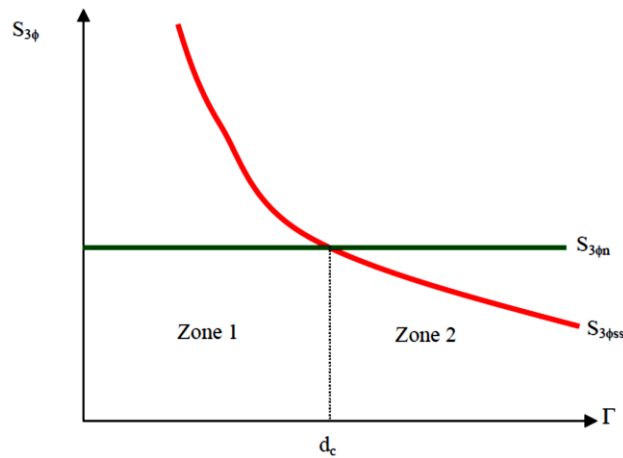


Figure V.8 : Représentation de la limite de stabilité statique.

Zone 2 : la ligne n'est pas capable de transmettre la puissance nominale \Rightarrow problème de stabilité statique.

V.4.2. Chute de tension

La circulation du courant dans la ligne provoque une chute de tension. La tension est alors plus basse au bout de ligne que son origine, et plus la ligne est chargée en transit de puissance, plus la chute de tension sera importante. La chute de tension ΔV , à partir du schéma équivalent et du diagramme des tensions de la figure. V.6 (b) est donnée par la formulation suivante:

$$\Delta V = V_1 - V_2 = Z * I$$

La relation vectorielle s'écrit alors :

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_2 + R\bar{I} + jL\omega\bar{I} = \bar{V}_2 + R\bar{I} + jX\bar{I}$$

Par projection selon les axes horizontal et vertical, nous obtenons deux équations réelles :

$$V_1 \cos \delta = V_2 + RI \cos \varphi + XI \sin \varphi$$

$$V_1 \sin \delta = -RI \sin \varphi + XI \cos \varphi$$

En élevant au carré puis en sommant ces deux expressions, nous obtenons :

$$V_1^2 = V_2^2 + R^2 I^2 + X^2 I^2 + 2(RV_2 I \cos \varphi + XV_2 I \sin \varphi)$$

Il est possible alors de remplacer les différents termes de cette expression en faisant intervenir les puissances :

Avec $P = V_2 I \cos \varphi$ la puissance active monophasée consommée par la charge,

$Q = V_2 I \sin \varphi$ la puissance réactive monophasée appelée par la charge,

$P_j = RI^2$ les pertes joules dans la ligne et $Q = XI^2$ la puissance réactive consommée par la réactance de la ligne il vient

$$V_1^2 - V_2^2 = RP_J + XQ_L + 2(RP + XQ)$$

$$(V_1 - V_2)(V_1 + V_2) = RP_J + XQ_L + 2(RP + XQ)$$

En notant $V = (V_1 + V_2)/2$ et $\Delta V = V_1 - V_2$ la chute de tension, nous obtenons :

$$\frac{\Delta V}{V} = \frac{\frac{1}{2}RP_J + \frac{1}{2}XQ_L + RP + XQ}{V^2}$$

Dans un réseau de transport d'énergie bien dimensionné, les pertes par effet Joule dans les lignes représentent habituellement quelques pour-cent de la puissance totale transitée. Si l'on considère un cas où la consommation de puissance réactive de la ligne par rapport à la puissance transitée est faible, nous obtenons la relation simplifiée suivante :

$$\frac{\Delta V}{V} \cong \frac{RP + XQ}{V^2}$$

V.4.3. Pertes actives

Les pertes de puissance active sont calculées d'après la formule :

$$\Delta P = 3RI^2$$

Le courant qui circule dans cet élément est :

$$I = S / \sqrt{3}U$$

$$\Delta U = \frac{R \cdot (P^2 + Q^2)}{(U^e)^2} = \frac{R \cdot P^2 \left(1 + \left(\frac{Q}{P}\right)^2\right)}{(U^e)^2} \Rightarrow \Delta P = \frac{R \cdot P^2 (1 + \tan^2 \phi)}{(U^e)^2}$$

ϕ : Angle de déphasage entre la puissance active et la puissance apparente, alors $\tan \phi = Q/P$

Remarque : le transit de puissance réactive entraîne une augmentation des pertes actives.

V.5. La compensation

Les réseaux électriques ont pour but de véhiculer de la puissance depuis la source jusqu'aux centres de consommation dans un réseau à courant alternatif. La puissance apparente S a deux composantes : la puissance P et la puissance Q liées par le déphasage.

$$S = P + jQ = UI [\cos \phi + j \sin \phi]$$

En général, l'écart de tension entre deux extrémités d'une ligne est lié au transit de la puissance réactive consommée par la charge. Pour obtenir une tension identique (ou proche) aux deux bouts de la ligne, il faut donc pouvoir produire localement de la puissance réactive.

$$\frac{\Delta V}{V} \cong \frac{RP + XQ}{V^2}$$

La répartition des moyens de production d'énergie réactive (alternateurs, bancs de condensateurs ou compensateurs statiques) à proximité des zones de consommation contribue donc à maintenir la tension constante sur le réseau. Il est à noter que les solutions peuvent reposer sur des moyens de compensation de puissance réactive statiques (bancs de condensateurs, bancs de bobines) ou dynamiques (alternateurs, FACTS) .

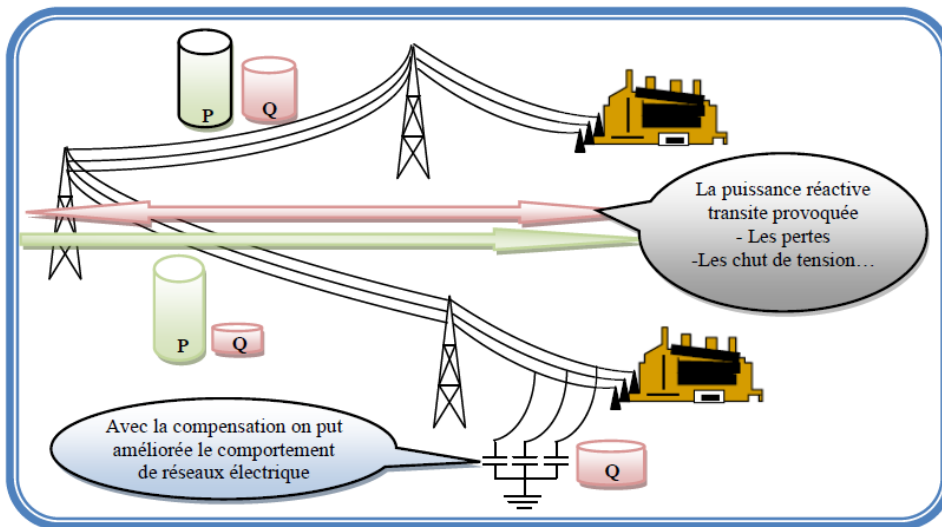


Figure V.9 : Représentation du flux de la puissance réactive dans un réseau électrique.

V.5.1. Principe de la compensation shunts

On insère maintenant au milieu de la ligne un compensateur d'énergie réactive idéal. Ce dispositif permet de maintenir la tension V_m à la tension V_s , en contrôlant le flux de puissance réactive (Figure. 1.5). En effet, la chute de la tension à travers une ligne est donnée par la relation en négligeant le terme résistif de la ligne.

$$\Delta V = \frac{X_L Q}{V}$$

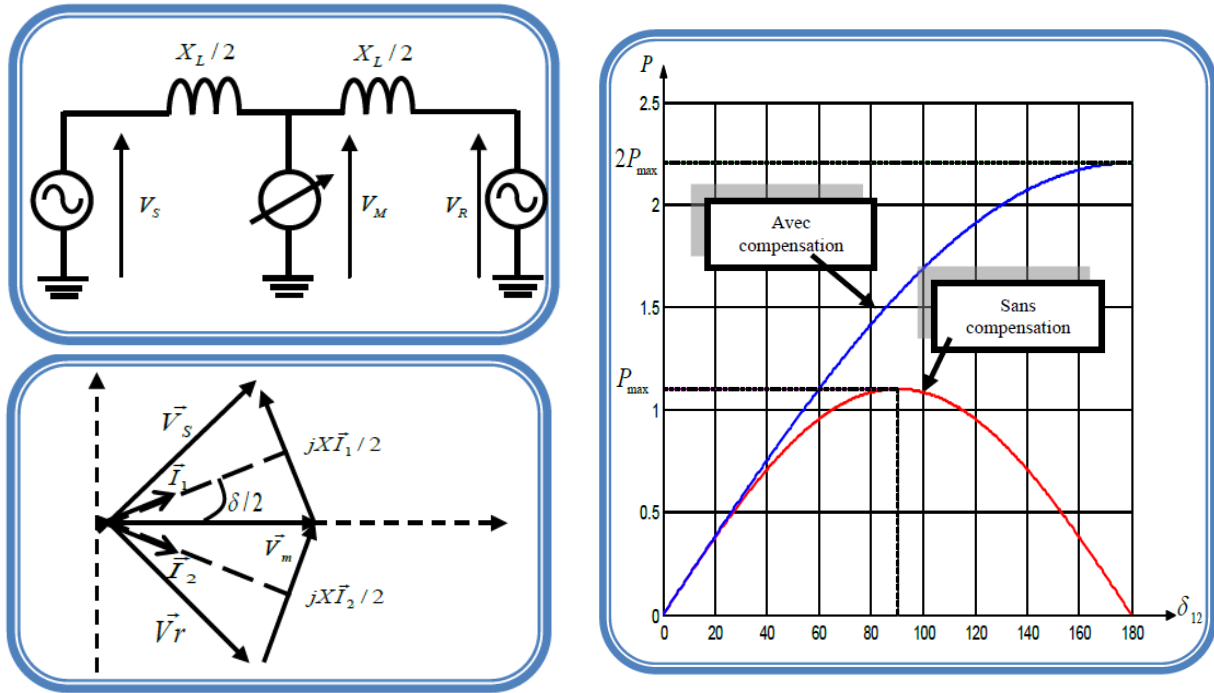


Figure V.10 : Principe de la compensation shunt.

L'équation suivante donne l'expression de la puissance transmise par la ligne compensée. On remarque que la puissance maximale transitée est doublée et est obtenue pour un déphasage $\delta_{12} = 180^\circ$ (Figure. V.10). Une compensation shunts permette donc de doubler le transit de puissance maximal d'une ligne par la formule:

$$P = \frac{2V^2}{X_L} \sin \frac{\delta_{12}}{2}$$

V.5.2. Principe de la compensation séries

Cette compensation a pour principe d'insérer une réactance capacitive sur la ligne toujours dans le but d'en augmenter la puissance transmissible. La ligne étant modélisée par une réactance de type inductive, on comprend aisément que l'on diminue cette réactance en ajoutant une réactance de type capacitive. En conservant le même modèle de ligne. On obtient la compensation série donnée par la (Figure V.11)

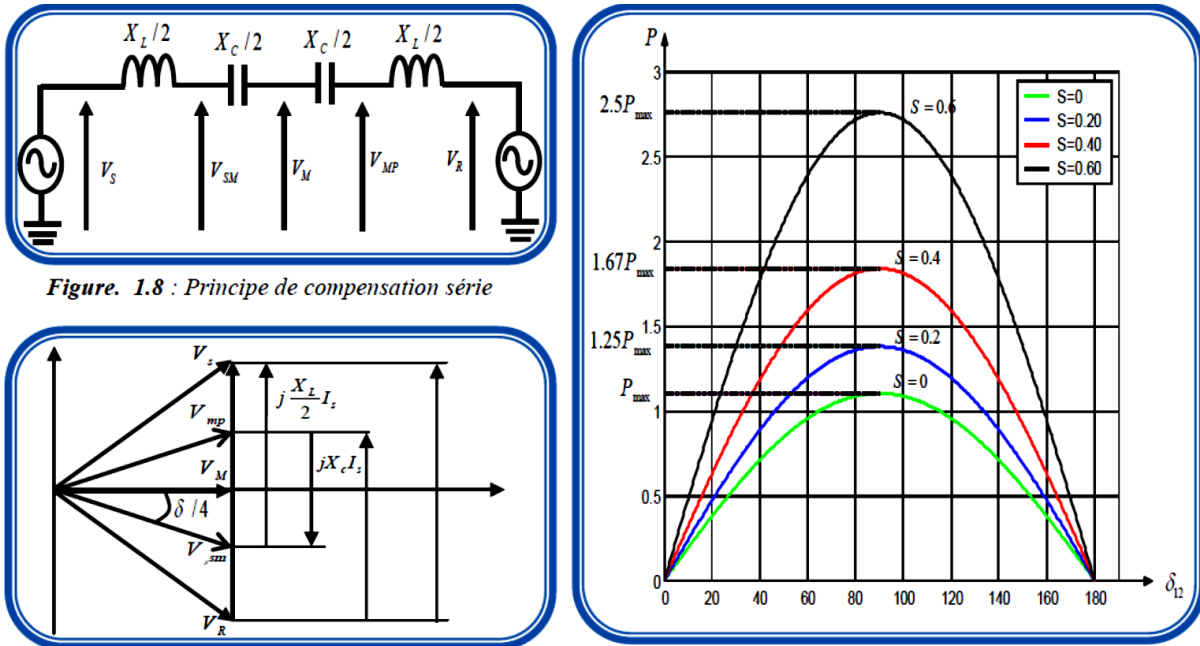


Figure. 1.8 : Principe de compensation série

Figure V.11 : Principe de la compensation série.

Une modification de XL augmentera ou diminuera le flux de puissance active pour un angle de phase fixe. De même, la puissance réactive sera modifiée suite à une modification de XL . La réactance introduite aura la valeur Xc , donnée par l'équation : $Xc = S XL$. S est le degré de compensation y compris entre $0 \leq S \leq 1$.

Avec ce type de compensation, les condensateurs doivent échanger de l'énergie réactive en quantité importante. Les propriétés sont similaires à celles des compensateurs d'énergie réactive.

V.5.3. Principe de la compensation par déphasage

Le principe de cette compensation est basé sur l'insertion d'un déphaseur sur la ligne. Ce dispositif est modélisé par une source de tension, d'amplitude et de phase variables. On peut alors avoir à la sortie du déphaseur une tension Vs de même amplitude qu'à l'entrée Vg mais déphasée d'un angle α (Figure V.12).

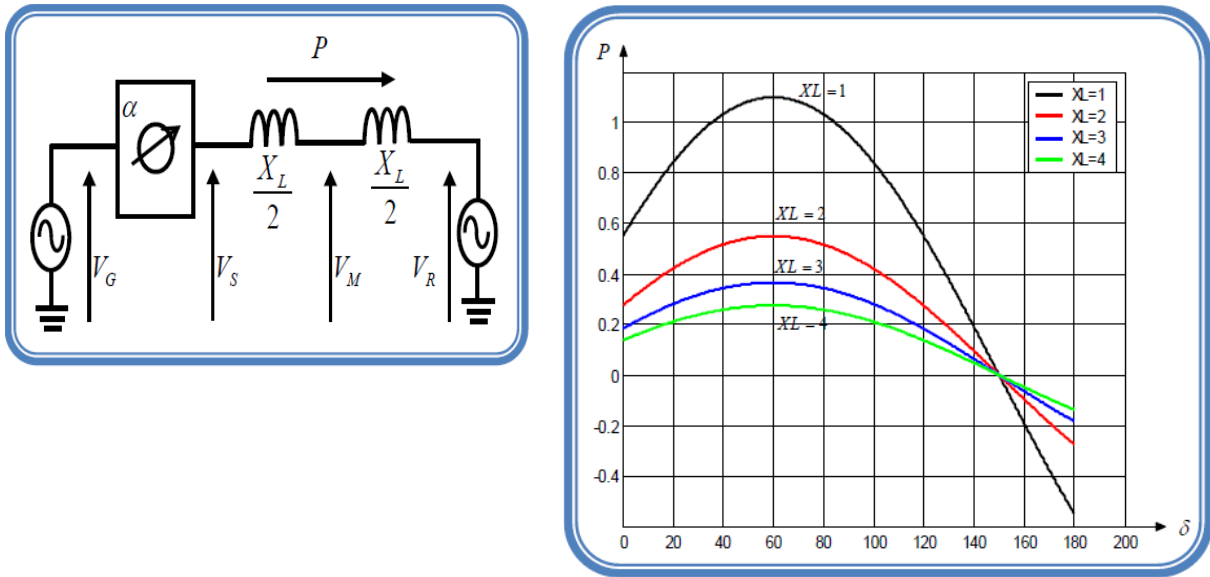


Figure V.12 : Principe de la compensation par déphasage.

La puissance transmissible est alors fonction de l'angle déphasage

$P = V^2 \sin(\delta + \alpha) / X_L$ Pour ce type de compensation, la puissance maximale n'est pas augmentée, mais le réglage de α permet de régler l'acheminement de puissance. Ce dispositif fonctionne finalement comme une vanne électronique.

V.6. Moyens de compensation réactive

Il existe plusieurs catégories de dispositifs de production de puissance réactive : compensateurs synchrones, les bancs de condensateurs et les compensateurs statiques de puissance réactive.

V.6.1 Compensateurs synchrones

Les compensateurs synchrones sont des alternateurs synchrones connectés au réseau, mais ils ne sont pas entraînés par une turbine et ne fournissent donc pas de puissance active. Comme ils fonctionnent en moteur, ils consomment la puissance active correspondant à la compensation de ces pertes mécaniques et électriques. A l'instar des générateurs synchrones, leur courant d'excitation est réglable, permettant ainsi de contrôler la tension à leur noeud de connexion.

V.6.2 Bancs de condensateurs

Les bancs de condensateurs sont des dispositifs statiques de compensation de puissance réactive. Leur connexion sur les systèmes énergétiques permet d'injecter de la puissance réactive. Néanmoins leur fonctionnement en tout ou rien ne permet pas un pilotage de la tension, même s'ils peuvent être connectés par gradins. Les connexions ou déconnexions de condensateurs entraînent une diminution de leur durée de vie. Un inconvénient supplémentaire de ces dispositifs est que la puissance réactive générée diminue avec le carré de la tension ; en effet la puissance réactive générée par un banc de condensateur triphasé de capacité par phase C sous la tension composée U vaut $Q_c = -C \omega U^2$.

Une tension basse diminue l'efficacité du condensateur alors qu'il est nécessaire d'injecter plus de puissance réactive. Un autre paramètre important à prendre en compte pour les bancs de condensateur est le niveau de tension auxquels ils sont connectés. Le coût de ces

appareils dépend en partie de la qualité du diélectrique utilisé. Les condensateurs sont plus économiques pour des niveaux de tension de l'ordre de 20 kV, c'est-à-dire adaptés aux réseaux de distribution.

V.6.3 Compensateurs statiques de puissance réactive

Les compensateurs statiques de puissance réactive, ou FACTS (de l'anglais Flexible Alternative Current Transmission System) sont des dispositifs plus récents qui associent des bancs de condensateurs et de bobines à des convertisseurs d'électronique de puissance permettant de régler la puissance réactive délivrée et ainsi la tension du nœud de connexion. Ces appareils ont un temps de réponse très court, de l'ordre de quelques dizaines de millisecondes.

V.6.3.1 Les systèmes de transmission flexibles en courant

Avec le développement rapide de l'électronique de puissance, les Systèmes Flexibles de Transport AC ont été créés et implémentés dans les réseaux électriques. Les FACTS peuvent être utilisés pour contrôler l'écoulement de puissance et améliorer la stabilité du système. Particulièrement, avec le nouveau système de dérégulation du marché de l'énergie, il y a une augmentation de l'intérêt accordé aux FACTS dans l'exploitation et le contrôle des réseaux électriques et ceci est dû aux nouvelles contraintes de charge et aux nouvelles contingences. L'installation des FACTS est devenue indispensable pour augmenter la capacité et la contrôlabilité d'un réseau électrique.

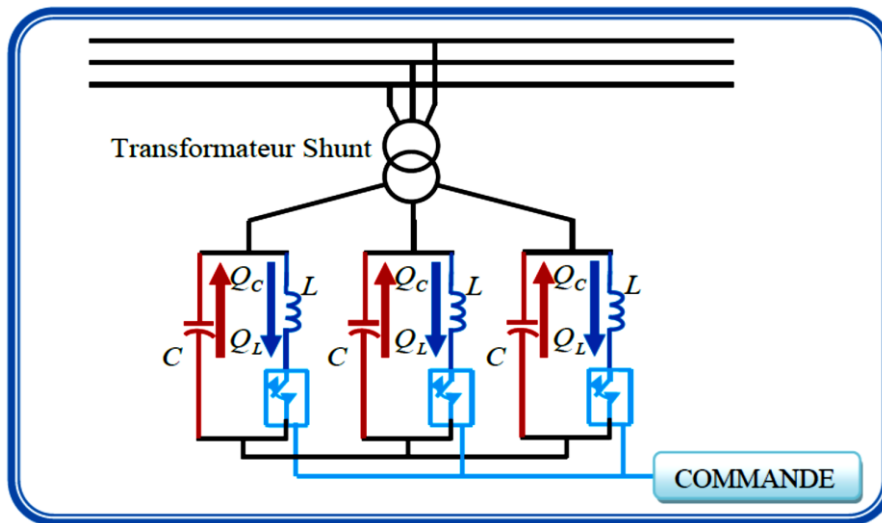


Figure V.13 : Circuit équivalent d'un système de transmission flexibles en courant

a) Définition

les systèmes de dispositifs FACTS sont employés pour le contrôle dynamique de tension, impédance et angle de phase de tension afin d'améliorer le comportement dynamique des réseaux ainsi que la répartition et l'écoulement des puissance dans les réseaux. Selon *IEEE*, les FACTS, sont définis comme suit :

Ce sont des systèmes à courant alternatif incorporant des éléments d'électronique de puissance et d'autres contrôleurs statiques pour l'amélioration de la contrôlabilité et la capacité du transit de la puissance

b) Les différents types des systèmes FACTS

La technologie FACTS n'est pas limitée par un seul dispositif mais elle regroupe une collection de dispositifs à base de l'électronique de puissance implantés dans les réseaux électriques afin de mieux contrôler le flux de puissance et augmenter la capacité de transit de leurs lignes. Par action de contrôle rapide de ces systèmes sur l'ensemble de paramètres du réseau : tension, impédance, déphasage ...etc. ils permettent d'améliorer les marges de stabilité et assurer une meilleure *flexibilité du transfert d'énergie*. La figure 1.14 représente la classification des dispositifs de compensation FACTS [2].

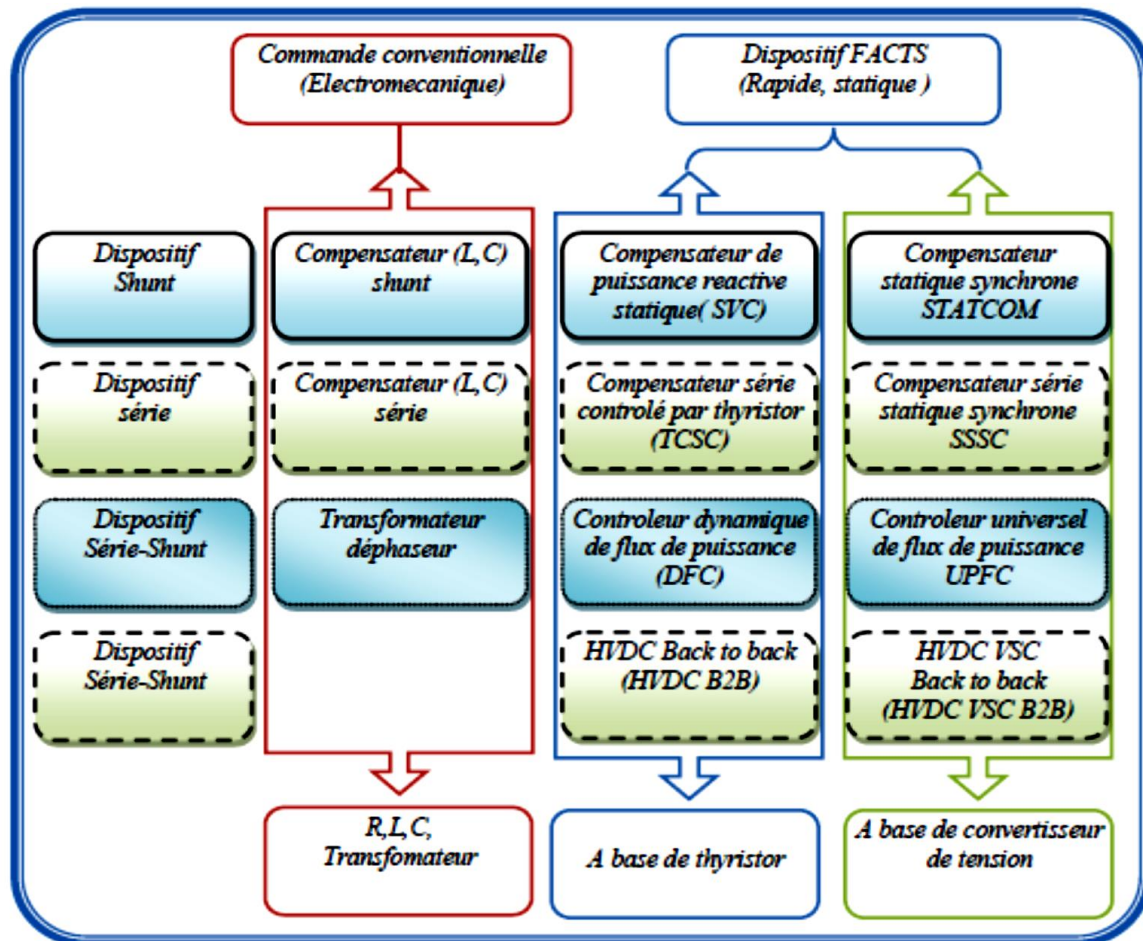


Figure. V.14 : Classification des dispositifs de compensation FACTS.

c) Les avantages de la technologie des dispositifs FACTS

- Contrôle de l'écoulement de puissance : c'est la fonction principale des FACTS.
- L'utilisation du contrôle de l'écoulement de puissance peut satisfaire les demandes de charge, atteindre un fonctionnement optimal, et surmonter les conditions d'urgence.
- Amélioration de la stabilité dynamique. Cette fonction supplémentaire des FACTS comprend l'amélioration de la stabilité transitoire, l'amortissement des oscillations de puissance et le contrôle de stabilité de la tension.
- Augmenter la capacité de transport de lignes à leurs capacités thermiques, y compris les demandes à court terme et saisonnière.

- Fournir des connections sécurisées entre les compagnies de production et les régions par la diminution de la réserve de la puissance à générer requise par les deux zones.
- Réduction de l'écoulement de la puissance réactive, ce qui permettra ainsi à la ligne de transporter plus de puissance active. □ Contrôle de la boucle de l'écoulement de puissance

V.6.3.2. Structure des Principaux Dispositifs FACTS:

A. Dispositifs de compensation dynamique shunts

Vers la fin des années 60 plusieurs équipements utilisant l'électronique de puissance ont fait leurs apparitions. Ces derniers avaient l'avantage d'éliminer les parties mécaniques et d'avoir un temps de réponse très court. Ces équipements étaient constitués essentiellement d'une inductance en série avec un gradateur. Le retard à l'amorçage des thyristors permet de régler l'énergie réactive absorbée par le dispositif.

En effet tous les compensateurs parallèles injectent du courant au réseau via le point de raccordement. Quand une impédance variable est connectée en parallèle sur un réseau, elle consomme (ou injecte) un courant variable. Cette injection de courant modifie les puissances actives et réactive qui transitent dans la ligne [3].

✚ Compensateur statique de puissance réactive (SVC)

— **Définition**

Compensateur statique de puissance réactive (SVC) est un dispositif de compensation shunts de la famille flexible de systèmes de transmission à courant alternatif (FACTS). Il peut fournir en continu la puissance réactive nécessaire pour contrôler les fluctuations dynamiques de la tension sous différents régimes de fonctionnement et ainsi améliorer les performances de réseaux de transport et de distribution d'énergie électrique. L'installation de SVC en un ou plusieurs points spécifiques du réseau peut accroître la capacité de transit et réduire les pertes tout en maintenant un profil de tension régulier sous différents régimes. De surcroît, un compensateur statique sa puissance réactive peut atténuer les oscillations des amplitudes de tension .

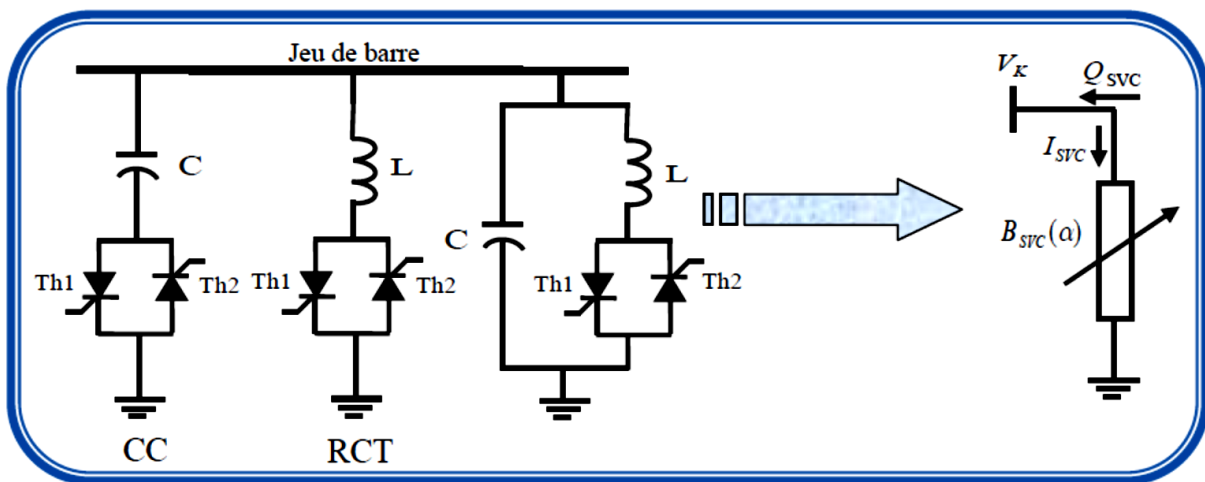


Figure. V.15 : Modèle mathématique de SVC

— Principe de fonctionnement

La figure. 1.5 donne une représentation schématique monophasée d'un compensateur statique. Il est composé d'un condensateur avec une réactance capacitive $C X$ et d'une bobine d'inductance avec la réactance $L X$. Ce système utilise l'angle d'amorçage α des thyristors pour contrôler le courant dans la réactance alors que le contrôle de la puissance réactive par cette méthode est rapide et d'une façon continue. Le RCT ne peut absorber que de l'énergie réactive, puisque il est constitué d'éléments inductifs. C'est pour cela que l'on associe ses dispositifs avec des bancs de condensateur commandé par thyristor (CCT) qui fournit de l'énergie réactive au réseau. Des thyristors fonctionnent cette fois en pleine conduction (une période complète de la pulsation du réseau). Le réglage de l'énergie absorbée par RCT, le bilan global est la somme de deux énergies.

Ce dispositif est associé à des filtres LC accordés pour éliminer les harmoniques de ces dispositifs RCT, CCT, bancs des capacités fixes et filtres d'harmoniques constitue le compensateur hybride, plus connu sous le nom de SVC dont le premier dispositif a été installé en 1979 en Afrique du Sud. La caractéristique statique de SVC est donnée par la figure. 1.16 trois zones sont distinctes :

- Pour $V_{min} \leq V \leq V_{max}$: est une zone de réglage où l'énergie réactive est une combinaison des CCT et RCT.
- Pour $V > V_{max}$: est une zone où le RCT donne son énergie maximale (but de réglage). Les condensateurs sont déconnectés.
- Pour $V < V_{min}$: est une zone où les seules capacités sont connectées au réseau.

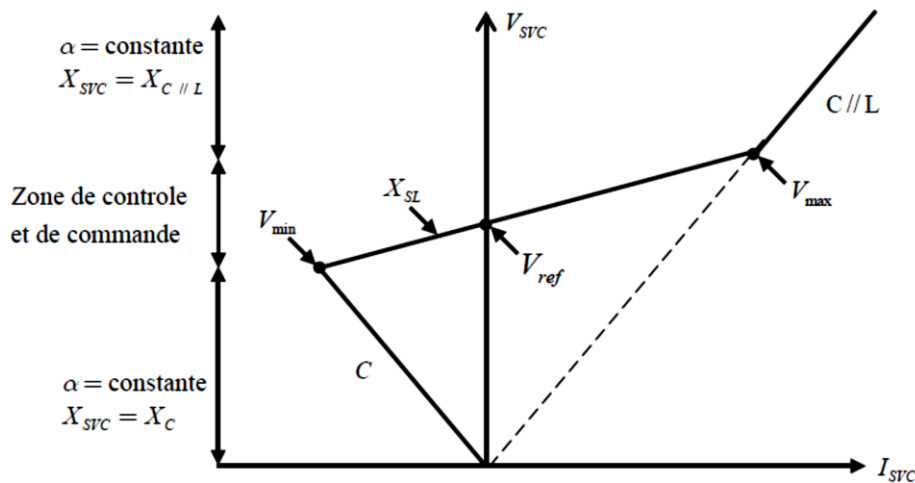


Figure. V.16 : Caractéristique statique d'un SVC

Le SVC présente plusieurs avantages :

- Stabiliser la tension dans les systèmes faibles.
- Réduire les pertes de transmission.
- Augmenter la capacité de transmission.
- Augmenter la limite de stabilité.
- Améliorer la commande et la stabilité de tension.
- Atténuer les oscillations de puissance.

Le STATCOM (Static Compensator)

— Définition

Le STATCOM (Statique Compensateur) a connu jusqu'à maintenant différentes appellations, CSERA (Compensateur statique d'énergie réactive de type avancé). ASVC (Advanced Static Var Compensator). SVG (Static Var Generator) et STATCON (Static Condenser).

Un STACOM est un système d'électronique de puissance connecté en parallèle, qui injecte dans le réseau un courant alternatif contrôlé en phase et en amplitude. Leur topologie est basée sur des convertisseurs de tension. Le schéma de STATCOM est donné par la figure. 1.17.

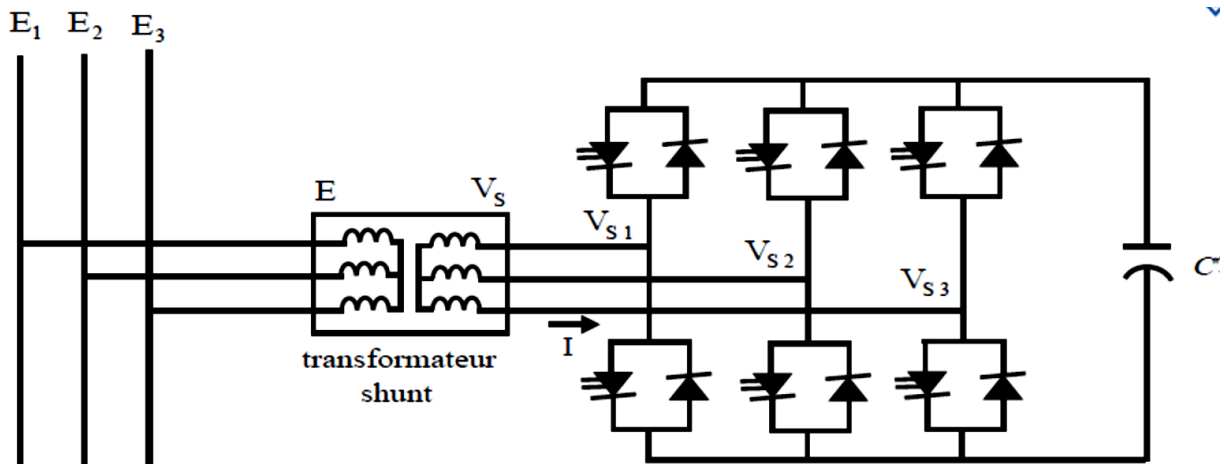


Figure. 1.17: Schéma de base du STATCOM

— Principe de fonctionnement

Le principe de fonctionnement de STATCOM est similaire à celui du compensateur synchrone. Les tensions de sortie sont générées par un onduleur au lieu d'avoir été créées par un groupe tournant. Ce principe a pu être mis en œuvre grâce à l'évolution des composants de l'électronique de puissance, et surtout grâce à l'apparition des GTO de forte puissance. Les cellules de commutation sont bidirectionnelles, c'est-à-dire formées de GTO et de diodes en antiparallèle. Le rôle de STATCOM est d'échanger l'énergie réactive avec les réseaux électriques [3, 9 et 10]. L'échange d'énergie réactive se fait par le contrôle de la tension de sortie de l'onduleur V_s , laquelle est en phase avec la tension du réseau E .

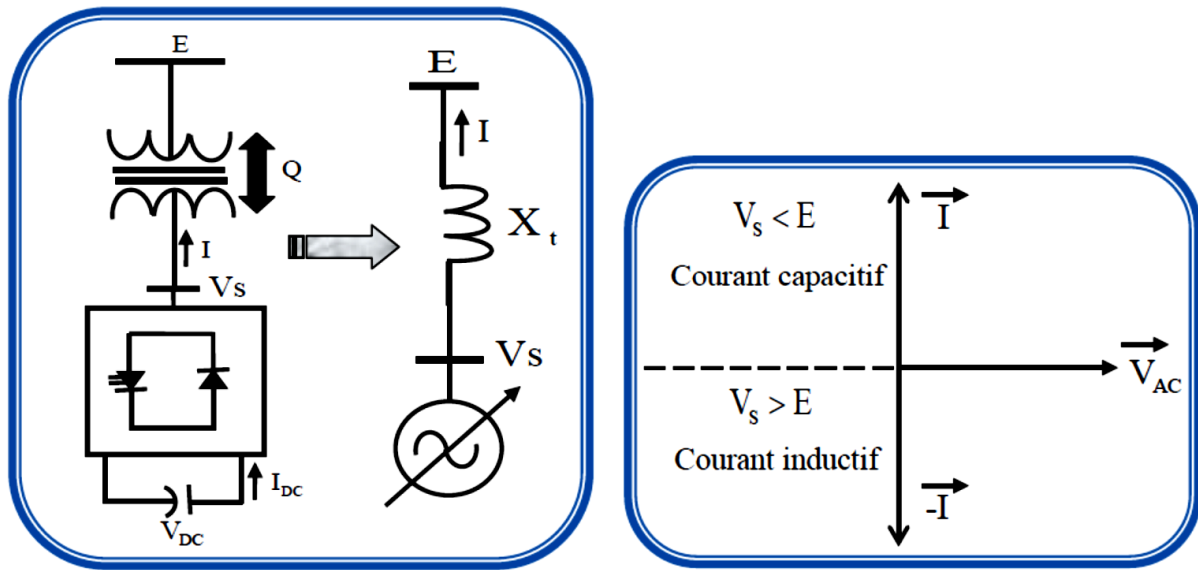


Figure. V.18 : Présentation d'un compensateur et diagramme vectoriel du STATCOM

Le fonctionnement peut être décrit de façon suivante :

- Si $V_s < E$, le courant circulant dans l'inductance est déphasé de $2\pi+$ par rapport à la tension E ou le courant est capacitif.
- Si $V_s > E$, le courant circulant dans l'inductance est déphasé de $2\pi-$ par rapport à la tension E ou le courant est capacitif.
- Si $V_s = E$, le courant circulant dans l'inductance est nul, il n'y a pas d'échange d'énergie.

On considère dans ce fonctionnement que les tensions sont triphasées et équilibrée. Par ailleurs, l'amplitude de la tension de sortie SV est proportionnelle à la tension continue aux bornes du condensateur.

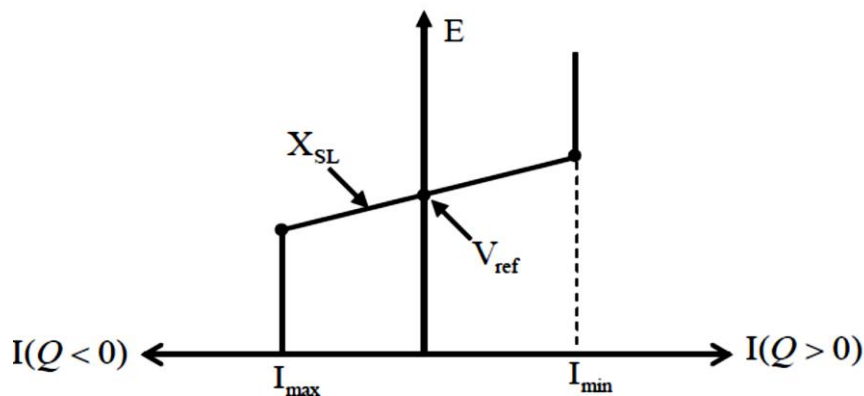


Figure. V.20: Caractéristique statique du STATCOM.

Le STATCOM présente plusieurs avantages :

- Bonne réponse à faible tension : le STATCOM est capable de fournir son courant nominal, même lorsque la tension est presque nulle.
- Bonne réponse dynamique : Le système répond instantanément.
- L'étendue de la plage de l'opération est plus large qu'avec un SVC classique.

- Pour un contrôle optimal de la tension, les phases sont contrôlées séparément pendant les perturbations du système.
- Un design modulaire du convertisseur permet une adaptation pour une grande plage de puissances nominales.

B. Dispositifs de compensation dynamique série

Ces compensateurs sont connectés en série avec le réseau et peuvent être utilisés comme une impédance variable (inductive, capacitive) ou une source de tension variable. En général, ces compensateurs modifient l'impédance des lignes de transport en insérant des éléments en série avec celles-ci.

✚ La capacité série commande par thyristor (TCSC)

— **Définition**

La capacité série commande par thyristor (TCSC: Thyristors Controlled Series Compensator) est *IT* un dispositif de compensation série, *IT* elle utilise l'électronique de puissance comme élément de base. Elle connecte en série avec le réseau pour contrôler le transit de puissance, l'amortissement de résonance subsynchrone et des oscillations de puissance. Ce type de compensateur est apparu au milieu des années 80.

— **Principe de fonctionnement**

Le TCSC est composé d'une inductance en série avec un gradateur à thyristor, le tout en parallèle avec un condensateur. Le TCSC est inséré sur la ligne de transmission (Figure. V.21).

Où

X_c : est l'impédance du condensateur du TCSC.

X_l : est l'impédance de l'inductance du TCSC.

X_{line} : est l'impédance de la ligne.

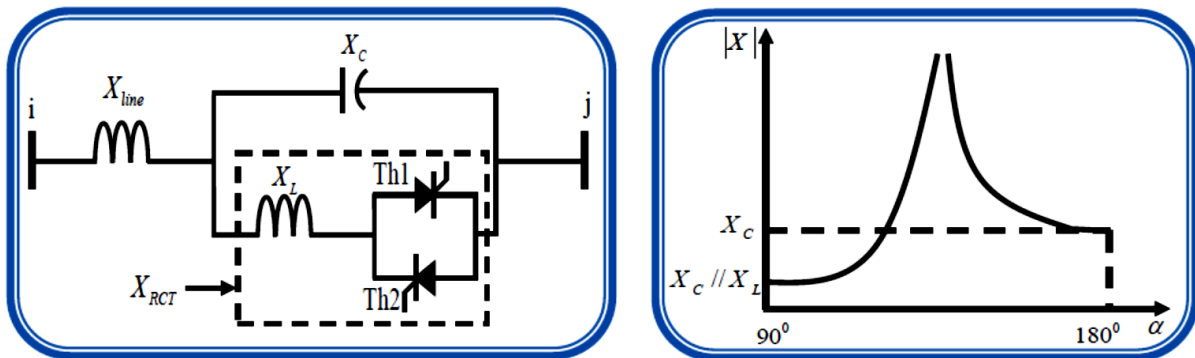


Figure. V.21: Insertion d'un TCSC sur une ligne/Impédance du TCSC en fonction de l'angle

A la réactance variable tel qu'un RCT (Réactances Commandées par Thyristor) et relié à travers un condensateur en série. Quand l'angle d'amorçage de RCT est de 180 degrés, le réacteur devient non conduit et le condensateur en série a son impédance normale. Pendant que l'angle est avancé de 180 degrés, l'impédance capacitive augmentée. A l'autre extrémité, quand l'angle d'amorçage de RCT est de 90 degrés, le réacteur devient entièrement conduisant, et toute impédance devienne inductive, par ce que l'impédance du réacteur est conçue pour être beaucoup inférieure au condensateur en série impédance. Avec 90 degré, le TCSC aide en limitant le courant de défaut.

Quand l'angle d'amorçage du RCT est de 180 degrés, lui des arrêts conduisant, et les actes non contrôlés du réacteur comme limiteur de courant de défaut.

Le dispositif peut opérer en trois modes différents :

- a) Mode hors circuit : les thyristors sont en pleine conduction.
- b) Mode bloqué : les thyristors sont bloqués.
- c) Mode variable : la conduction des thyristors est contrôlée par un signal d'amorçage

et donc le TCSC a une réactance contrôlables dans les régions inductives et capacitives. Ce dernier cas a un grand intérêt. Les angles d'amorçage des thyristors peuvent changer de 0° jusqu'à une valeur maximale dans une plage de fonctionnement inductif et de fonctionnement capacitif.

Les principaux avantages de l'insertion de TCSC dans un réseau électrique sont :

- Compensation du déséquilibre des courants de charge.
- Amélioration de la stabilité dynamique, par l'amortissement des oscillations de puissance et de la stabilité de tension.
- Réduction des risques de résonance hypo-synchrone.

⚡ Compensateur statique série synchrone (SSSC)

— Définition

Le SSSC est un système d'électronique de puissance connecté en série qui injecte une tension en série avec la ligne de transmission à travers un transformateur série. Le SSSC, a une fonction comparable au TCSC [9, 11]. Mais contrairement à ce dernier qui présente une zone morte à la résonance parallèle, le réglage est continu. De plus, l'introduction d'un stockage d'énergie est possible du fait de la structure des convertisseurs de tension (VSC).

— Principe de compensation par SSSC

Ce type de compensateur série (Compensateur Synchrone Statique Série) est le plus important dispositif de cette famille. Il est constitué d'un onduleur triphasé couplé en série avec la ligne électrique à l'aide d'un transformateur (Figure. V.23).

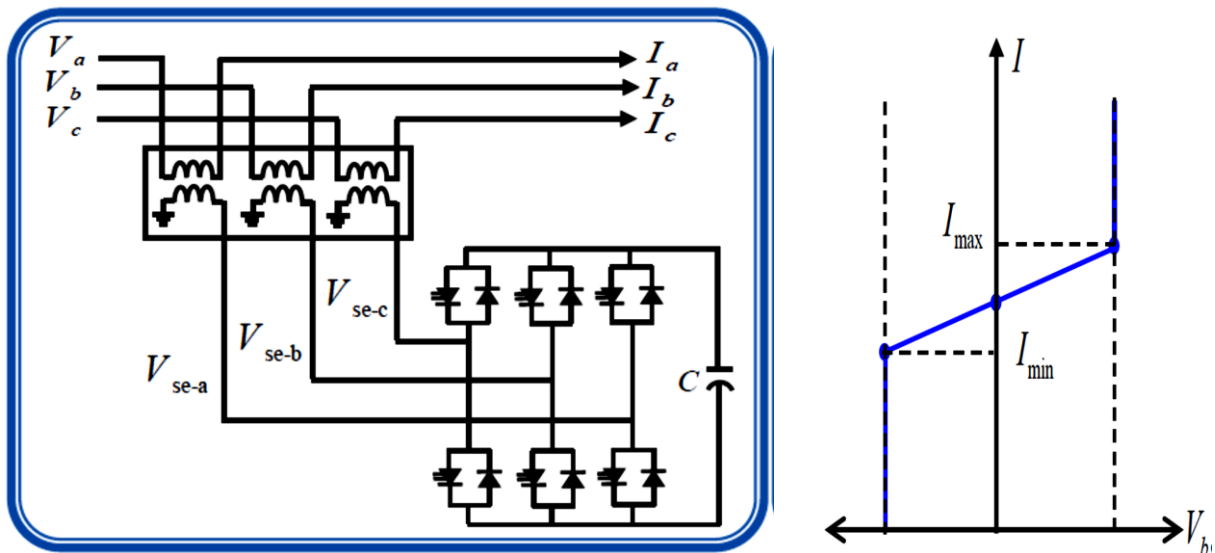


Figure. 1.22: Schéma de base du SSSC/Caractéristique Statique du SSSC

Son rôle est d'introduire une tension triphasée, à la fréquence du réseau, en série avec la ligne de transport. Cette tension est en quadrature avec le courant de ligne.

Nous pouvons, dans ce cas, régler continuellement la valeur apparente de la capacité ou de l'inductance ainsi introduite dans la ligne. L'avantage de ce compensateur est de ne pas introduire physiquement un condensateur ou une inductance, mais de simuler leurs fonctions. Cela évite l'apparition des oscillations dues à la résonance avec les éléments inductifs du réseau. La caractéristique statique d'un Compensateur Synchrone Statique Série est donnée sur la figure. 1.24.

C. Dispositifs de compensation dynamique hybrides "série - parallèle "
Compensateur universel

— **Définition**

L'UPFC (Unified Power Flow Controller), appelé aussi Déphaseur Régulateur Universel (DRU) ou variateur de charge universel, est l'un des plus performants des composants FACTS. Il est capable de contrôler, simultanément et indépendamment, la puissance active et la puissance réactive de la ligne. L'originalité de ce compensateur est de pouvoir contrôler les trois paramètres associés au transit de puissance dans une ligne électrique : la tension, l'impédance de la ligne, le déphasage des tensions aux extrémités de la ligne.

En principe, l'UPFC est capable d'accomplir les fonctions des autres dispositifs FACTS à savoir le réglage de la tension, la répartition de flux d'énergie, l'amélioration de la stabilité et l'atténuation des oscillations de puissance.

— **Principe de fonctionnement :**

Le dispositif UPFC est constitué de deux onduleurs triphasés de tension à thyristors GTO, l'un connecté en parallèle au réseau par l'intermédiaire d'un transformateur triphasé, l'autre connecté en série avec le réseau via trois transformateurs monophasés dont les primaires sont reliés, entre eux, en étoile.

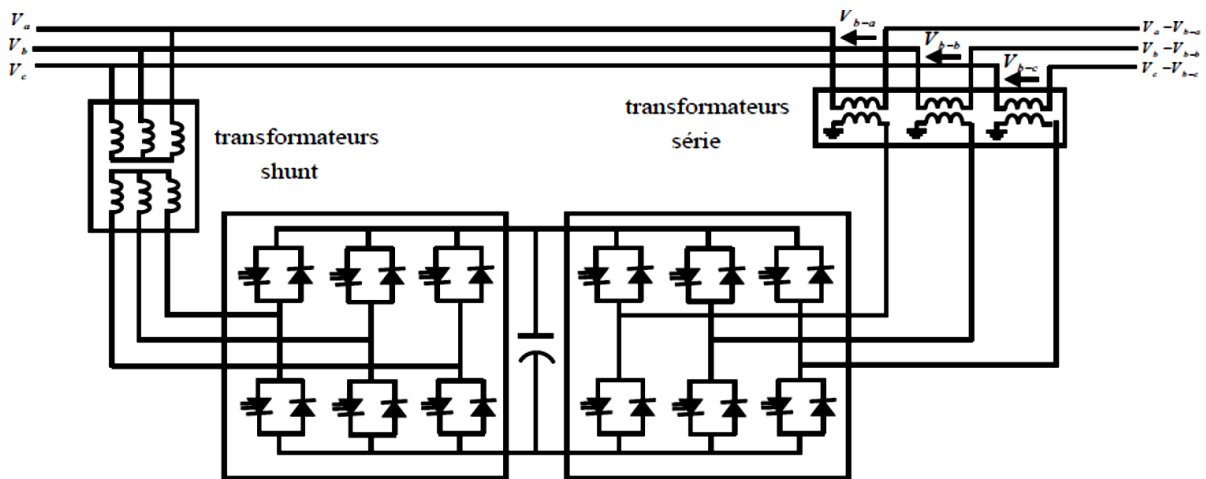


Figure V.23: Schéma simplifié d'un UPFC connecté au réseau électrique

Les deux onduleurs sont interconnectés par un bus continu et par un condensateur de filtrage comme indiqué sur la figure. V.23.

L'onduleur série injecte une tension à la même fréquence que celle du réseau et dont l'amplitude et la phase est ajustable. Ce réglage d'amplitude et de phase permet d'obtenir trois modes de fonctionnement de la partie série :

- Contrôle de tension: la tension injectée est en phase avec celle du côté shunt.
- Contrôle de l'impédance de ligne : la tension injectée est en quadrature avec le courant de ligne. Ce mode permet de faire varier l'impédance de la ligne comme un compensateur série.
- Contrôle de phase : l'amplitude et la phase de la tension injectée sont calculées de manière à obtenir le même module de la tension avant et après l'UPFC.

Le but principal de ces trois modes de fonctionnement est le contrôle des puissances actives et réactive qui transitent dans la ligne. De plus, l'UPFC est capable de combiner les différentes compensations et de basculer d'un mode de fonctionnement à un autre.

La partie shunt peut être utilisée afin de compenser la puissance réactive pour le maintien du plan de la tension au nœud S et éventuellement fournir de la puissance active injectée dans le réseau par la partie série.

Chapitre VI. Calcul des courants de court-circuit dans les lignes de transport à l'aide des composantes symétriques

VI.1. Introduction

Les lignes de transport sont construites avec des conducteurs nus, ces conducteurs sont installés dans des structures métalliques spéciales “des pylônes“ dans lesquels ces conducteurs sont séparés du pylône lui-même par des composants isolants et séparés entre eux par des espaces suffisants permettant à l'air d'agir comme isolant. Différents types de défauts peuvent se produire (défauts avec terre ou entre phases). Cependant les défauts les plus fréquents sont des surtensions, la plupart se produisent temporairement résultant un court-circuit au niveau de l'isolation due à des facteurs environnementaux tels que les éclairs (foudre). Ils peuvent aussi se produire par un défaut dans l'isolation due à la détérioration du matériel d'isolation en lui-même.

VI.2. Les défauts électriques

La plupart des défauts du système d'alimentation conduit à une condition de court-circuit. Quand une telle condition se produit, un fort courant (appelé courant de court-circuit) traverse l'équipement, causant des dommages considérables aux équipements et l'interruption du service des consommateurs. Il n'y a probablement pas d'autre sujet d'une plus grande importance pour un ingénieur électricien que la question de la détermination du court-circuit courants en condition de défaut. Le choix d'appareils et la conception et la disposition pratique de tous les équipements du système d'alimentation dépend des considérations de courant de court-circuit

- **Défauts Monophasés** : ce sont des défauts entre une phase et la terre.
- **Défauts biphasés avec terre** : ce sont des courts-circuits entre deux phases de la ligne de transport et la terre.
- **Défauts biphasés isolés** : ce sont des courts-circuits entre deux phases de la ligne de transport.
- **Défaut triphasé** : un défaut triphasé est provoqué par un court-circuit entre les trois phases de la ligne de transport.

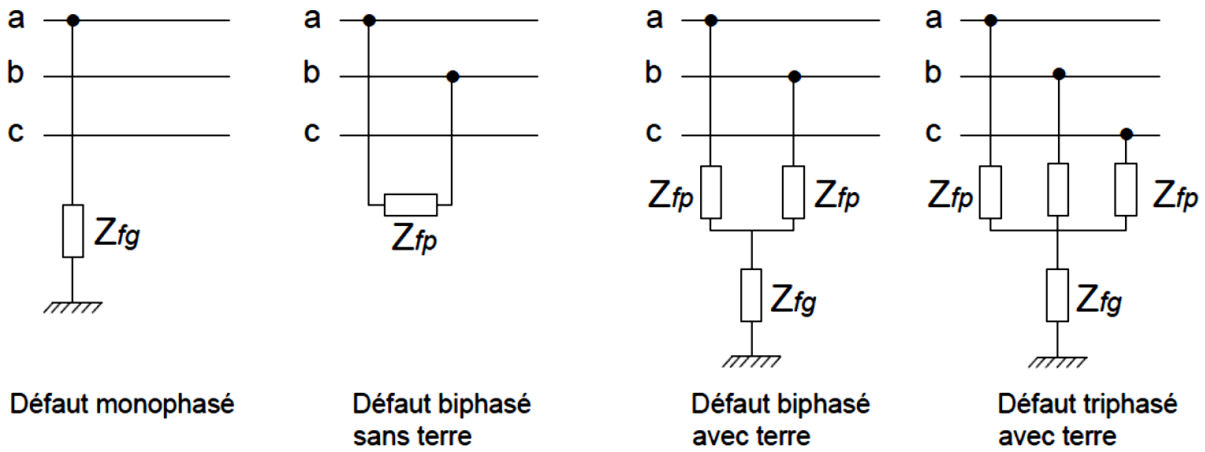


Figure VI.1 : Différents types de défaut.

VI.2.1. Caractéristiques des défauts monophasés

- ✚ **Défaut auto-extincteur** : Un défaut monophasé auto-extincteur est un défaut qui s'élimine seul sans coupure de l'alimentation ou fermeture d'un disjoncteur. Ces défauts existent sur les réseaux à neutre avec impédance (environ 10% des défauts). Mais ils existent surtout sur les réseaux à neutre compensé dans des proportions importantes (jusqu'à 80%).
- ✚ **Défaut réamorçant** : Un défaut réamorçant est un défaut monophasé auto-extincteur, qui réapparaît périodiquement (dans environ 90% de cas, le défaut monophasé auto-extincteur est constitué d'un seul amorçage). Le temps entre deux réamorçages peut varier de quelques millisecondes à quelques centaines de millisecondes. Si le temps entre deux réamorçages successifs est inférieur à 200 ms, on considère cette succession de défauts comme le même défaut (Figure VI.2).

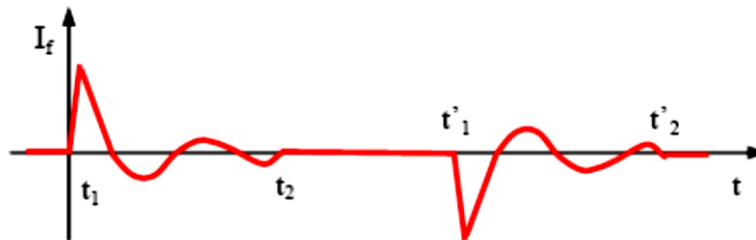


Figure VI.2 allure d'un défaut réamorçant

VI.2.2. Les effets des défauts

Les effets des défauts sont surtout à redouter sur les réseaux à haute et très haute tension (H.T et T.H.T). Les défauts ont des effets sur :

- Le bon fonctionnement des réseaux.
- La tenue diélectrique des matériels.
- La qualité de fourniture d'énergie.
- Les circuits de télécommunication.
- La sécurité des personnes.

a) Le bon fonctionnement des réseaux

Lorsqu'ils sont polyphasés et proches des centrales, ils entraînent une diminution du couple résistant des machines et donc une rupture de l'équilibre entre celui-ci et le couple moteur. Si les défauts ne sont pas éliminés rapidement, ils peuvent conduire à la perte de la stabilité des groupes générateurs et à des endommagements du matériel dans le réseau électrique.

b) La tenue diélectrique des matériels

Dans le cas d'un défaut triphasé, les défauts provoquent des surintensités violentes qui peuvent dépasser 20 à 30 fois le courant de service normal. Ces surintensités amènent deux types de contraintes :

- Des contraintes mécaniques dues aux efforts électrodynamiques qui entraînent le balancement des conducteurs aériens et le déplacement des bobinages des transformateurs. Ces effets sont souvent à l'origine des défauts entre phases qui sont en générale beaucoup plus sévère que les défauts entre phase et terre. Parce que le courant de défaut a la terre est limite par l'impédance de mise a la terre des points neutre des réseaux.
- Des contraintes thermiques dues au dégagement de chaleur par effet joule dans les conducteurs.

c) La qualité de la tension

Les défauts se traduisent pour les utilisateurs par des chutes de tension dont l'amplitude et la durée sont fonction de différents facteurs tels que nature du défaut, la structure du réseau affecte, mode d'exploitation du réseau, mode de mise a la terre du neutre et les performances de la protection. Les perturbations peuvent aller du creux de tension jusqu'a l'interruption complète de la tension.

d) Les circuits de télécommunication

La présence d'un court-circuit dissymétrique entre une ou deux phases d'une ligne d'énergie et la terre entraine la circulation d'un courant homopolaire qui s'écoule a la terre par les points neutre du réseau. La tension induite longitudinale, proportionnelle à ce courant apparaît sur les lignes de télécommunications qui ont un trajet parallèle a la ligne d'énergie. Cette tension peut atteindre des valeurs dangereuses pour le personnel et les installations de télécommunications.

e) La sécurité des personnes

La mise sous tension accidentelle des masses entraine l'élévation de potentiel des masses, cette élévation est liée a l'écoulement des courants de défaut a la terre. Les conducteurs tombés au sol présentent des risques pour les personnes. Le mode de mise à la terre des points neutre joue de ce fait un rôle essentiel dans la protection des personnes contre les chocs électriques.

VI.3. Elimination des défauts

Les courts-circuits sont des incidents qu'il faut éliminer le plus rapidement possible. C'est le rôle des protections dont la rapidité de fonctionnement est une des performances prioritaires. On n'oubliera pas que le temps d'élimination des défauts comprend deux composantes principales :

- Le temps de fonctionnement des protections (quelques dizaines de millisecondes).
- Le temps d'ouverture des disjoncteurs.

La protection d'un réseau électrique consiste à détecter tout défaut (défaut à la terre ou entre phases) qui surviendrait sur le réseau afin de protéger les éléments du réseau contre des

surintensités destructrices. Une fois le défaut est détecté, il faut pouvoir le localiser au mieux afin de ne mettre hors tension que la partie du réseau la plus proche du défaut.

Les protections doivent :

- Détecter la présence d'un défaut.
- Identifier l'ouvrage atteint.
- Commander les organes de coupure, dont l'ouverture conduira à l'isolement de cet ouvrage (et seulement celui-là) par rapport au reste du réseau.

Cette tâche fait appel à un processus comprenant plusieurs opérations tel que la mesure des tensions et des courants ainsi le filtrage et l'échantillonnage pour terminer avec un traitement numérique qui résulte par la localisation de défaut et la possibilité de l'élimination rapide par les organes de commande.

VI.4. Les composantes symétriques

Un système triphasé non équilibré peut être résolu en trois systèmes équilibrés dans l'état stable sinusoïdal. Cette méthode de résolution d'un système déséquilibré en trois systèmes équilibrés

Le système phaseur a été proposé par C. L. Fortescue. Cette méthode s'appelle la résolution composantes symétriques des phaseurs d'origine ou simplement composantes symétriques. Dans ce chapitre, nous allons discuter de la transformation des composantes symétriques et ensuite présenterons comment composantes non équilibrés tels que charges connectées en Y ou Δ , transformateurs, générateurs et les lignes de transmission peuvent être résolues en composantes symétriques. Nous pouvons alors combiner tous ces composantes ensemble pour former ce qu'on appelle des réseaux de séquence.

Un système de trois phaseurs non équilibrés peut être résolu dans les trois suivants composantes symétriques:

- Séquence positive: Un système triphasé équilibré avec la même séquence de phases que la séquence d'origine.
- Séquence négative: Un système triphasé équilibré avec une séquence de phases opposée comme la séquence d'origine.
- Séquence homopolaire: Trois phaseurs d'égale magnitude et de phase.

décrit un ensemble de trois phaseurs non équilibrés qui sont résolus dans les trois composantes de séquence mentionnés ci-dessus. Dans cet ensemble, l'ensemble initial de trois phaseurs est désigné par V_a , V_b et V_c , tandis que leurs composantes positive, négative et à séquence nulle sont désignés par les indices 1, 2 et 0 respectivement. Cela implique que les composantes positive, négative et homopolaire de la phase a sont respectivement notées V_{a1} , V_{a2} et V_{a0} . Notez que, tout comme les phaseurs de tension donnés dans la Fig. 7.1, nous pouvons également résoudre trois phaseurs de courant non équilibrés en trois composantes symétriques.

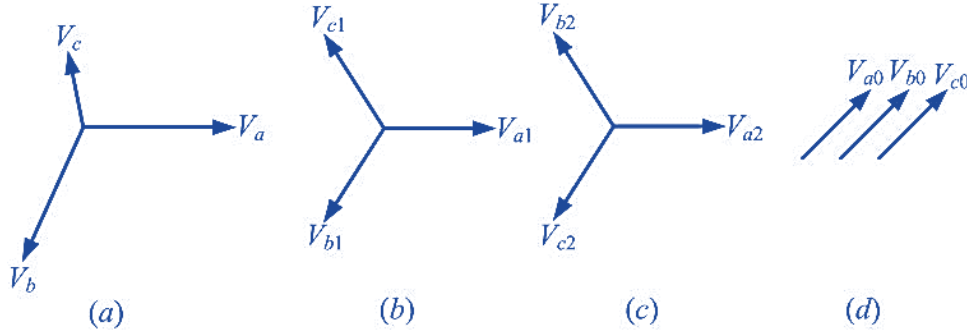


Figure.VI.3: Représentation de (a) un réseau déséquilibré, sa séquence (b) positive, sa séquence (c) négative et (d) sa séquence zéro.

VI.4.1. Transformation des composantes symétriques

Avant de discuter de la transformation de composant symétrique, définissons d'abord l'opérateur a . ci-dessous.

$$a = e^{j120^\circ} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \quad (\text{VI.1})$$

Notez que pour l'opérateur ci-dessus, les relations suivantes tiennent

$$\begin{aligned} a^2 &= e^{j240^\circ} = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} = a^* \\ a^3 &= e^{j360^\circ} = 1 \\ a^4 &= e^{j480^\circ} = e^{j360^\circ} e^{j120^\circ} = a \\ a^5 &= e^{j600^\circ} = e^{j360^\circ} e^{j240^\circ} = a^2 \text{ and so on} \end{aligned} \quad (\text{VI.2})$$

Notez également que nous avons

$$1 + a + a^2 = 1 - \frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} - \frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} = 0 \quad (\text{VI.3})$$

En utilisant l'opérateur a , nous pouvons écrire à partir de la Fig. VI.1 (b)

$$V_{b1} = a^2 V_{a1} \text{ and } V_{c1} = a V_{a1} \quad (\text{VI.4})$$

De même, à partir de la figure VI.1 (c), nous obtenons

$$V_{b2} = a V_{a2} \text{ and } V_{c2} = a^2 V_{a2} \quad (\text{VI.5})$$

Enfin, à partir de la Fig. 7.1 (d), nous obtenons

$$V_{a0} = V_{b0} = V_{c0} \quad (\text{VI.6})$$

La matrice de transformation des composantes symétriques est alors donnée par

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (\text{VI.7})$$

Définir les vecteurs V_{a012} et V_{abc} comme

$$V_{a012} = \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix}, \quad V_{abc} = \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}$$

on peut écrire (VI.4) comme

$$V_{a012} = CV_{abc} \quad (\text{VI.8})$$

où C est la matrice de transformation de composant symétrique et est donné par

$$C = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \quad (\text{VI.9})$$

Les composants de phaseur d'origine peuvent également être obtenus à partir de la transformation de composant symétrique inverse, c'est-à-dire

$$V_{abc} = C^{-1}V_{a012} \quad (\text{VI.10})$$

En inversant la matrice C donnée en (VI.9) et en combinant avec (VI.10) on obtient

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = C^{-1} \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} \quad (\text{VI.11})$$

De (7.11) nous pouvons écrire

$$V_a = V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} \quad (\text{VI.12})$$

$$V_b = V_{a0} + a^2V_{a1} + aV_{a2} = V_{b0} + V_{b1} + V_{b2} \quad (\text{VI.13})$$

$$V_c = V_{a0} + aV_{a1} + a^2V_{a2} = V_{c0} + V_{c1} + V_{c2} \quad (\text{VI.14})$$

Enfin, si nous définissons un ensemble de phaseurs de courant non équilibrés comme I_{abc} et leurs composants symétriques comme I_{a012} , nous pouvons alors définir

$$I_{a012} = CI_{abc} \quad (\text{VI.15})$$

$$I_{abc} = C^{-1}I_{a012}$$

Exemple VI.1: *Considérons un ensemble de tensions équilibrées données par unité de*

$$V_a = 1.0, V_b = 1.0 \angle -120^\circ \text{ and } V_c = 1.0 \angle 120^\circ$$

Ceux-ci impliquent

$$V_b = a^2 \text{ and } V_c = a$$

De (7.7) on obtient

$$V_{a0} = \frac{1}{3}(1 + a^2 + a) = 0$$

$$V_{a1} = \frac{1}{3}(1 + a^3 + a^3) = 1.0 \text{ pu}$$

$$V_{a2} = \frac{1}{3}(1 + a^4 + a^2) = 0$$

Nous voyons alors que pour un système équilibré, les tensions de séquence homopolaire et négative sont égales à zéro. De plus, la tension de séquence positive est la même que celle du système d'origine, c'est-à-dire

$$V_a = V_{a1}, V_b = V_{b1} \text{ and } V_c = V_{c1}$$

Example VI.2: Toutes les quantités données dans cet exemple sont exprimées en unités. Considérons maintenant le jeu suivant des trois tensions non équilibrées

$$V_a = 1.0, V_b = 1.2 \angle -110^\circ \text{ and } V_c = 0.9 \angle 120^\circ$$

Si nous les résolvons en utilisant (7.4) nous aurons alors

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1.0 \\ 1.2 \angle -110^\circ \\ 0.9 \angle 120^\circ \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.0465 + j0.1161 \\ 1.0273 + j0.0695 \\ -0.0738 + j0.0466 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.1250 \angle -68.16^\circ \\ 1.0296 \angle 3.87^\circ \\ 0.0873 \angle 147.72^\circ \end{bmatrix}$$

Nous avons donc

$$V_{a0} = V_{b0} = V_{c0} = 0.125 \angle -68.16^\circ$$

$$V_{b1} = 1.0296 \angle -116.13^\circ, V_{c1} = 1.0296 \angle 123.87^\circ$$

$$V_{b2} = 0.0873 \angle 267.72^\circ, V_{c2} = 0.0973 \angle 27.72^\circ$$

Notez en outre que

$$V_a = V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} = 1.0$$

$$V_b = V_{b0} + V_{b1} + V_{b2} = 1.2 \angle -110^\circ$$

$$V_c = V_{c0} + V_{c1} + V_{c2} = 0.9 \angle 120^\circ$$

VI.4.2 Puissance active et réactive

La puissance triphasée dans le système asymétrique d'origine est donnée par

$$P_{abc} + jQ_{abc} = V_a I_a^* + V_b I_b^* + V_c I_c^* = V_{abc}^T I_{abc}^* \quad (\text{VI.16})$$

où I^* est le conjugué complexe du vecteur I . On a maintenant de (VI.10) et (VI.15)

$$P_{abc} + jQ_{abc} = V_{a012}^T C^{-T} C^{-1*} I_{a012}^* \quad (\text{VI.17})$$

De (VI.11) on obtient

$$C^{-T}C^{-1*} = 3 \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

Donc à partir de (VI.17) on obtient

$$P_{abc} + jQ_{abc} = 3(V_{a0}I_{a0}^* + V_{a1}I_{a1}^* + V_{a2}I_{a2}^*) \quad (\text{VI.18})$$

Nous trouvons alors que la puissance complexe est trois fois la somme de la puissance complexe des séquences en trois phases.

Exemple VI 3: Considérons les tensions données dans l'exemple VI.2. Supposons en outre que ces tensions sont des tensions ligne à neutre et qu'elles fournissent une charge symétrique connectée à Y, dont l'impédance par phase est $Z_Y = 0,2 + j0,8$ par unité. Ensuite, les courants par unité dans les trois phases sont

$$I_a = \frac{V_a}{Z_Y} = 1.2127 \angle -75.96^\circ \text{ pu}$$

$$I_b = \frac{V_b}{Z_Y} = 1.4552 \angle 174.04^\circ \text{ pu}$$

$$I_c = \frac{V_c}{Z_Y} = 1.0914 \angle 44.04^\circ \text{ pu}$$

Ensuite, la puissance réelle et réactive consommée par la charge est donnée par

$$\begin{aligned} P_{abc} &= (1.0 \times 1.2127 + 1.2 \times 1.4552 + 0.9 \times 1.0914) \times \cos(75.96^\circ) \\ &= 0.9559 \text{ pu} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Q_{abc} &= (1.0 \times 1.2127 + 1.2 \times 1.4552 + 0.9 \times 1.0914) \times \sin(75.96^\circ) \\ &= 3.8235 \text{ pu} \end{aligned}$$

Maintenant, en utilisant la transformation (VI.15) nous obtenons

$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0.1229 - j0.0889 \\ 0.3839 - j1.1881 \\ 0.0331 + j0.1005 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.1516 \angle -144.12^\circ \\ 1.2486 \angle -72.10^\circ \\ 0.1058 \angle 71.75^\circ \end{bmatrix} \text{ pu}$$

A partir des résultats donnés dans l'exemple VI.2 et à partir des valeurs ci-dessus, nous pouvons calculer la puissance complexe à séquence zéro comme

$$P_0 + jQ_0 = 3V_{a0}I_{a0}^* = 0.0138 + j0.0552 \text{ pu}$$

La puissance complexe de séquence positive est

$$P_1 + jQ_1 = 3V_{a1}I_{a1}^* = 0.9354 + j3.7415 \text{ pu}$$

Enfin, la puissance complexe de séquence négative est

$$P_2 + jQ_2 = 3V_{a2}I_{a2}^* = 0.0067 + j0.0269 \text{ pu}$$

En additionnant les trois puissances complexes, on obtient la puissance totale complexe consommée par la charge

$$P_{abc} + jQ_{abc} = (P_0 + P_1 + P_2) + j(Q_0 + Q_1 + Q_2) = 0.9559 + j3.8235 \text{ pu}$$

VI.4.3 Transformation Orthogonale

Au lieu de la matrice de transformation donnée dans (VI.9), utilisons plutôt la matrice de transformation

$$C = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \quad (\text{VI.19})$$

Nous avons alors

$$C^{-1} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad (\text{VI.20})$$

Notez dans (7.19) et (7.20) que $C^{-1} = (C^T)^*$. Nous pouvons donc indiquer $C(C^T)^* = I_3$, où I_3 est la matrice d'identité (3×3). Par conséquent, les matrices de transformation données en (VI.19) et (7.20) sont orthogonales. Maintenant depuis

$$C^{-T} C^{-1*} = (C^T)^* C = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

nous pouvons écrire de (VI.17)

$$P_{abc} + jQ_{abc} = V_{a0} I_{a0}^* + V_{a1} I_{a1}^* + V_{a2} I_{a2}^* \quad (\text{VI.21})$$

Nous allons maintenant discuter de la façon dont différents éléments d'un système électrique sont représentés en termes de composants de séquence. En fait, nous montrerons que chaque élément est représenté par trois circuits équivalents, un pour chaque séquence de composants symétriques.

VI.4.4 Circuits De Séquence Pour Charges

Dans cette section, nous construirons séparément des circuits de séquence pour les charges connectées en Y et Δ séparément .

a) Circuit de séquence pour une charge connectée en Y

Considérez la charge en Y équilibrée illustrée à la Fig. VI.4. Le point neutre (n) des enroulements est mis à la terre par une impédance Z_n . La charge dans chaque phase est notée Z_Y . Considérons la phase a de la charge. La tension entre la ligne et la masse est notée V_a , la tension ligne à neutre est notée V_{an} et la tension entre le neutre et la masse est notée V_n . Le courant neutre est alors

$$\begin{aligned} I_n &= I_a + I_b + I_c \\ &= 3I_{a0} + (I_{a1} + I_{b1} + I_{c1}) + (I_{a2} + I_{b2} + I_{c2}) = 3I_{a0} \end{aligned} \quad (\text{VI.22})$$

Par conséquent, aucun courant de séquence positif ou négatif ne sort du point neutre.

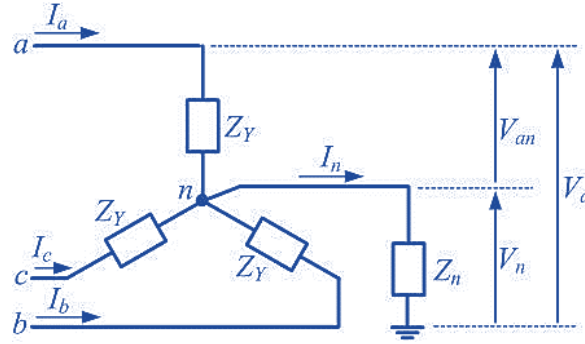


Figure. VI.4: Schéma de principe d'une charge en Y équilibrée.

La chute de tension entre le neutre et la terre est

$$V_n = 3Z_n I_{a0} \quad (\text{VI.23})$$

à présent

$$V_a = V_{an} + V_n = V_{an} + 3Z_n I_{a0} \quad (\text{VI.24})$$

Nous pouvons écrire une expression similaire pour les deux autres phases. On peut donc écrire

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_n \\ V_n \\ V_n \end{bmatrix} = Z_Y \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} + 3Z_n I_{a0} \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (\text{VI.25})$$

Puis multipliant les deux côtés de l'équation ci-dessus par la matrice C et en utilisant (7.8) nous obtenons

$$V_{a012} = Z_Y I_{a012} + 3Z_n I_{a0} C \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (\text{VI.26})$$

Maintenant depuis

$$C \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Nous obtenons de (7.26)

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = Z_Y \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} + 3Z_n \begin{bmatrix} I_{a0} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (\text{VI.27})$$

Nous trouvons ensuite que les tensions de séquence homopolaire, positives et négatives ne dépendent que de leurs courants de composants de séquence respectifs. Les circuits équivalents aux composants de séquence sont illustrés à la Fig. 7.3. Alors que les impédances de séquence positive et négative sont toutes deux égales à Z_Y , l'impédance de séquence homopolaire est égale à

$$Z_0 = Z_Y + 3Z_n \quad (\text{VI.28})$$

Si le neutre est mis à la terre directement (c'est-à-dire, $Z_n = 0$), alors $Z_0 = Z_Y$. D'autre part, si le neutre est maintenu flottant (c'est-à-dire, $Z_n = \infty$), aucun courant homopolaire ne circulera dans le circuit.

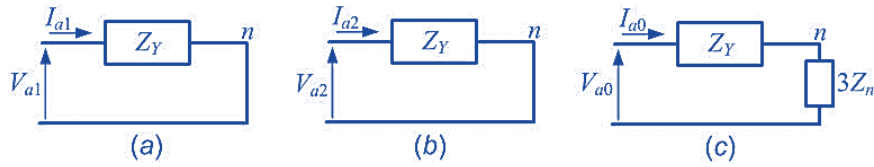


Figure. VI.5: Circuits de séquence de charge connectée en Y: (a) positif, (b) négatif et (c) homopolaire.

b) Circuit de séquence pour une charge connectée en Δ

Considérons la charge connectée en Δ équilibrée illustrée à la Figure. VI.6, dans laquelle la charge de chaque phase est désignée par Z_Δ . Les tensions entre les lignes sont données par

$$\begin{aligned} V_{ab} &= Z_\Delta I_{ab} \\ V_{bc} &= Z_\Delta I_{bc} \\ V_{ca} &= Z_\Delta I_{ca} \end{aligned} \tag{VI.29}$$

En ajoutant ces trois tensions nous obtenons

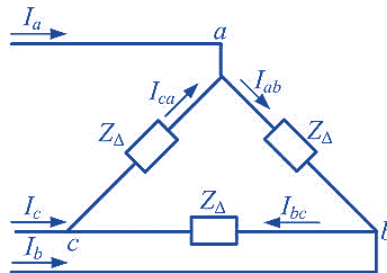


Figure. VI.6: Schéma de principe d'une charge en Δ équilibrée.

$$V_{ab} + V_{bc} + V_{ca} = Z_\Delta (I_{ab} + I_{bc} + I_{ca}) \tag{VI.30}$$

En notant V_{ab0} , composant V_B , V_{bc} et V_{ca} de séquence homopolaire, et I_{ab0} dans celui de I_{ab} , I_{bc} et I_{ca} , nous pouvons réécrire (VI.30)

$$V_{ab0} = Z_\Delta I_{ab0} \tag{VI.31}$$

À nouveau depuis

$$V_{ab} + V_{bc} + V_{ca} = V_a - V_b + V_b - V_c + V_c - V_a = 0$$

Nous trouvons dans (7.31) $V_{ab0} = I_{ab0} = 0$. Par conséquent, une charge connectée sans couplage mutuel n'a pas de courant de séquence homopolaire circulant. Notez que les impédances de

séquence positive et négative pour cette charge seront égales à Z_{Δ} .

Vi.4.5 Circuits De Séquence Symétriques Pour Ligne De Transmission

Le schéma de principe d'une ligne de transmission est présenté à la Fig. 7.8. Dans ce diagramme, l'auto-impédance des trois phases est désignée par Z_{aa} , Z_{bb} et Z_{cc} , tandis que celle du fil neutre est désignée par Z_{nn} . Supposons que les auto-impédances des conducteurs soient les mêmes, c.-à-d.

$$Z_{aa} = Z_{bb} = Z_{cc}$$

Puisque la ligne de transmission est supposée être symétrique, nous supposons en outre que les inductances mutuelles entre les conducteurs sont les mêmes et les inductances mutuelles entre les conducteurs et le neutre, c.-à-d.

$$Z_{ab} = Z_{bc} = Z_{ca}$$

$$Z_{an} = Z_{bn} = Z_{cn}$$

Les directions des courants traversant les lignes sont indiquées à la Fig. 7.8 et les tensions entre les différents conducteurs sont telles qu'indiquées.

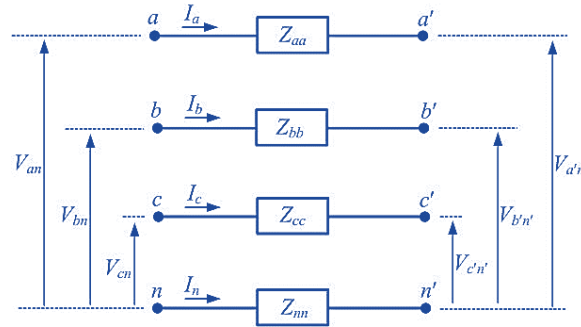


Figure. VI.7: Représentation en bloc des paramètres d'une ligne de transmission symétrique.

En appliquant la loi de Kirchoff sur la tension, nous obtenons

$$V_{an} = V_{aa'} + V_{a'n'} + V_{n'n} = V_{aa'} + V_{a'n'} - V_{mn'} \quad (\text{VI.41})$$

Encore

$$V_{aa'} = Z_{aa}I_a + Z_{ab}(I_b + I_c) + Z_{an}I_n \quad (\text{VI.42})$$

$$V_{mn'} = Z_{nn}I_n + Z_{an}(I_a + I_b + I_c) \quad (\text{VI.43})$$

En substituant (VI.42) et (VI.43) en (VI.41) on obtient

$$V_{an} - V_{a'n'} = (Z_{aa} - Z_{an})I_a + (Z_{ab} - Z_{an})(I_b + I_c) + (Z_{an} - Z_{nn})I_n \quad (\text{VI.44})$$

Puisque le neutre fournit un chemin de retour pour les courants I_a , I_b et I_c , nous pouvons écrire

$$I_n = -(I_a + I_b + I_c) \quad (\text{VI.45})$$

Donc en substituant (VI.45) en (VI.44) on obtient l'équation suivante pour la phase **a** du circuit

$$V_{an} - V_{a'n'} = (Z_{aa} + Z_{nn} - 2Z_{an})I_a + (Z_{ab} + Z_{nn} - 2Z_{an})(I_b + I_c) \quad (\text{VI.46})$$

Dénotant

$$Z_s = Z_{aa} + Z_m - 2Z_m \quad \text{and} \quad Z_m = Z_{ab} + Z_m - 2Z_m$$

(VI.46) peut être réécrit comme

$$V_{an} - V_{a'n'} = Z_s I_a + Z_m (I_b + I_c) \quad (\text{VI.47})$$

Puisque (VI.47) n'inclut pas explicitement le conducteur neutre, nous pouvons définir la chute de tension sur la conducteur phase-a de la manière suivante:

$$V_{aa'} = V_{an} - V_{a'n'} \quad (\text{VI.48})$$

En combinant (VI.47) et (VI.48) nous obtenons

$$V_{aa'} = Z_s I_a + Z_m (I_b + I_c) \quad (\text{VI.49})$$

Une expression similaire peut également être écrite pour les deux autres phases. Nous obtenons donc

$$\begin{bmatrix} V_{aa'} \\ V_{bb'} \\ V_{cc'} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_s & Z_m & Z_m \\ Z_m & Z_s & Z_m \\ Z_m & Z_m & Z_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (\text{VI.50})$$

Pré-multipliant les deux côtés de (7.50) par la matrice de transformation C nous obtenons

$$V_{aa'012} = C \begin{bmatrix} Z_s & Z_m & Z_m \\ Z_m & Z_s & Z_m \\ Z_m & Z_m & Z_s \end{bmatrix} C^{-1} I_{a012} \quad (\text{VI.51})$$

À présent

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} Z_s & Z_m & Z_m \\ Z_m & Z_s & Z_m \\ Z_m & Z_m & Z_s \end{bmatrix} C^{-1} &= \begin{bmatrix} Z_s & Z_m & Z_m \\ Z_m & Z_s & Z_m \\ Z_m & Z_m & Z_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \\ &= \begin{bmatrix} Z_s + 2Z_m & Z_s - Z_m & Z_s - Z_m \\ Z_s + 2Z_m & a^2 Z_s + (1+a)Z_m & aZ_s + (1+a^2)Z_m \\ Z_s + 2Z_m & aZ_s + (1+a^2)Z_m & a^2 Z_s + (1+a)Z_m \end{bmatrix} \end{aligned}$$

Par conséquent

$$\begin{aligned} C \begin{bmatrix} Z_s & Z_m & Z_m \\ Z_m & Z_s & Z_m \\ Z_m & Z_m & Z_s \end{bmatrix} C^{-1} &= \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Z_s + 2Z_m & Z_s - Z_m & Z_s - Z_m \\ Z_s + 2Z_m & a^2 Z_s + (1+a)Z_m & aZ_s + (1+a^2)Z_m \\ Z_s + 2Z_m & aZ_s + (1+a^2)Z_m & a^2 Z_s + (1+a)Z_m \end{bmatrix} \\ &= \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 3Z_s + 6Z_m & 0 & 0 \\ 0 & 3Z_s - 3Z_m & 0 \\ 0 & 0 & 3Z_s - 3Z_m \end{bmatrix} \end{aligned}$$

Donc à partir de (VI.51) on obtient

$$\begin{bmatrix} V_{aa'0} \\ V_{aa'1} \\ V_{aa'2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_s + 2Z_m & & \\ & Z_s - Z_m & \\ & & Z_s - Z_m \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} \quad (\text{VI.52})$$

Les circuits équivalents positif, négatif et homopolaire de la ligne de transmission sont illustrés à la Figure VI.8 où les impédances de séquence sont

$$\begin{aligned} Z_1 = Z_2 = Z_s - Z_m = Z_{aa} - Z_{ab} \\ Z_0 = Z_s + 2Z_m = Z_{aa} + 2Z_{ab} + 3Z_{nn} - 6Z_{an} \end{aligned}$$

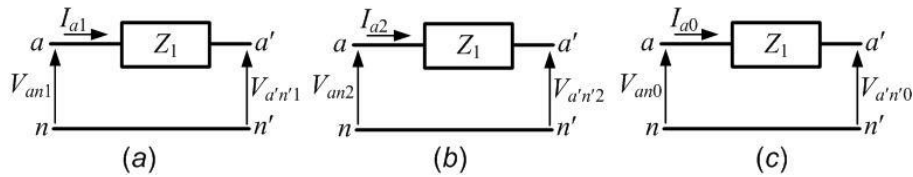


Figure VI.8: Circuits de séquence de ligne de transmission symétrique: (a) positif, (b) négatif et (c) homopolaire.

VI.5. Méthode de calcul des régimes déséquilibrés

VI.5.1 Principe de superposition

Nous allons examiner le comportement d'un réseau triphasé linéaire et symétrique, c'est-à-dire composé d'impédances constantes et identiques pour les 3 phases (c'est le cas en pratique) ne comportant que des forces électromotrices équilibrées mais dont les courants et tensions peuvent se trouver déséquilibrés du fait de la connexion à une zone dissymétrique D. Les forces électromotrices (f.e.m.) constituent par nature des systèmes directs, les f.e.m. des systèmes inverses et homopolaires étant nulles.

Le fonctionnement du réseau est interprété en considérant la **superposition** de trois régimes correspondant chacun à l'un des systèmes direct, inverse et homopolaire.

En effet dans ce réseau linéaire et symétrique, les courants de chaque système sont liés uniquement aux tensions du même système, et réciproquement, par l'intermédiaire des impédances du système considéré. Notons que ces impédances Z_d , Z_i et Z_o sont fonction des impédances réelles, notamment des inductances mutuelles.

Pour un réseau comportant une seule f.e.m., les composantes symétriques de tension et de courant étant respectivement V_d , V_i , V_o , I_d , I_i , I_o , à l'endroit D de la dissymétrie, les relations définissant les 3 régimes sont :

$$\begin{aligned} E &= V_d + Z_d \times I_d \\ 0 &= V_i + Z_i \times I_i \\ 0 &= V_o + Z_o \times I_o. \end{aligned}$$

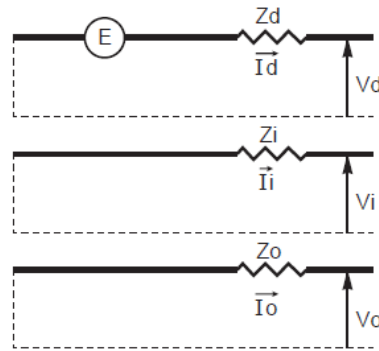


Figure VI.9: les composantes symétriques de tension

Elles sont schématisées par la **Figure VI.9**. Pour les réseaux comportant plusieurs sources, ces équations restent valables à condition de considérer E et Z_d , Z_i , Z_o , respectivement comme la f.e.m. et comme les impédances internes du générateur équivalent de Thévenin.

VI.5.2 Méthode de résolution pratique

La méthode résumée ci-dessous est développée en détail dans l'exemple du paragraphe suivant (Défaut monophasé terre).

- Le réseau est divisé en 2 zones :
 - Une zone dissymétrique D (réseau déséquilibré),
 - Une zone symétrique S (réseau équilibré).
- On écrit les équations liant courants et tensions :
 - Dans la zone D (composantes réelles),
 - Dans la zone S (composantes symétriques),
 - Continuité à la frontière D-S,
 - Fonctionnement dans la zone S.

La résolution mathématique des équations permet de calculer les valeurs des composantes symétriques et des composantes réelles des courants et tensions des zones D et S.

VI.5.2.1. Défaut phase-terre (dit défaut homopolaire)

Le circuit est supposé non chargé.

✚ Ecriture des équations

- Isolement de la zone dissymétrique
- Equations des composantes réelles dans (D)

$$I_2 = I_3 = 0$$

$$V_1 = Z \times I_1$$

Ces équations décrivent le cas examiné. Ce sont les seules qui soient propres à ce cas de figure.

$$I_1 = I_d + I_i + I_o$$

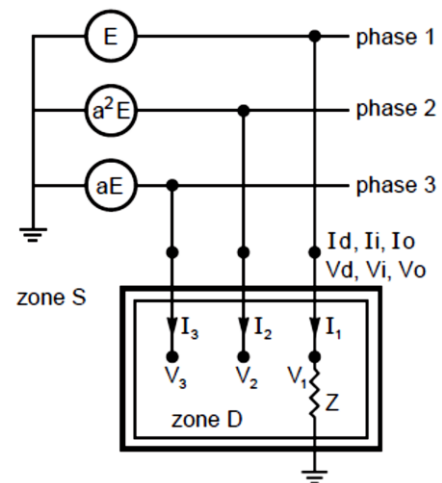
$$I_2 = a^2 I_d + a I_i + I_o$$

$$I_3 = a I_d + a^2 I_i + I_o$$

$$V_1 = V_d + V_i + V_o$$

$$V_2 = a^2 V_d + a V_i + V_o$$

$$V_3 = a V_d + a^2 V_i + V_o$$



Ces équations lient respectivement les courants réels et les tensions réelles à leurs composantes symétriques. On les retrouvera à l'identique dans tous les calculs de régimes déséquilibrés.

✚ Continuité à la frontière D-S

En combinant entre elles les équations des composantes réelles dans (D) et les équations des composantes symétriques dans (S) on obtient :

$$\begin{cases} I_2 = a_2 I_d + a_1 I_i + I_o = 0 \\ I_3 = a_1 I_d + a_2 I_i + I_o = 0 \\ V_1 = V_d + V_i + V_o = Z \times I_1 \end{cases} \implies \begin{cases} I_d = I_i = I_o = I_1/3 \\ V_d + V_i + V_o = 3Z \times I_o \end{cases}$$

✚ Equations de fonctionnement de S

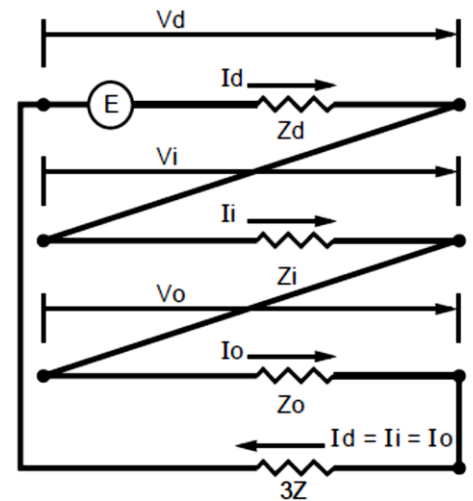
Ces trois équations se retrouveront systématiquement dans tous les calculs de régimes déséquilibrés ne comportant qu'une seule source de tension.

$$\begin{aligned} E &= V_d + Z_d \times I_d \\ 0 &= V_i + Z_i \times I_i \\ 0 &= V_o + Z_o \times I_o \end{aligned}$$

✚ Résolution des équations

Valeurs des composantes symétriques des courants et des tensions

$$\begin{aligned} E + 0 + 0 &= V_d + V_i + V_o + Z_d \times I_d + Z_i \times I_i + Z_o \times I_o = 3Z \times I_o + (Z_d + Z_i + Z_o) I_o \\ I_d = I_i = I_o &= \frac{E}{Z_d + Z_i + Z_o + 3Z} \\ V_d = E - Z_d \times I_d &= E \frac{Z_i + Z_o + 3Z}{Z_d + Z_i + Z_o + 3Z} \\ V_i = -Z_i \times I_i &= -E \frac{Z_i}{Z_d + Z_i + Z_o + 3Z} \\ V_o = -Z_o \times I_o &= -E \frac{Z_o}{Z_d + Z_i + Z_o + 3Z} \end{aligned}$$



Valeurs des tensions et des courants réels

$$\begin{cases} I_1 = I_d + I_i + I_o = 3E / (Z_d + Z_i + Z_o + 3Z) \\ I_2 = 0 \\ I_3 = 0 \end{cases}$$

$$\begin{cases} V_1 = Z \times \frac{3E}{Z_d + Z_i + Z_o + 3Z} \\ V_2 = a_2 V_d + a_1 V_i + V_o = a_2 E \left(1 - \frac{Z_d + a_2 Z_i + a_1 Z_o}{Z_d + Z_i + Z_o + 3Z} \right) \\ V_3 = a_1 V_d + a_2 V_i + V_o = a_1 E \left(1 - \frac{Z_d + a_1 Z_i + a_2 Z_o}{Z_d + Z_i + Z_o + 3Z} \right) \end{cases}$$

Avec $k_1 = 1 - \frac{Z_d + a_2 Z_i + a_1 Z_o}{Z_d + Z_i + Z_o + 3Z}$

$$\text{Avec } k2 = 1 - \frac{Zd + a Zi + a^2 Zo}{Zd + Zi + Zo + 3Z}$$

✚ Cas particuliers

- Défaut franc

Soit $Z = 0$, le courant de défaut phase-terre prend la valeur :

$$I1 = 3E / (Zd + Zi + Zo)$$

- Défaut de terre impédant

Soit $3Z \gg Zd + Zi + Zo$, le courant de défaut phase-terre est défini par l'impédance de défaut:

$$I1 = E / Z$$

VI.5.2.2. Défaut biphasé terre

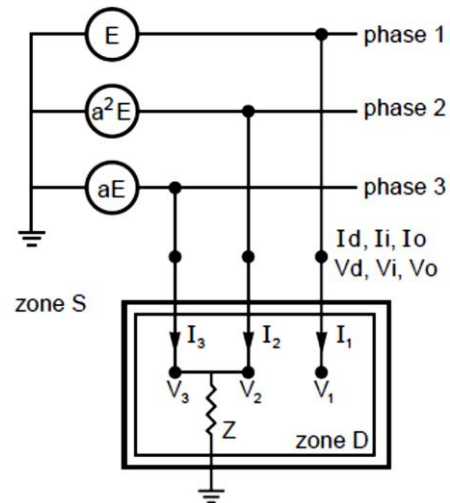
✚ Ecriture des équations

— Dans la zone (D)

$$\begin{cases} I1 = 0 \\ V2 = V3 = Z(I2 + I3) \end{cases}$$

— Dans la zone (S)

$$\begin{cases} I1 = Id + Ii + Io \\ I2 = a2Id + aIi + Io \\ I3 = aId + a2Ii + Io \\ V1 = Vd + Vi + Vo \\ V2 = a2Vd + aVi + Vo \\ V3 = aVd + a2Vi + Vo \end{cases}$$

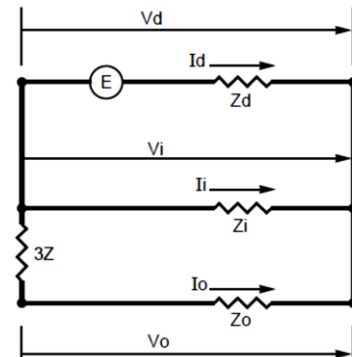


✚ Continuité à la frontière (D) - (S)

$$\begin{cases} I1 = Id + Ii + Io = 0 \\ Vd = Vi \\ Vo = Vi + 3Z \times Io \end{cases}$$

✚ Fonctionnement de (S)

$$\begin{aligned} E &= Vd + Zd \times Id \\ 0 &= Vi + Zi \times Ii \\ 0 &= Vo + Zo \times Io. \end{aligned}$$



✚ Résolution des équations

$$\begin{cases} Id = E ((Zi + Zo + 3Z)) / (Zd \times Zi + (Zo + 3Z)(Zd + Zi)) \\ Ii = -E ((Zo + 3Z)) / (Zd \times Zi + (Zo + 3Z)(Zd + Zi)) \\ Io = -E Zi / (Zd \times Zi + (Zo + 3Z)(Zd + Zi)) \end{cases}$$

$$\begin{cases} Vd = Vi = E Zi ((Zo + 3Z)) / (Zd \times Zi + (Zo + 3Z)(Zd + Zi)) \\ Vo = E (Zi Zo) / (Zd \times Zi + (Zo + 3Z)(Zd + Zi)) \end{cases}$$

$$\begin{cases} I1 = 0 \\ I2 = -j\sqrt{3} E (Zo + 3Z + aZi) / (Zd \times Zi + (Zo + 3Z)(Zd + Zi)) \\ I3 = j\sqrt{3} E (Zo + 3Z + a^2Zi) / (Zd \times Zi + (Zo + 3Z)(Zd + Zi)) \end{cases}$$

$$\begin{cases} I_2 + I_3 = -3 E Z_i / (Z_d \times Z_i + (Z_o + 3Z)(Z_d + Z_i)) \\ V_1 = 3E Z_i (Z_o + 2Z) / (Z_d \times Z_i + (Z_o + 3Z)(Z_d + Z_i)) \\ V_2 = V_3 = -3Z (E Z_i) / (Z_d \times Z_i + (Z_o + 3Z)(Z_d + Z_i)) \end{cases}$$

✚ Cas particuliers

— **Défaut franc**

Soit $Z=0$ le courant de défaut phase terre prend la valeur :

$$I_2 + I_3 = -3 E \frac{Z_i}{Z_d \times Z_i + (Z_o + 3Z)(Z_d + Z_i)}$$

— **Défaut biphasé**

Soit $Z=\infty$, le courant de défaut phase vaut alors :

$$I_2 = I_3 = \frac{E(a^2 - a)}{Z_d + Z_i} = \frac{-j\sqrt{3} E}{Z_d + Z_i}$$

VI.5.2.3. Défaut triphasé

✚ Ecriture des équations

— Dans la zone (D)

$$V_1 = V_2 = V_3 = Z(I_1 + I_2 + I_3)$$

— Dans la zone (S)

$$\begin{cases} I_1 = I_d + I_i + I_o \\ I_2 = a^2 I_d + a I_i + I_o \\ I_3 = a I_d + a^2 I_i + I_o \\ V_1 = V_d + V_i + V_o \\ V_2 = a^2 V_d + a V_i + V_o \\ V_3 = a V_d + a^2 V_i + V_o \end{cases}$$

✚ Continuité à la frontière (D) - (S)

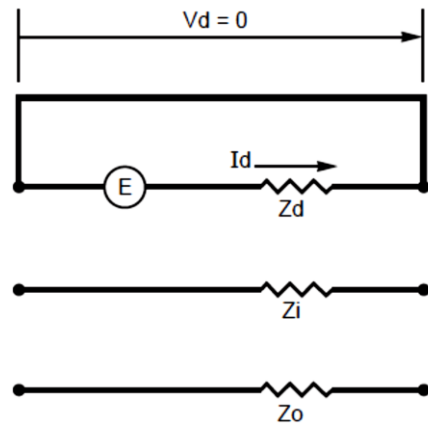
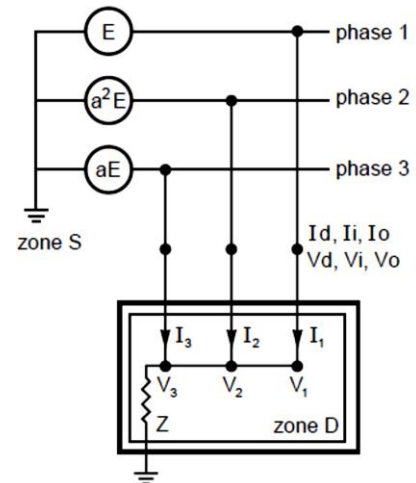
$$\begin{cases} I_1 + I_2 + I_3 = 3 I_o = V_o / Z \\ V_d = V_i = 0 \\ V_1 = V_2 = V_3 = V_o \end{cases}$$

✚ Fonctionnement de (S)

$$\begin{cases} E = V_d + Z_d \times I_d \\ 0 = V_i + Z_i \times I_i \\ 0 = V_o + Z_o \times I_o \end{cases}$$

✚ Résolution des équations

$$\begin{cases} I_d = E / Z_d \\ I_i = I_o = 0 \\ V_d = V_i = V_o = 0 \\ I_1 = E / Z_d \\ I_2 = a^2 E / Z_d \\ I_3 = a E / Z_d \\ V_1 = V_2 = V_3 = 0 \end{cases}$$



VI.5.2.4. Réseau à charge déséquilibrée

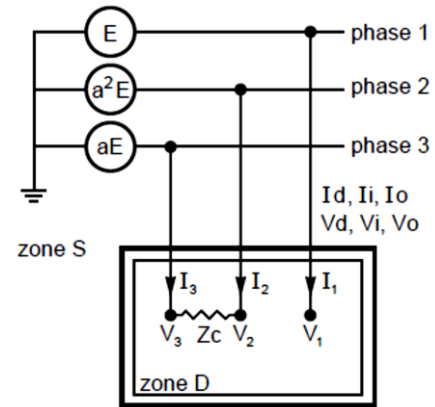
✚ Ecriture des équations

— Dans la zone (D)

$$\begin{cases} I_1 = 0 \\ V_3 - V_2 = I_3 \times Z_c = -I_2 \times Z_c \end{cases}$$

— Dans la zone (S)

$$\begin{cases} I_1 = I_d + I_i + I_o \\ I_2 = a^2 I_d + a I_i + I_o \\ I_3 = a I_d + a^2 I_i + I_o \\ V_1 = V_d + V_i + V_o \\ V_2 = a^2 V_d + a V_i + V_o \\ V_3 = a V_d + a^2 V_i + V_o \end{cases}$$



✚ Continuité à la frontière (D) - (S)

$$\begin{cases} I_o = 0 \\ I_d = -I_i \\ V_d - V_i = Z_c \times I_d \end{cases}$$

✚ Fonctionnement de (S)

$$\begin{cases} E = V_d + Z_d \times I_d \\ 0 = V_i + Z_i \times I_i \\ 0 = V_o + Z_o \times I_o. \end{cases}$$

✚ Résolution des équations

$$\begin{cases} V_d = E(Z_i + Z_o) / Z_d + Z_i + Z_c \\ V_i = E Z_i / Z_d + Z_i + Z_c \\ V_o = 0 \\ I_1 = 0 \\ I_2 = -j\sqrt{3} E / Z_d + Z_i + Z_c \\ I_3 = j\sqrt{3} E / Z_d + Z_i + Z_c \\ V_1 = E (2 Z_i + Z_c) / Z_d + Z_i + Z_c \\ V_2 = E (a^2 Z_c + Z_i) / Z_d + Z_i + Z_c \\ V_3 = E (a Z_c + Z_i) / Z_d + Z_i + Z_c \end{cases}$$

✚ Cas particuliers

- Charge de puissance faible

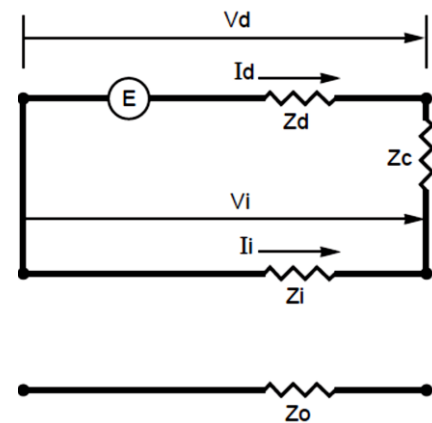
Soit : $Z_c \rightarrow \infty$ d'où I_1 et $I_3 \rightarrow 0$

et V_1, V_2, V_3 tendent vers les valeurs du réseau symétrique, c'est-à-dire vers E, a^2E, aE .

- Court-circuit biphasé isolé

Soit : $Z_c = 0$. Le courant de défaut égale alors

$$I_3 = -I_2 = j E \sqrt{3} / Z_d + Z_i$$



VI.5.2.5. Réseau avec ouverture d'une phase

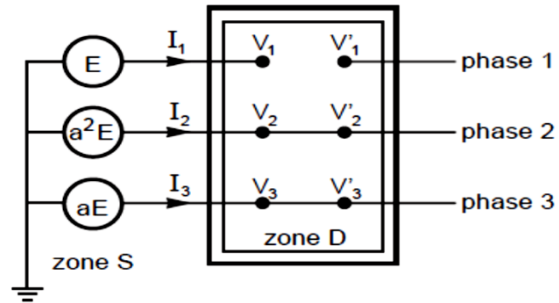
✚ Ecriture des équations

— Dans la zone (D)

$$\begin{cases} I_1 = 0 \\ V_2 = V'_2 \\ V_3 = V'_3 \end{cases}$$

— Dans la zone (S)

$$\begin{cases} I_1 = I_d + I_i + I_o \\ I_2 = a^2 I_d + a I_i + I_o \\ I_3 = a I_d + a^2 I_i + I_o \\ V_1 = V_d + V_i + V_o \\ V_2 = a^2 V_d + a V_i + V_o \\ V_3 = a V_d + a^2 V_i + V_o \\ V_1' = V_d' + V_i' + V_o' \\ V_2' = a^2 V_d' + a V_i' + V_o' \\ V_3' = a V_d' + a^2 V_i' + V_o' \end{cases}$$



✚ Continuité à la frontière (D) - (S)

$$\begin{cases} I_d + I_i + I_o = 0 \\ V_d - V_d' = V_i - V_i' \end{cases}$$

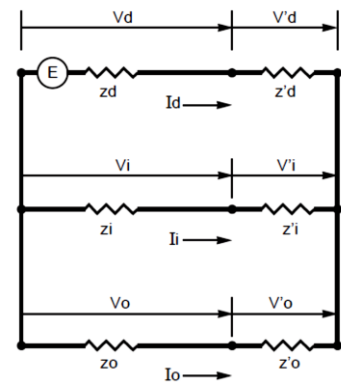
✚ Fonctionnement de (S)

$$\begin{cases} E = V_d + Z_d \times I_d \\ 0 = V_i + Z_i \times I_i \\ 0 = V_o + Z_o \times I_o \\ 0 = V_d' + Z_d' \times I_d \\ 0 = V_i' + Z_i' \times I_i \\ 0 = V_o' + Z_o' \times I_o \\ Z_d = z_d + z_d' \\ Z_i = z_i + z_i' \\ Z_o = z_o + z_o' \end{cases}$$

✚ Résolution des équations

$$\begin{cases} I_d = E (Z_i + Z_o) / (Z_d Z_i + Z_d Z_o + Z_i Z_o) \\ I_i = -E Z_o / (Z_d Z_i + Z_d Z_o + Z_i Z_o) \\ I_o = -E Z_i / (Z_d Z_i + Z_d Z_o + Z_i Z_o) \\ V_d = [z_d' (Z_i + Z_o) + Z_i Z_o] / (Z_d Z_i + Z_d Z_o + Z_i Z_o) \\ V_i = -E (Z_i Z_o) / (Z_d Z_i + Z_d Z_o + Z_i Z_o) \\ V_o = E (Z_i z_o) / (Z_d Z_i + Z_d Z_o + Z_i Z_o) \end{cases}$$

$$\begin{cases} V_d' = E z_d' (Z_i + Z_o) / (Z_d Z_i + Z_d Z_o + Z_i Z_o) \\ V_i' = -E (z_i' Z_o) / (Z_d Z_i + Z_d Z_o + Z_i Z_o) \\ V_o' = -E (Z_i z_o') / (Z_d Z_i + Z_d Z_o + Z_i Z_o) \end{cases}$$



$$\begin{cases} I1 = 0 \\ I2 = (EZi (a2 - 1) - j\sqrt{3} Zo)/(Zd Zi + Zd Zo + Zi Zo) \\ I3 = (EZi (a2 - 1) + j\sqrt{3} Zo)/(Zd Zi + Zd Zo + Zi Zo) \end{cases}$$

$$V1 = \frac{z'd (Zi + Zo) + Zi Zo + zi Zo + Zizo}{Zd Zi + Zd Zo + Zi Zo}$$

$$V'1 = \frac{zz'd (Zi + Zo) + Zi Zo + z'i Zo + Zi'o}{Zd Zi + Zd Zo + Zi Zo}$$

$$V1 - V'1 = \frac{3E ZiZo}{Zd Zi + Zd Zo + Zi Zo}$$

$$V2 = V'2 = \frac{E a2 [zd(Zi + Zo) + Zi Zo] + aZo zi + Zizo}{Zd Zi + Zd Zo + Zi Zo}$$

Séries d'exercices 1. Paramètres des lignes électriques

Exercice (1)

On veut concevoir une ligne de transport triphasée pour délivrer 190.5 MVA à 220 kV (entre phase), d'une longueur de 63 km. Les pertes actives dans la ligne ne doivent pas dépasser les 2.5 % de la puissance apparente nominale à délivrer. Si la résistivité de matériau de conducteur qu'on veut utiliser est de $2.84 \times 10^{-8} \Omega \text{ m}$, déterminer:

1. Le courant par phase que cette ligne doit transporter,
2. La résistance par phase en Ω ,
3. Le diamètre de conducteur en (cm) et en (pouce),
4. La section transversale en cmil,

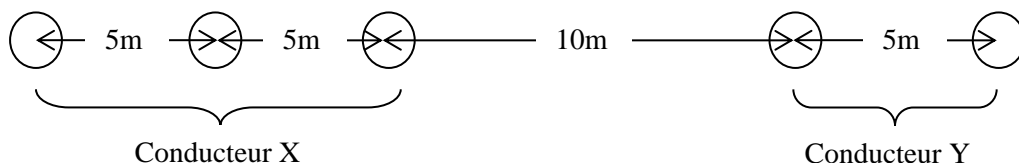
Exercice (2)

Une ligne de transport monophasée de 35 km de longueur se compose de deux conducteurs solides, chacun d'eux à un diamètre de 0.9 cm, l'espace entre les conducteurs est 2.5 m.

1. Calculez le diamètre équivalent moyen d'un conducteur creux qui a la même inductance équivalente de conducteur solide.
2. Quelle est la valeur de l'inductance par conducteur ?

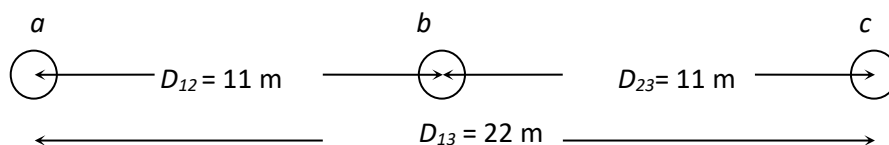
Exercice (3)

Un circuit d'une ligne de transport monophasée est composé de trois fils solide de rayon de 0.5 cm. Le circuit du retour est composé de deux fils solides du rayon de 2.5 cm. L'arrangement des conducteurs est montré dans la figure. Appliquer le concept de GMD et GMR, pour trouvez l'inductance totale de la ligne en mH /km.



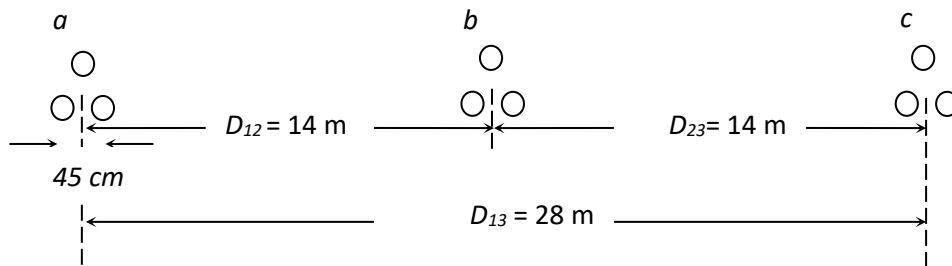
Exercice (4)

Une ligne de transport triphasée, transposée, est composée d'un conducteur ACSR par phase 1431000 cmil, 47/7, dont le code est « Bobolink », la configuration est horizontale avec 11 mètres de distance entre phases. Le diamètre et le GMR des conducteurs sont 3.625 cm et 1.439 cm respectivement.



La ligne sera remplacée par un faisceau de trois conducteurs ACSR par phase, 477000 cmil, 26/7 de type « Hawk » qui ont la même section transversale d'Aluminium comme la ligne à un seul conducteur par phase précédente. Le diamètre et le GMR des conducteurs sont 2.1793 cm et 0.8839 cm

respectivement. La nouvelle ligne aura aussi une configuration horizontale plane, mais opérant à une tension plus haute que la précédente, par conséquent la distance entre phases est augmentée à 14 m, mesurée du centre des faisceaux.



La distance entre les conducteurs d'un faisceau est 45 cm. Déterminez

- (a) Le changement dans l'inductance en pourcentage.
- (b) Le changement dans la capacité en pourcentage.

Séries d'exercices 2. Performances des lignes électriques

Exercice (1)

Considérer une ligne de transmission triphasée de courte longueur (16 km) qui fonctionnent avec une tension de 69kV. L'impédance longitudinale par phase de la ligne est égale à $0,125 + j0,4375 \Omega/\text{km}$.

Déterminer la tension de la source V_s , la régulation de tension, la puissance transmise à partir de la source et le rendement de transmission, dans le cas où la ligne alimente :

- (a) Une charge de 70 MVA, avec un facteur de puissance 0.8 en arrière à 64 kV.
- (b) Une charge de 120 MW, avec un facteur de puissance égale à l'unité à 64 kV.

Exercice (2)

Une ligne de transport triphasée, transposée de 345kV, 60Hz, est composée de 2 conducteurs ACSR par phase 1113000 cmil, 45/7, dont le code est « Bluejay », la configuration est horizontale avec 11 mètres de distance entre phases. Le diamètre et le GMR des conducteurs sont 3.195 cm et 1.268 cm respectivement. La distance entre les conducteurs d'un faisceau est 45 cm.

La résistance de chaque conducteur de faisceau est de 0.0538Ω par km et la conductance de la ligne est négligeable. La longueur de la ligne est 150 km.

En utilisant le model π nominal, déterminer les constantes ABCD de la ligne

Exercice (3)

Une ligne de trois phases de 200 km de long a les constantes suivantes:

Résistance / phase / km= $0,16 \Omega$

Reactance / phase / km= $0,25 \Omega$

Admittance shunt / phase / km= $1,5 \cdot 10^{-6} \text{ S}$

Calculer par la méthode rigoureuse la tension et le courant de fin d'émission lorsque la ligne fournit une charge de 20 MW à 0,8 p, f en retard. La tension d'extrémité de réception est maintenue constante à 110 kV

Séries d'exercices 3. Compensation de l'énergie réactive

Exercice (1)

La réactance série par phase d'une ligne de transport d'énergie est égale à 30Ω . Pour augmenter la puissance transmise de cette ligne, on se propose de diminuer la réactance inductive par phase de 40% en introduisant des condensateurs en série dans chaque phase. Le réseau opère à la fréquence industrielle de 60 Hz. Le courant circulant dans la ligne est de 1 kA.

1- Déterminer la capacitance en μF par phase qu'il faut installer pour obtenir la compensation désirée.

2- Supposons que les condensateurs disponibles sur le marché ont un courant nominal de 50 A et une tension nominale de 2 kV (L-N). Déterminer la façon de raccordement de ces condensateurs dans chaque phase pour obtenir la compensation désirée. Tracer le schéma de raccordement de ces condensateurs dans chaque phase.

3- Quelle est la capacité triphasée en MVar fournit par ces condensateurs.

Exercice (2)

Considérons une ligne de transport triphasée non compensée 500 kV, 60 Hz, de longueur 300 km. En séquence directe, l'impédance série est $z = (0.03 + j0.35) \Omega/\text{km}$ et l'admittance shunt est $y = j4.4 \times 10^{-6} \text{ S}/\text{km}$.

À pleine charge, la ligne fournit à la charge une puissance de 1000 MW à une tension de 480 kV avec un facteur de puissance de 1.0.

Pendant les périodes de faible charge, on connecte une réactance shunt au bout de la ligne (bout connecté à la charge) pour réaliser une compensation shunt de 70%.

a) Calculer la valeur de la réactance de compensation.

b) Calculer le facteur de régulation sans compensation et avec compensation.

Notes: - Pour simplifier les calculs, on utilisera le modèle de «ligne moyenne» (circuit équivalent en π nominal).

- La réactance de compensation est déconnectée lorsque la ligne est à pleine charge

Exercice (3)

On installe des capacités shunts au bout d'une ligne afin d'améliorer sa performance. La ligne alimente une charge de 200 MVA, avec un facteur de puissance 0.8 en retard à 220 kV.

Données de la ligne :

L'impédance longitudinale $Z = 0.05 + j0.45 \Omega/\text{km}$

L'admittance transversale $Y = j3.4 \times 10^{-6} \text{ S}/\text{km}$

La longueur : 80 km.

La fréquence : 60 Hz.

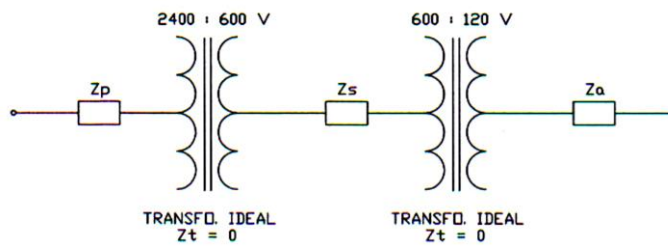
(a) Déterminer la puissance réactive totale et la valeur par phase de la capacité connectée en étoile quand la tension à l'entrée de la ligne est de 220 kV.

(b) Utiliser le programme *performance de ligne* pour obtenir la performance de la ligne compensée.

Séries d'exercices 4. Calcul des courants de courts circuits

Exercice (1)

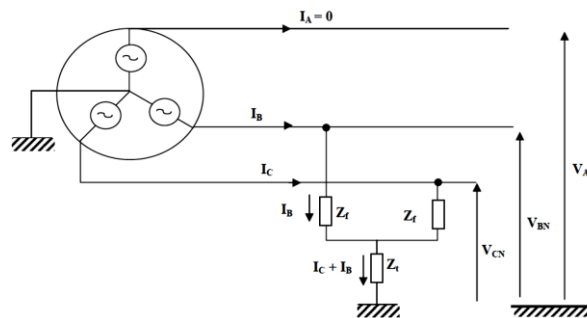
- 1- Calculer l'impédance totale équivalente du circuit suivant à partir de la gauche et de la droite.
On donne : $Z_p = 5 \Omega$; $Z_s = 1 \Omega$; $Z_a = 1 \Omega$;
- 2- Calculer en pu en prenant $S_{base} = 1 \text{ MVA}$.



Exercice (2)

On considère le même réseau de l'exercice 1 avec cette fois un défaut entraînant un court-circuit dissymétrique entre deux phases et la terre.

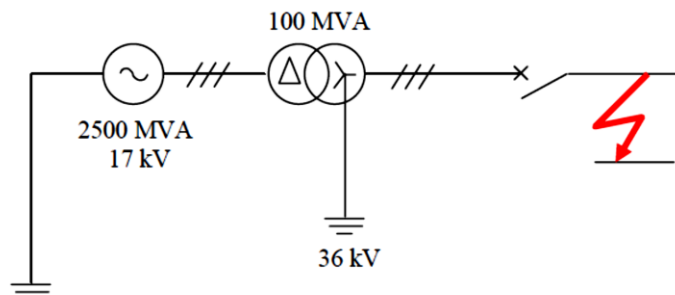
- 1- Déterminer les expressions des composantes symétriques des courants de ligne I_d , I_i et I_h .
- 2- Application numérique : $E_d = 18 \text{ kV}$, et $Z_d = Z_i = j0,2 \Omega$; $Z_h = j0,15 \Omega$; $Z_t = j0,1 \Omega$; $Z_f = 0,15 \Omega$.



Exercice (3)

On considère le circuit de la Figure 1 suivante. Des mesures ont permis de déterminer les Impédances totales ramenés au secondaire du transformateur, soit $Z_d = j1,22 \Omega$, $Z_i = j1,17 \Omega$ et $Z_o = j1,04 \Omega$.

Quel doit être le pouvoir de coupure du disjoncteur ?



Correction de séries d'exercices 1

Solution exercice (1)

1. Les pertes de transmission totales de la ligne :

$$P_L = \frac{2.5}{100} (190.5) = 4.7625 \text{ MW.}$$

$$|I| = \frac{S}{\sqrt{3}V_L} = \frac{(190.5)10^3}{\sqrt{3}(220)} = 500 \text{ A.}$$

2. De la formule $P = 3R|I|^2$, la résistance par phase en Ω , est

$$R = \frac{4.7625 \times 10^6}{3(500)^2} = 6.35 \Omega$$

3. La section transversale en m^2

$$R = \frac{\rho l}{A} \Rightarrow A = \frac{\rho l}{R}$$

$$A = \frac{(2.84 \times 10^8)(63 \times 10^3)}{6.35} = 2.81764 \times 10^{-4} m^2$$

Donc le diamètre d et la section en cmil sont

$$A = \frac{\pi d^2}{4} \Rightarrow d = \sqrt{\frac{4A}{\pi}}$$

$$d = 1.894 \text{ cm.}$$

4. La section transversale en cmil

$$d = 1.894 \text{ cm} = 0.7456 \text{ pouce}$$

Remarque : La section transversale du conducteur en mil circulaire (cmil) = $(d \cdot 1000)^2$,
diamètre d en pouce

$$S \text{ (cmil)} = (d \cdot 1000)^2 = (0.7456 \times 1000)^2 = 555919.36 \approx 556000 \text{ cmil}$$

Solution exercice (2)

$$1. r' = r e^{-\mu_r/4}$$

$$r = \frac{0.9}{2} \Rightarrow r = 0.45 \text{ cm} \quad \text{et} \quad \mu_r \approx 1 \text{ (l'air)}$$

$$\text{Donc : } r' = 0.45 e^{-1/4} \Rightarrow r' = 0.35 \text{ cm}$$

$$\text{Et } d = 2r' \Rightarrow d = 0.7 \text{ cm}$$

2. la valeur de l'inductance par conducteur

$$L = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{D}{r'}$$

Avec :

$$\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7} ; D = 2.5 \text{ m}$$

$$L = 2 \cdot 10^{-7} \ln \frac{2.5}{0.35 \cdot 10^{-2}} \Rightarrow L = 1.314 \mu\text{H} \Rightarrow L = 1.314 \text{ mH/km}$$

L'inductance totale par conducteur est :

$$L_t = 35 \cdot 1.314 = 46 \text{ mH}$$



Solution exercice (3)

$$D_m = \sqrt[6]{20 \times 25 \times 15 \times 20 \times 10 \times 15}$$

$$\Rightarrow D_m = 16.802 \text{ m}$$

$$R_{SX} = \sqrt[9]{(e^{-1/4} \times 0.005 \times 5 \times 10)(e^{-1/4} \times 0.005 \times 5 \times 5)(e^{-1/4} \times 0.005 \times 5 \times 10)}$$

$$\Rightarrow R_{SX} = 0.5366 \text{ m}$$

$$R_{SY} = \sqrt[4]{(e^{-1/4} \times 0.025 \times 5)^2}$$

$$\Rightarrow D_{SY} = 0.312 \text{ m}$$

Donc

$$L = 0.2 \ln \frac{GMD}{GMR} \text{ mH/km}$$

$$L_X = 0.2 \ln \frac{16.802}{0.5366} \Rightarrow L_X = 0.6888 \text{ mH/km}$$

$$L_Y = 0.2 \ln \frac{16.802}{0.312} \Rightarrow L_Y = 0.79725 \text{ mH/km}$$

L'inductance de boucle est :

$$L = L_X + L_Y = 0.6888 + 0.79725$$

$$\Rightarrow L = 1.48605 \text{ mH/km}$$

Solution exercice (4)

Pour la première configuration (un seul conducteur par phase) on a :

$$GMD = \sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{13}} = \sqrt[3]{(11)(11)(22)} = 13.859 \text{ m}$$

$$L = 0.2 \ln \frac{GMD}{GMR} \text{ mH / Km} \quad L = 0.2 \frac{13.859}{1.439 \times 10^{-2}} = 1.374 \text{ mH / Km}$$

$$C = \frac{0.0556}{\ln \frac{GMD}{R_c}} \mu F / Km = \frac{0.0556}{\ln \frac{13.859}{3.625/2}} \quad C = \frac{0.0556}{\ln \frac{13.859}{1.8125 \times 10^{-2}}} = 0.008374 \mu F / Km$$

Pour la deuxième configuration (faisceau de trois conducteurs par phase), on a

$$GMD = \sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{13}} = \sqrt[3]{(14)(14)(28)} = 17.6389 \text{ m}$$

$$GMRL = \sqrt[3]{d^2 GMR} = \sqrt[3]{(45)^2 (0.8839)} = 12.1416 \text{ cm}$$

$$GMRC = \sqrt[3]{d^2 R_c} = \sqrt[3]{(45)^2 (2.1793/2)} = 13.01879 \text{ cm}$$

$$L = 0.2 \frac{17.6389}{12.1416 \times 10^{-2}} = 0.9957 \text{ mH / Km}$$

$$C = \frac{0.0556}{\ln \frac{GMD}{GMRC}} \mu F / Km \quad C = \frac{0.0556}{\ln \frac{17.6389}{13.01879 \times 10^{-2}}} = 0.011326 \mu F / Km$$

(a) La réduction en pourcentage dans l'inductance.

$$\frac{1.374 - 0.9957}{1.374} (100) = 27.53\%$$

(b) L'augmentation en pourcentage de la capacité $\frac{0.011326 - 0.008374}{0.008374} (100) = 35.25\%$

Correction de séries d'exercices 2

Solution exercice (1)

L'impédance totale de la ligne est :

$$z = (0.125 + j0.4375) (16) = 2 + j7 \Omega$$

La tension de fin de réception pour chaque phase est

$$V_R = 64 \angle 0^\circ / \sqrt{3} = 36.9504 \angle 0^\circ \text{ kV}$$

(a) La puissance apparente consommée par la charge est :

$$(3\Phi) = 70 \angle \cos^{-1} 0.8 = 70 \angle 36.87^\circ = 56 + j42 \text{ MVA}$$

Le courant par phase est donnée par

$$I_R = (3\Phi) / 3V_R = 70000 \angle -36.87^\circ / 3 \times 36.9504 \angle 0^\circ = 631.477 \angle -36.87^\circ \text{ A}$$

La tension de la source est donnée par l'équation suivante :

$$V_S = V_R + Z I_R = 36.9504 \angle 0^\circ + (2 + j7) (631.477 \angle 36.87^\circ) (10^{-3}) = 40.708 \angle 3.9137^\circ \text{ KV}$$

Le module de la tension entre phase est comme suivant :

$$|L-L| = \sqrt{3} |V_S| = 70.508 \text{ kV}$$

La puissance transmise à partir de la source est comme suivant :

$$(3\Phi) = 3 V_S I_S^* = 3 \times 40.7086 \angle 3.9137^\circ \times 631.4776 \angle -36.87^\circ \times 10^{-3} = 58.393 \text{ MW} + j50.374 \text{ Mvar} = 77.1185 \angle 40.7837^\circ \text{ MVA}$$

régulation de tension est :

$$V_R (\%) = 70.508 - 64 / 64 \times 100 = 10.169\%$$

rendement de transmission de cette ligne est :

$$\eta = (3\Phi) / PS(3\Phi) = 56 / 58.393 \times 100 = 95.90\%$$

(b) La puissance apparente consommée par la charge est :

$$(3\Phi) = 120 \angle 0^\circ = 120 + j0 \text{ MVA}$$

Courant par phase est donnée par

$$I_R = (3\Phi) / 3V_R = 120000 \angle 0^\circ / 3 \times 36.9504 \angle 0^\circ = 1082.53 \angle 0^\circ \text{ A}$$

Tension de la source est donnée par l'équation suivante :

$$V_S = V_R + Z I_R = 36.9504 \angle 0^\circ + (2 + j7) (1082.53 \angle 0^\circ) (10^{-3}) = 39.8427 \angle 10.9639^\circ \text{ kV}$$

Module de la tension entre phase est comme suivant :

$$|L-L| = \sqrt{3} |V_S| = 69.0096 \text{ kV}$$

Puissance transmise à partir de la source est comme suivant :

$$(3\Phi) = 3 V_S I_S^* = 3 \times 39.8427 \angle 10.9639^\circ \times 1082.53 \angle 0^\circ \times 10^{-3} = 127.031 \text{ MW} + j24.609 \text{ Mvar} = 129.393 \angle 10.9639^\circ \text{ MVA}$$

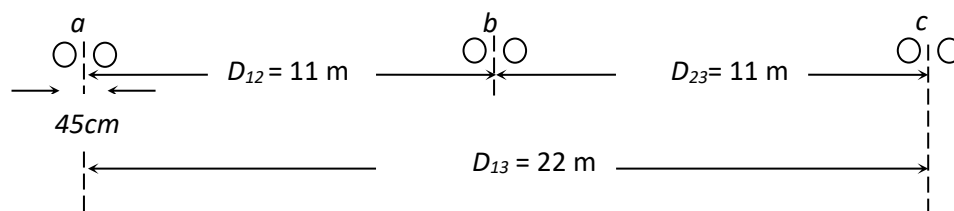
Régulation de tension est :

$$V_R (\%) = 69.0096 - 64 / 64 \times 100 = 7.8275\%$$

Rendement de transmission de cette ligne est :

$$\eta = (3\Phi) / PS(3\Phi) = 120 / 127.031 \times 100 = 94.465\%$$

Solution exercice (2)



$$GMD = \sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{13}} = \sqrt[3]{(11)(11)(22)} = 13.859 \text{ m}$$

$$GMR_L = \sqrt{d \cdot GMR} = \sqrt{(45)(1.268)} = 7.5538 \text{ cm}$$

$$GMR_C = \sqrt{d \cdot R_C} = \sqrt{(45)(3.195/2)} = 8.47865 \text{ cm}$$

$$L = 0.2 \ln \frac{GMD}{GMR_L} \text{ mH / Km}$$

$$L = 0.2 \ln \frac{13.859}{7.5538 \times 10^{-2}} = 1.0424 \text{ mH / Km}$$

$$C = \frac{0.0556}{\ln \frac{GMD}{GMR_C}} \mu F / Km$$

$$C = \frac{0.0556}{\ln \frac{13.859}{8.47865 \times 10^{-2}}} = 0.010909 \mu F / Km$$

L'impédance longitudinale de la ligne est :

$$Z = \left(\frac{R_{\text{cond}}}{2} + j X_L \right) (l)$$

$$Z = \left(\frac{R_{\text{cond}}}{2} + j 2\pi * f * L \right) (l)$$

$$Z = \left(\frac{0.0538}{2} + j 2\pi * 60 * 1.0424 * 10^{-3} \right) (150) = 4.035 + j58.947 \Omega$$

$$Y = j(X_C)(150)$$

$$Y = j(2\pi * f * C)(150)$$

$$Y = j(2\pi * 60 * 0.010909 * 10^{-6})(150) = j0.0006169 \text{ siemens}$$

Les constantes du modèle ABCD π nominale sont

$$A = \left(1 + \frac{ZY}{2} \right) = \left(1 + \frac{(4.035 + j58.947)(j0.0006169)}{2} \right)$$

$$A = 0.98182 + j0.0012447$$

$$B = Z = 4.035 + j58.947$$

$$C = Y \left(1 + \frac{ZY}{4} \right) = j0.00061137$$

Solution exercice (3)

$$R = 0.16 \times 200 = 32 \Omega$$

$$X_L = 0.25 \times 200 = 50 \Omega$$

$$Y = j 1.5 \times 10^{-6} \times 200 = 0.0003 \angle 90^\circ$$

$$Z = R + j X_L = 32 + j 50 = 59.4 \angle 58^\circ$$

$$V_S = V_R \cosh \sqrt{Y Z} + I_R \sqrt{\frac{Z}{Y}} \sinh \sqrt{Z Y}$$

$$\sqrt{Z Y} = \sqrt{59.4 \angle 58^\circ \times 0.0003 \angle 90^\circ} = 0.133 \angle 74^\circ$$

$$Z Y = 0.0178 \angle 148^\circ$$

$$Z^2 Y^2 = 0.00032 \angle 296^\circ$$

$$\sqrt{\frac{Z}{Y}} = \sqrt{\frac{59.4 \angle 58^\circ}{0.0003 \angle 90^\circ}} = 445 \angle -16^\circ$$

$$\sqrt{\frac{Y}{Z}} = \sqrt{\frac{0.0003 \angle 90^\circ}{59.4 \angle 58^\circ}} = 0.00224 \angle 16^\circ$$

 \therefore

$$\begin{aligned} \cosh \sqrt{Y Z} &= 1 + \frac{Z Y}{2} + \frac{Z^2 Y^2}{24} \\ &= 1 + \frac{0.0178 \angle 148^\circ}{2} + \frac{0.00032 \angle 296^\circ}{24} \\ &= 1 + 0.0089 \angle 148^\circ + 0.0000133 \angle 296^\circ \\ &= 1 + 0.0089 (-0.848 + j 0.529) + 0.0000133 (0.438 - j 0.9) \\ &= 0.992 + j 0.00469 = 0.992 \angle 0.26^\circ \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \sinh \sqrt{Y Z} &= \sqrt{Y Z} + \frac{(Y Z)^{3/2}}{6} \\ &= 0.133 \angle 74^\circ + \frac{0.0024 \angle 222^\circ}{6} \\ &= 0.133 \angle 74^\circ + 0.0004 \angle 222^\circ \\ &= 0.133 (0.275 + j 0.961) + 0.0004 (-0.743 - j 0.67) \\ &= 0.0362 + j 0.1275 = 0.1325 \angle 74.6^\circ \end{aligned}$$

$$V_R = 110 \times 10^3 / \sqrt{3} = 63508 \text{ V}$$

$$= \frac{20 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 110 \times 10^3 \times 0.8} = 131 \text{ A}$$

$$\begin{aligned} V_S &= 63508 \times 0.992 \angle 0.26^\circ + 131 \times 445 \angle -16.0^\circ \times 0.1325 \angle 74.6^\circ \\ &= 63000 \angle 0.26^\circ + 7724 \angle 58.6^\circ \\ &= 63000 (0.999 + j 0.0045) + 7724 (0.5284 + j 0.8489) \\ &= 67018 + j 6840 = 67366 \angle 5.50^\circ \text{ V} \\ &= 67366 \times \sqrt{3} = 116.67 \times 10^3 \text{ V} = \mathbf{116.67 \text{ kV}} \end{aligned}$$

$$I_S = V_R \sqrt{\frac{Y}{Z}} \sinh \sqrt{Y Z} + I_R \cosh \sqrt{Y Z}$$

$$\begin{aligned} I_S &= 63508 \times 0.00224 \angle 16^\circ \times 0.1325 \angle 74.6^\circ + 131 \times 0.992 \angle 0.26^\circ \\ &= 18.85 \angle 90.6^\circ + 130 \angle 0.26^\circ \\ &= 18.85 (-0.0017 + j 0.999) + 130 (0.999 + j 0.0045) \\ &= 129.83 + j 19.42 = 131.1 \angle 8^\circ \text{ A} \\ &= \mathbf{131.1 \text{ A}} \end{aligned}$$

Correction de séries d'exercices 3

Solution exercice (1)

1- Pour diminuer la réactance inductive (X_L) par phase de 40%, il nous faut introduire des condensateurs en série avec la ligne dont la réactance capacitive est de :

$$X_C = 0,4 X_L.$$

Sachant que la réactance inductive par phase est de 30Ω , nous avons :

$$X_C = 0,4 \times 30 \Omega = 12 \Omega.$$

De plus, nous savons que la réactance capacitive est déterminée par la formule suivante:

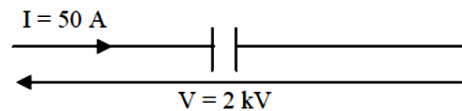
$X_C = 1/\omega C$. De cette formule, nous pouvons obtenir la capacitance par phase à installer, ce qui nous donne :

$$C = 1/\omega X_C = 221 \mu\text{F/phase}$$

2- La puissance réactive totale par phase que doit générer les condensateurs est déterminée par la formule suivante:

$$Q_{CT} = X_C I_R^2 = 12 \Omega \times (1 \text{ kA})^2 = 12 \text{ MVar}$$

Les condensateurs disponibles sur le marché dont les caractéristiques sont :



Peuvent fournir une puissance réactive par phase de :

$$Q_C = VI = 2 \text{ kV}_{(L-N)} \times 50 \text{ A} = 0,1 \text{ MVA}$$

Le nombre d'unités nécessaire pour obtenir la compensation désirée est:

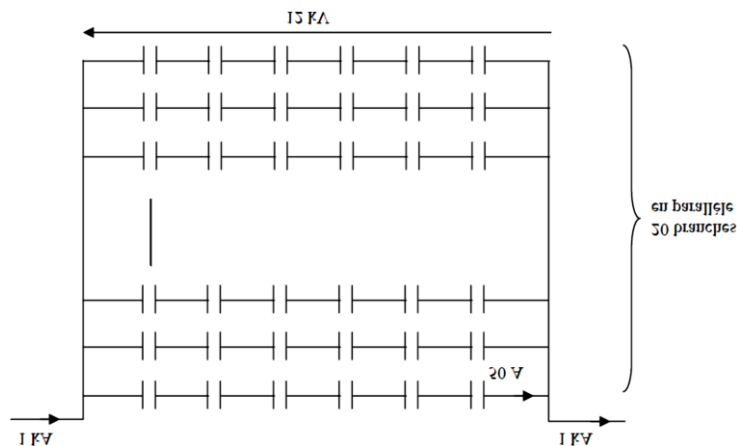
$$Q_{CT}/Q_C = 12 \text{ MVar}/0,1 \text{ MVar} = 120 \text{ unités.}$$

De plus, chaque unité ne peut supporter qu'un courant de 50 A. Étant donné que le courant circulant dans la ligne est de 1 kA, il nous faut :

$$1000 \text{ A} / 50 \text{ A} = 20 \text{ branches en parallèles.}$$

Par conséquent, il y aura : $120/20 = 6$ unités en série.

Le schéma de raccordement de ces condensateurs dans **chaque phase** est montré à la figure suivante :

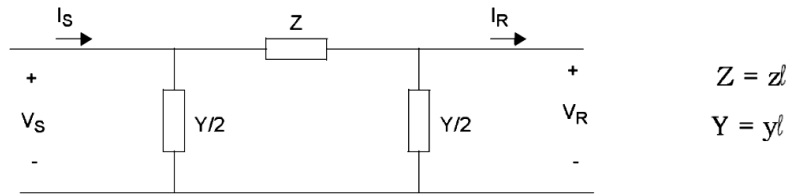


3- La puissance réactive triphasée produite par ces condensateurs est donnée par la relation suivante :

$$Q_{CT\ 3-\phi} = 3 V I_R = 3 \times 12 \text{ kV}_{(L-N)} \times 1 \text{ kA} = 36 \text{ MVA.}$$

Solution exercice (2)

a) On calcule les paramètres du circuit équivalent en pi nominal (modèle ligne moyenne) de la ligne.



On a:

$$Z = z'l = (0.03 + j0.35) \times 300 = 9 + j105 = 105.385 \angle 85.1^\circ \Omega$$

$$Y = y'l = (j4.4 \times 10^{-6}) \times 300 = j1.32 \times 10^{-3} \text{ S}$$

La compensation shunt est de 70%. L'admittance de la réactance de compensation doit être égale à 70% de l'admittance shunt totale de la ligne:

$$\frac{1}{jX_{\text{comp}}} = -0.7 \times Y = -0.7 \times j1.32 \times 10^{-3} = -j9.24 \times 10^{-4} \text{ S}$$

Alors, la réactance de compensation est égale à:

$$X_{\text{comp}} = \frac{1}{9.24 \times 10^{-4}} = 757.6 \Omega$$

b) On calcule les paramètres A et B de la ligne non-compensée:

$$A = 1 + \frac{ZY}{2} = 1 + \frac{(9 + j105)(j1.32 \times 10^{-3})}{2} = 0.9307 + j0.0059 = 0.9307 \angle 0.4^\circ$$

$$B = Z = 105.385 \angle 85.1^\circ \Omega$$

On prend la tension V_R comme référence de phase: $V_R = \frac{480}{\sqrt{3}} \angle 0^\circ = 277.128 \angle 0^\circ \text{ kV}$

Le courant dans la charge (fp = 1.0) est:

$$I_R = \frac{(1000/3)}{V_R} = \frac{(1000/3)}{277.128} = 1.2028 \angle 0^\circ \text{ kA}$$

La tension V_S est donnée par:

$$V_S = AV_R + BI_R = (0.9307 \angle 0.4^\circ)(277.128) + (105.385 \angle 85.1^\circ)(1.2028)$$

$$V_S = 297.649 \angle 25.5^\circ \text{ kV}$$

La tension à vide au bout de la charge dans ce cas (ligne SANS compensation) est:

$$|V_{\text{RNL}}| = \frac{|V_S|}{|A|} = \frac{297.649}{0.9307} = 319.812 \text{ kV}$$

La tension à vide au bout de la charge dans ce cas (ligne SANS compensation) est:

$$|V_{RNL}| = \frac{|V_S|}{|A|} = \frac{297.649}{0.9307} = 319.812 \text{ kV}$$

Le facteur de régulation de tension de la ligne SANS compensation est:

$$VR = \frac{|V_{RNL}| - |V_{RFL}|}{|V_{RFL}|} = \frac{319.812 - 277.128}{277.128} = 0.154 \text{ ou } 15.4\%$$

Avec 70% de compensation shunt, l'admittance shunt totale équivalente devient:

$$Y_{eq} = 0.3Y = 0.3 \times (j1.32 \times 10^{-3}) = j3.96 \times 10^{-4} \text{ S}$$

Il n'y a de compensation série. Donc

$$Z_{eq} = Z = 105.385 \angle 85.1^\circ \Omega$$

Le paramètre A équivalent de la ligne AVEC compensation est:

$$A_{eq} = 1 + \frac{Y_{eq} Z_{eq}}{2} = 1 + \frac{(j3.96 \times 10^{-4})(105.385 \angle 85.1^\circ)}{2} = 0.9792 \angle 0.1^\circ$$

La tension à vide au bout de la charge dans ce cas (ligne AVEC compensation) est:

$$|V_{RNL}| = \frac{|V_S|}{|A_{eq}|} = \frac{297.649}{0.9792} = 303.971 \text{ kV}$$

Le facteur de régulation de tension de la ligne AVEC compensation est:

$$VR = \frac{|V_{RNL}| - |V_{RFL}|}{|V_{RFL}|} = \frac{303.971 - 277.128}{277.128} = 0.097 \text{ ou } 9.7\%$$

Solution exercice (3)

Remarque: On utilisera les équations suivantes pour calculer l'angle de puissance δ et la puissance réactive reçue, respectivement.

$$P_{R(3\phi)} = \frac{|V_{S(L-L)}| |V_{R(L-L)}|}{|B|} \cos(\theta_B - \delta) - \frac{|A| |V_{R(L-L)}|^2}{|B|} \cos(\theta_B - \theta_A) \quad (*)$$

$$Q_{R(3\phi)} = \frac{|V_{S(L-L)}| |V_{R(L-L)}|}{|B|} \sin(\theta_B - \delta) - \frac{|A| |V_{R(L-L)}|^2}{|B|} \sin(\theta_B - \theta_A) \quad (**)$$

L'impédance de la ligne et l'admission shunt sont :

$$Z = (0.05 + j0.45)(80) = 4 + j36 = 36.2215 \angle 83.6598^\circ \Omega$$

$$Y = (j3.4 \times 10^{-6})(80) = j0.272 \times 10^{-3} \text{ Siemens}$$

Les constantes ABCD du modèle π sont

$$A = D = \left(1 + \frac{ZY}{2}\right) = \left(1 + \frac{(4 + j36)(j0.272 \times 10^{-3})}{2}\right) \\ = 0.9951 + j0.000544 = 0.9951 \angle 0.0313^\circ$$

$$B = Z = 4 + j36 = 36.2215 \angle 83.6598^\circ \Omega$$

$$C = Y \left(1 + \frac{ZY}{4}\right)$$

$$C = (j0.272 \times 10^{-3}) \left(1 + \frac{(4 + j36)(j0.272 \times 10^{-3})}{4}\right) \\ = j0.0002713$$

La puissance apparente à la sortie de la ligne est :

$$S_{R(3\phi)} = 200 \angle \cos^{-1}(0.8) = 200 \angle 36.87^\circ = 160 + j120 \text{ MVA}$$

(a) Déterminer la puissance réactive totale et la valeur par phase de la capacité connectée en étoile quand la tension à l'entrée de la ligne est de 220 kV .

Pour $V_{R(L-L)} = 220$ kV, et à partir de l'équation de la puissance active triphasée reçue à la sortie de la ligne, on a :

$$P_{R(3\phi)} = \frac{|V_{S(L-L)}||V_{R(L-L)}|}{|B|} \cos(\theta_B - \delta) - \frac{|A||V_{R(L-L)}|^2}{|B|} \cos(\theta_B - \theta_A)$$

$$160 = \frac{(220)(220)}{36.2215} \cos(83.6598^\circ - \delta) - \frac{(0.9951)(220)^2}{36.2215} \cos(83.6598^\circ - 0.0313^\circ)$$

En conséquence,

$$\cos(83.6598 - \delta) = 0.23017 \quad \text{d'où} \quad \delta = 6.967^\circ$$

Maintenant à partir de l'équation de la puissance réactive triphasée reçue à la sortie de la ligne, on a :

$$Q_{R(3\phi)} = \frac{|V_{S(L-L)}||V_{R(L-L)}|}{|B|} \sin(\theta_B - \delta) - \frac{|A||V_{R(L-L)}|^2}{|B|} \sin(\theta_B - \theta_A) \quad Q_{R(3\phi)} =$$

$$\frac{(220)(220)}{36.2215} \sin(83.6598^\circ - 6.967^\circ) - \frac{(0.9951)(220)^2}{36.2215} \sin(83.6598^\circ - 0.0313^\circ)$$

$$= -21.12 \text{ Mvar}$$

Donc, le condensateur nécessaire en Mvar :

$$Q_C = 120 - (-21.12) = 141.12 \text{ Mvar}$$

L'impédance par phase de la capacité connectée en étoile

$$Z_C = \frac{|V_R|}{S_C^*} = \frac{\left(\frac{220}{\sqrt{3}}\right)^2}{j141.12/3} = -j342.964 \Omega$$

La capacité shunt pour chaque phase est

$$C = \frac{10^6}{(2\pi)(60)(342.964)} = 7.73 \mu\text{f}$$

Correction de séries d'exercices 4

Solution exercice (1)

$$Z_{2400V} = Z_p + n_1^2 (Z_s + n_2^2 Z_a) = 5 + (4)^2 1 + (4)^2 (5)^2 1 = 421 \Omega$$

$$Z_{120V} = Z_a + \frac{1}{n_2^2} \left(Z_s + \frac{1}{n_1^2} Z_p \right) = 1 + \frac{1}{(5)^2} 1 + \frac{1}{(5)^2} \frac{1}{(4)^2} 5 = 1.0525 \Omega$$

$$n_1 = \frac{2400 V}{600 V} = 4 \quad n_2 = \frac{600 V}{120 V} = 5$$

2- à partir des valeurs par unité.

$S_{base} = 1 \text{ MVA}$

$$V_{base1} = 2400 \text{ V}; V_{base2} = 600 \text{ V}; V_{base3} = 120 \text{ V} \quad Z_{base} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}}$$

$$Z_{base1} = 5.76 \Omega; Z_{base2} = 0.36 \Omega; Z_{base3} = 0.0144 \Omega$$

$$Z_p = \frac{5 \Omega}{5.76 \Omega} = 0.868 \text{ p.u.} \quad Z_s = \frac{1 \Omega}{0.36 \Omega} = 2.778 \text{ p.u.} \quad Z_a = \frac{1 \Omega}{0.0144 \Omega} = 69.444 \text{ p.u.}$$

$$Z_t = Z_p + Z_s + Z_a = 73.090 \text{ p.u.}$$

$$Z_{2400V} = 73.090 \text{ p.u.} \times 5.76 \Omega = 421 \Omega$$

$$Z_{120V} = 73.090 \text{ p.u.} \times 0.0144 \Omega = 1.0525 \Omega$$

Solution exercice (2)

On assume que les phases B et C possèdent une impédance de défaut Z_f et une impédance commune de défaut ligne terre Z_t . Les conditions aux limites du défaut sont :

$$\begin{cases} I_A = 0 \\ V_{BN} = I_B(Z_f + Z_t) + Z_t I_C & (1) \\ V_{CN} = I_B Z_t + (Z_f + Z_t) I_C & (2) \end{cases}$$

$$V_{BN} - V_{CN} = I_B Z_f - I_C Z_f = (I_B - I_C) Z_f$$

$$\begin{aligned} V_{BN} &= a^2 V_d + a V_i + V_h \\ V_{CN} &= a V_d + a^2 V_i + V_h \end{aligned}$$

$$V_{BN} - V_{CN} = (a^2 - a)(V_d - V_i)$$

De même $I_B - I_C = (a^2 - a)(I_d - I_i)$

$$\rightarrow (a^2 - a)(V_d - V_i) = (a^2 - a)(I_d - I_i) Z_f$$

$$(V_d - V_i)(I_d - I_i) Z_f \quad \text{soit} \quad V_d - I_d Z_f = V_i - Z_f I_i \quad (3)$$

$$V_{BN} + V_{CN} = (a^2 + a)(V_d + V_i) + 2V_h$$

$$(1) \text{ et } (2) \quad \rightarrow \quad V_{BN} + V_{CN} = (Z_f + Z_t)(I_B + I_C) + Z_t(I_B + I_C).$$

Sachant que $1 + a + a^2 = 0$, alors:

$$V_{BN} + V_{CN} = 2V_h - V_d - V_i = (2I_h - I_d - I_i)(Z_f + 2Z_t)$$

D'autre part, $I_A = 0$ et $I_d + I_i + I_h = 0$;

$$\text{On peut écrire: } 2V_h - V_d - V_i = 3I_h(Z_f + 2Z_t)$$

D'après (3), $V_i = V_d - Z_f I_d + Z_t I_i$.

On a $2V_h - 2V_d - Z_f I_d + (I_d + I_h) Z_f = 3I_h(Z_f + 2Z_t)$ qui se réduit à:

$$V_h(Z_f + 3Z_t) = V_d - I_d Z_f \quad (4)$$

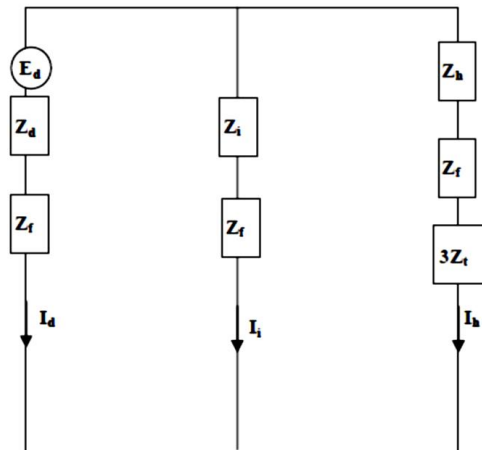
On rappelle les équations du générateur :

$$\begin{cases} V_d = E_d - Z_d I_d \\ V_i = 0 - Z_i I_i \\ V_h = 0 - Z_h I_h \end{cases} \quad (3)$$

Par conséquent en tenant compte de (3), on a : $E_d - (Z_f + Z_d) I_d = -I_i (Z_i + Z_f)$

À partir de (4) : $E_d - (Z_f + Z_d) I_d = -I_h (Z_h + Z_f + 3Z_t)$

Ces équations nous permettent d'établir le schéma équivalent du défaut pour une phase comme suit :



À partir de ce circuit, on déduit les composantes symétriques du courant :

$$\begin{cases} I_d = \frac{E_d}{Z_d + Z_f + \left[\frac{(Z_i + Z_f)(Z_h + Z_f + 3Z_t)}{Z_i + Z_h + 2Z_f + 3Z_t} \right]} \\ I_i = -I_d \left(\frac{(Z_i + Z_f)(Z_h + Z_f + 3Z_t)}{Z_i + Z_h + 2Z_f + 3Z_t} \right) \\ I_h = -(I_d + I_i) \end{cases}$$

Solution exercice (3)

Quand le disjoncteur intervient, la composante apériodique est éteinte à l'intérieur du réseau mais pas à l'intérieur des enroulements de l'alternateur.

Courants de court-circuit

triphasé	monophasé	Biphasé isolé	Biphasé terre
$I_{\infty} = \frac{U}{\sqrt{3} Z_d } = \frac{36}{1,22} = 17 \text{ kA}$	$I_{\infty} = \frac{U\sqrt{3}}{ Z_d + Z_i + Z_o } = \frac{36\sqrt{3}}{1,22 + 1,17 + 1,0} = 18 \text{ kA}$	$I_{\infty} = \frac{U}{ Z_d + Z_i } = \frac{36}{1,22 + 1,17} = 15 \text{ kA}$	$I_{\infty} = \frac{U Z_o - a Z_i }{ Z_d \times Z_i + Z_i \times Z_o + Z_o \times Z_d } = \frac{36 \times 1,915}{3,91} = 17,6 \text{ kA}$

Références bibliographiques

- [1] : Groupe Sonelgaz, Xd « *Guide Technique De Distribution* », Document Technique De Groupe Sonelgaz, 1984.
- [2] : Schneider Electric, « *Architecteur De Réseau De Distribution* », 2007
- [3] : I.Fofana. « *6GEI700 : Transport Et Exploitation d'Énergie Électrique Transport Et Exploitation D'énergie Électrique*. L'université Du Québec A Chikoutoumi
- [4] : J.L. Lilien « *Transport Et Distribution De L'énergie Electrique* » L'institut D'electricité Montefiore Université De Liège 2009
- [5] : F.Benhamida et K. Mohamed « *Calcul des paramètres des lignes de transport, modélisation des lignes électriques* ». Université De Sidi Bel Abbès, 2012.
- [6] : E.Courtoi. « *Étude Et Simulation Des Perturbations Dans Un Réseau De Istration Électrique; Conception D'un Banc D'essai Et Mise Au Point De Deux Systèmes D'acquisition* ». L'université Du Québec À Trois-Rivieres 1996
- [7] : V.K. Mehta Et R. Mehta, « *Principal Of Power System* », 4th Edition, 2011.
- [8] : Ph. Carrive, « *Réseaux De Distribution - Structure Et Planification* », Techniques De L'ingénieur, Traité Génie Electrique D 4210, 2006.
- [9] : P. Lagonotte, « *Les Lignes Et Les Câbles Electriques* », Cours Université De Poitiers, France, 2008.
- [10] : John Wiley & Sons « *Electric Power Transmission System Engineering, Analysis And Design* » Turan Gönen, , 1988
- [11] : F. Kiessling, P. Nefzger, J.F. Nolasco et U. Kaintzyk « *Overhead Power Lines. Planing, Design And Construction* ». Springer 2003.
- [12] : A.Chanal. « *Lignes aériennes - Présentation et calcul des lignes* » Technique de l'ingénieur.D4420
- [13] : A.Tilmatine « *Techniques De La Haute Tension* » Université Djillali Liabes
- [14] : T.Debu. « *Lignes Aériennes. Paramètres Electriques* » Technique de l'ingénieur. D 4 435.
- [15] : Schneider Electric, « *Analyse des réseaux triphasés en régime perturbé à l'aide des composantes symétriques,* » 2006
- [16] : D.Das . «*Electrical power system* ». 2006
- [17] : MEHDI Hichem, *Etude des problèmes de compatibilité électromagnétique liés au passage en 400KV des lignes de transport d'énergie électrique*, Mémoire de MAGISTERE, Université des Sciences et de la Technologie d'Oran Mohamed Boudiaf, Oran
- [18] : Le Ha Hoang, *Contribution à la modélisation tridimensionnelle des interactions champ électromagnétique - corps humain en basses fréquences*, Thèse de DOCTORAT N0 d'ordre : E.C.L 2007-32.