

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

République Algérienne Démocratique et Populaire

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

جامعة ابن خلدون - تيارت

Université IBN KHALDOUN – Tiaret

Faculté des Sciences appliquées

Département de Génie Électrique

Laboratoire de Génie Electrique et Plasmas



كلية العلوم التطبيقية

قسم الهندسة الكهربائية

مخبر الهندسة الكهربائية والبلازما

Polycopié de cours UEF 311

Destiné aux étudiants 3^{ème} année licence électrotechnique

Intitulé

Réseaux Électriques

Dr. KOUADRIA Selman

Maître de Conférences classe « B »

Les Experts :

Pr. ALLAOUI Tayeb

Dr. BELABBAS Belkacem

Année universitaire 2023-2024

Préface

Ce document est un support de cours de réseaux électriques destiné essentiellement aux étudiants de troisième année licence Electrotechnique. Il est destiné à donner un aperçu sur la gestion et le dimensionnement du réseau d'énergie électrique. Il répond également aux besoins des lecteurs qui veulent acquérir une bonne compréhension des principes du réseau électrique ainsi que ses aspects théoriques et pratiques, l'accent est mis sur les concepts et sur les dérivations mathématiques. Par ailleurs il est à signaler que ce travail n'a aucun caractère définitif ; il ne prétend pas être exhaustif.

Le document se compose de cinq chapitres.

Le chapitre 1 : présente des généralités sur le réseau électrique. C'est une introduction aux concepts de base relatifs à la structure du système électrique et à quelques autres aspects importants.

Le chapitre 2 : concerne les modes de transport, répartition et distribution de l'énergie électrique, où sont exposées les différentes topologies, structures et architectures des réseaux électriques.

Le chapitre 3 : traite essentiellement les paramètres des lignes de transmission, leurs types, leurs composants ainsi le calcul des caractéristiques longitudinales (Résistance, inductance), et aussi le calcul des caractéristiques transversales (Capacité, conductance) des lignes électriques. Il est consacré aussi au calcul du transit de puissance et au développement des équations permettant le calcul des chutes de tensions en fonction des paramètres du réseau.

Le chapitre 4 : traite les transformateurs, leurs modélisations, détermination de leurs paramètres et leurs modes de couplages, ainsi que les principaux types de transformateurs. Un accent est mis sur le système d'unité relative.

Le chapitre 5 : couvre l'analyse des défauts équilibrés et déséquilibrés. On discute également de la technique des composantes symétriques qui résolvent le problème d'un circuit déséquilibré en une solution de nombre de circuits équilibrés.

Table des matières

Préfaces.....	i
---------------	---

Chapitre 1 : Généralité sur les réseaux électriques

1.1. Introduction	1
1.2. Rappel historique.....	1
1.3. Organisation du Réseau Electrique.....	2
1.4. Les Centrales Électriques	3
1.4.1 Les centrales thermiques.....	3
1.4.2 Les centrales nucléaires	4
1.4.3 Les centrales éoliennes	4
1.4.4 Les centrales solaires photovoltaïque	5
1.4.5 Les centrales hydroélectriques.....	5
1.5. Les postes électriques	6
1.6. Les différents éléments du poste	6
1.6.1 Transformateur de puissance	7
1.6.2 Transformateur de tension (TT).....	7
1.6.3 Transformateur de courant (TI)	7
1.6.4 Un disjoncteur à haute tension.....	8
1.6.5 Le sectionneur	8
1.6.6 Jeux de barres.....	9
1.6.7 Les isolateurs	9
1.7. Autres appareillage d'un poste	10
1.7.1 Supports	10
1.7.2 L'éclateur	10
1.7.3 Les câbles électriques	11
1.7.4 Câble de garde	12
1.7.5 Un paratonnerre	12
1.7.6 Le parafoudre (ou parasurtenseur).....	13
1.8. Centre de dispatching	13

Chapitre 2 : Modes de transport, répartition et distribution de l'énergie électrique

2.1. Introduction	14
2.2. Description des réseaux électriques :.....	14

2.3. Structure générale des réseaux électriques	14
2.3.1 Production.....	14
2.3.2 Transport.....	15
2.3.3 La répartition.....	15
2.3.4 La distribution.....	15
2.4. Les différents niveaux de tension	16
2.5. Topologies des réseaux électriques	17
2.5.1 Réseau maillé.....	17
2.5.2 Réseau bouclé	17
2.5.3 Réseau radial.....	17
2.5.4 Réseau arborescent	17
2.6. Architecture des réseaux de distribution	18
2.6.1 Choix de l'architecture des réseaux	18
2.6.2 Postes sources HT/MT.....	19
2.6.3 Réseaux MT.....	20
2.6.3.a Réseaux MT aérien	20
2.6.3.a.1 Réseaux MT, à neutre distribué	20
2.6.3.a.1 Réseaux MT, sans neutre distribué	21
2.6.3.b Réseaux MT souterrain.....	22
2.6.3.b.1 Réseau en double dérivation	22
2.6.3.b.2 Réseau en dérivation multiples.....	22
2.6.3.b.3 Réseau en coupure d'artère.....	23
2.6.4 Postes MT/ BT.....	24
2.6.4.a Poste sur poteau dit H61	24
2.6.4.b Poste bas simplifier sous capot.....	25
2.6.4.c Postes de type urbain raccordés en souterrain	25
2.6.5 Les réseaux BT à l'intérieur du site.....	26
2.6.5.a Modes d'alimentation des tableaux BT	26
2.6.5.a.1 L'alimentation des tableaux BT avec une seule source d'alimentation	26
2.6.5.a.2 L'alimentation des tableaux BT par une double alimentation sans couplage..	27
2.6.5.a.3 L'alimentation des tableaux BT par une double alimentation avec couplage .	27
2.6.5. a.4L'alimentation des tableaux BT par une triple alimentation sans couplage	28
2.6.5. a.5L'alimentation des tableaux BT par une triple alimentation avec couplage....	28
2.6.5.b Les tableaux BT secourus par des alternateurs.....	29
2.6.5.b.1 1 ^{er} exemple : 1 transformateur et 1 alternateur	29

2.6.5.b.2 2 ^{ème} exemple : 2 transformateurs et 2 alternateurs	29
--	----

Chapitre 3 : Modélisation des lignes électriques

3.1. Introduction	31
3.2. Caractéristiques longitudinales.....	31
3.2.1 La résistance	31
3.2.2 Réactance longitudinale (Inductance).....	33
3.2.2.a Inductance d'un conducteur simple	33
3.2.2.a.1 Inductance interne	34
3.2.2.a.2 Inductance externe	35
3.2.2.b Inductance d'une ligne monophasée.....	35
3.2.2.c Inductance d'une ligne triphasée symétrique.....	37
3.2.2.d Inductance d'une ligne triphasée non symétrique (ligne transposée).....	37
3.2.2.e Inductance des conducteur composites	38
3.2.2.f RMG des conducteurs en fiseaux	40
3.2.2.g Inductance d'une ligne triphasée à double circuit	40
3.2.3 Capacité d'une ligne	41
3.2.3.a Capacité d'une ligne monophasée.....	41
3.2.3.b Capacité d'une ligne triphasée	43
3.2.3.c Effet des conducteurs en fiseaux.....	45
3.2.3.d Capacité d'une ligne triphasée à double circuit.....	45
3.2.3.e Effet du sol sur la capacité	46
3.3. La conductance due à l'effet couronne G.....	47
3.4. Modélisation et performance des lignes électriques.....	47
3.4.1 Modèle d'une ligne courte	47
3.4.2 Régulation de la tension.....	48
3.4.3 Modèle d'une ligne moyenne	49
3.4.4 Modèle d'une ligne longue	50
3.5. Calcul des chutes de tension.....	54
3.5.1 Calcul de ΔU	55
3.5.2 Calcul à partir d'un tableau simplifié	56
3.6. Effet Ferranti.....	57
3.6.1 Pourquoi l'effet Ferranti se produit ?	57
3.6.2 Explication détaillée de l'effet Ferranti en considérant un modèle π nominal.....	57
3.6.3 Comment réduire l'effet Ferranti.....	59

3.7. Ecoulement de puissance à travers une ligne de transport	60
3.8. Compensation de l'énergie réactive	61
3.8.1 Présentation.....	61
3.8.2 Avantages dus à l'amélioration du facteur de puissance.....	62
3.8.2.a Diminution de la facture d'électricité	62
3.8.2.b Optimisation des choix technico-économiques	63
3.8.2.b.1 Diminution de la section des câbles.....	63
3.8.2.b.2 Diminution des pertes en ligne	63
3.8.2.b.3 Réduction de la chute de tension	63
3.8.2.b.4 Augmentation de la puissance disponible.....	63
3.8.3 Principe de la compensation	63
3.8.4 Puissance réactive de compensation	64
3.8.5 Les batteries de condensateur	64
3.8.5.a Choix d'une batterie de condensateur.....	64
3.8.5.b Moyens de compensation.....	64
3.8.5.b.1 Les batteries de condensateurs de type fixe.....	64
3.8.5.b.2 Principe et intérêt de la compensation automatique	64
3.8.6 Modes de compensation.....	65
3.8.7 Calcul de la valeur du condensateur selon le mode du couplage.....	66
3.8.7.a Couplage des condensateurs en triangle	66
3.8.7.b Couplage des condensateurs en étoile	66

Chapitre 4 : Transformateurs et système d'unité relative

4.1. Généralités sur le Transformateur	67
4.2. Transformateur Monophasé.....	67
4.2.1 Principe de fonctionnement	67
4.2.2 Symbole	67
4.3. Transformateur parfait.....	67
4.3.1 Hypothèses simplificatrices	67
4.3.2 Relations entre les tensions.....	68
4.3.2.a Au primaire.....	68
4.3.2.b Au secondaire	68
4.3.3 Selon la valeur de m, on peut distinguer.....	68
4.3.4 Formule de Boucherot	69
4.3.5 Relations entre les intensités.....	69

4.3.6 Diagramme de Fresnel	69
4.4. Transformateur réel	69
4.5. Relations du transformateur réel.....	70
4.5.1 Relations entre les tensions.....	70
4.5.2 Relations entre les intensités.....	70
4.6. Transformateur réel dans l'approximation de Kapp.....	70
4.6.1 Hypothèse	70
4.6.2 Schéma équivalent ramené au secondaire	71
4.6.3 Calcul approché de la chute de tension au secondaire.....	72
4.7. Détermination des paramètres et pertes du transformateur	72
4.7.1 Essai à vide	72
4.7.1.a Calcul du rapport de transformation	72
4.7.1.b Détermination des pertes de fer	72
4.7.2 Essai en court-circuit	73
4.7.2.a Détermination de la résistance ramenée au secondaire.....	73
4.7.2.b Calcul de réactance	73
4.8. Rendement du transformateur	73
4.9. Transformateurs triphasés.....	74
4.9.1 Symbole électrique	74
4.9.2 Constitution.....	74
4.9.3 Couplage des enroulements	74
4.9.4 Rapport de transformation	75
4.9.5 Indice horaire	76
4.9.5.a Détermination de l'indice horaire à partir du schéma de couplage du transformateur.....	76
4.9.6 Couplages usuels des transformateurs triphasés.....	76
4.9.7 Schéma monophasé équivalent.....	77
4.9.7.a Méthode du transformateur colonne	77
4.9.7.b Méthode des dipôles équivalents de Thévenin	78
4.9.7.c Equations et diagramme.....	79
4.9.8 Marche en parallèle des transformateurs triphasés	79
4.9.8.a Equations électriques	79
4.9.9 Caractéristiques d'un transformateur triphasé.....	80
4.9.10 Groupes d'indices horaires	80
4.9.11 Couplage en parallèle des transformateurs	81

4.10. Principaux types de transformateurs.....	81
4.10.1 Transformateurs de mesure.....	81
4.10.1.a Les transformateurs de tension	82
4.10.1.a.1 Schéma de principe	82
4.10.1.a.2 Symbole	82
4.10.1.a.3 Principe de Fonctionnement	82
4.10.1.a.4 Caractéristiques.....	82
4.10.1.b. Les transformateurs de courant.....	83
4.10.1.b.1 Branchés en série	83
4.10.1.b.2 Schéma de principe	83
4.10.1.b.3 Symboles	83
4.10.1.b.4 Principe de fonctionnement	83
4.10.1.b.5 Caractéristiques principales	84
4.10.1.c Transformateurs avec régleur en charge	84
4.10.1.d Transformateurs à trois enroulements	85
4.10.1.d.1 Applications.....	85
4.10.1.d.2 Modèle d'un transformateur à trois enroulements	85
4.10.1.e Transformateur déphaseur	86
4.10.1.f. Autotransformateur.....	87
4.10.1.f.1 Avantages	89
4.10.1.f.2 Inconvénient	89
4.10.1.f.3 Utilisation	89
4.11. Système d'unité relative	90
4.11.1 Introduction.....	90
4.11.2 Formule de base	90
4.11.3 Changement de base	92

Chapitre 5 : Calcul des courants de court-circuit

5.1. Introduction	93
5.2. Importance de calcul des courants de court-circuit	94
5.3. Causes des courants de court-circuit	94
5.4. Les principaux défauts de court-circuit	95
5.5. Caractéristiques des courts-circuits	95
5.6. Conséquences des défauts de court-circuit.....	96
5.7. Etablissement de l'intensité de court-circuit	96

5.7.1 Défaut éloigné des alternateurs.....	97
5.7.2 Défaut à proximité des alternateurs	98
5.8. Valeur du courant I_{CC} selon les différents types de court-circuit.....	99
5.8.1 Courts-circuits symétriques	100
5.8.1.a Calcule des courants de court-circuit symétrique par la méthode des impédances	100
5.8.1.b Calcul des courants de court-circuit symétrique par la théorie de Thévenin ...	101
5.9. Puissance du court-circuit.....	107
5.10. Courts-circuits asymétriques	108
5.10.1 Calcul des courants de court-circuit par la méthode des impédances.....	108
5.10.1.a Court-circuit biphasé isolé	109
5.10.1.b Court-circuit monophasé isolé	109
5.10.1.c Court-circuit à la terre (monophasé ou biphasé).....	110
5.10.2 Calcul des courants de court-circuit par la méthode des composantes symétriques	111
5.10.3 Les composantes symétriques.....	111
5.10.3.a Principes fondamentaux des composantes symétriques	112
5.10.3.b Impédances de séquence	115
5.10.3.b.1 Impédances de séquence des charges connectées en Y	115
5.10.3.b.2 Impédance de séquence des lignes de transmission.....	116
5.10.3.b.3 Impédance de séquence d'une machine synchrone	118
5.10.3.b.4 Impédance de séquence du transformateur	118
5.10.3.b.5 Réseaux de séquence d'une machine synchrone (générateur) chargée	120
5.10.4 Méthodologie pour le calcul des courants de court-circuit.....	122
5.10.5 Défaut Phase-Terre (L-T)	123
5.10.6 Défaut Phase-Phase (L-L).....	125
5.10.7 Défaut biphasé -Terre (L-L-T).....	126
Références bibliographiques.....	127

1.1. Introduction

L'énergie électrique est un facteur essentiel pour le développement et l'évolution des sociétés humaines que ce soit sur le plan de l'amélioration des conditions de vie, ou sur le développement des activités industrielles. Elle est devenue une forme d'énergie indispensable par sa souplesse d'utilisation et par la multiplicité des domaines d'activités où elle est appelée à jouer un rôle important. Ces modes de production ainsi que les moyens de production associés sont amenés à subir de profonds changements au cours des prochaines décennies.

Il est donc nécessaire de savoir la produire de manière efficace et continue. Pour répondre à la consommation croissante d'électricité, il a fallu construire des centrales électriques capables de produire de l'électricité en grande quantité. Une fois le courant produit, il doit être amené jusqu'au consommateur. En Algérie, ce service est assuré par la SONELGAZ qui est une société nationalisée à cet effet, SONELGAZ a une triple mission :

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

1.2. Rappel historique

En 1882, est mise en place à New-York, par Edison, la première centrale de génération d'énergie électrique à courant continu d'environ 33 kW. A la même époque, à Londres (Royaume Uni) apparaît une centrale de distribution d'énergie électrique de 60kW fonctionnant à courant continu sous une tension de 100 V. Ce mode de génération d'énergie électrique à courant continu à l'inconvénient de ne pas permettre la transmission de l'énergie sur de grandes distances car celle-ci ne peut être générée et utilisée qu'à des tensions basses pour des raisons de sécurité et d'isolation. D'où l'idée de construire des stations de génération près des centres de consommation, ce qui a entraîné la multiplicité de mini-réseaux. L'invention du transformateur en 1885, va ouvrir une nouvelle ère dans la transmission de l'énergie à courant alternatif (C.A) et en systèmes polyphasés. En 1890, une première ligne de transmission d'énergie électrique à C.A 3300V et de longueur 22 km était mis en service dans l'Oregon (U.S.A.). En 1894, un poste de génération biphasé et quatre postes de génération triphasés existent déjà aux Etats-Unis. Les niveaux de tension de transport vont progressivement croître à partir de 3,3 kV en 1890 atteindre 100kV au début du siècle précédent. Actuellement des niveaux de 1000 kV existent.

1.3. Organisation du Réseau Electrique

Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs d'électricité. Il est constitué des

lignes électriques exploitées à différents niveaux de tension, connectées entre elles dans des postes électriques. Les postes électriques permettent de répartir l'électricité et de la faire passer d'une tension à l'autre grâce aux transformateurs.

Un réseau électrique doit aussi assurer la gestion dynamique de l'ensemble production et transport et consommation, mettant en œuvre des réglages ayant pour but d'assurer la stabilité de l'ensemble.

Les systèmes électro-énergétiques ont été conçus dans le but de veiller à :

- La fiabilité de la fourniture de l'énergie électrique : Le système de production tient à relier toutes les unités de production et visent à assurer une fonction de secours en cas de panne et/ou de défaillances.
- La possibilité d'une disponibilité de l'énergie électrique aux consommateurs avec un prix raisonnable.
- Permettent d'acheminer l'énergie produite par des sources délocalisées vers les points de consommations.
- La continuité de service tout en maintenant l'outil de production et le confort d'exploitation.

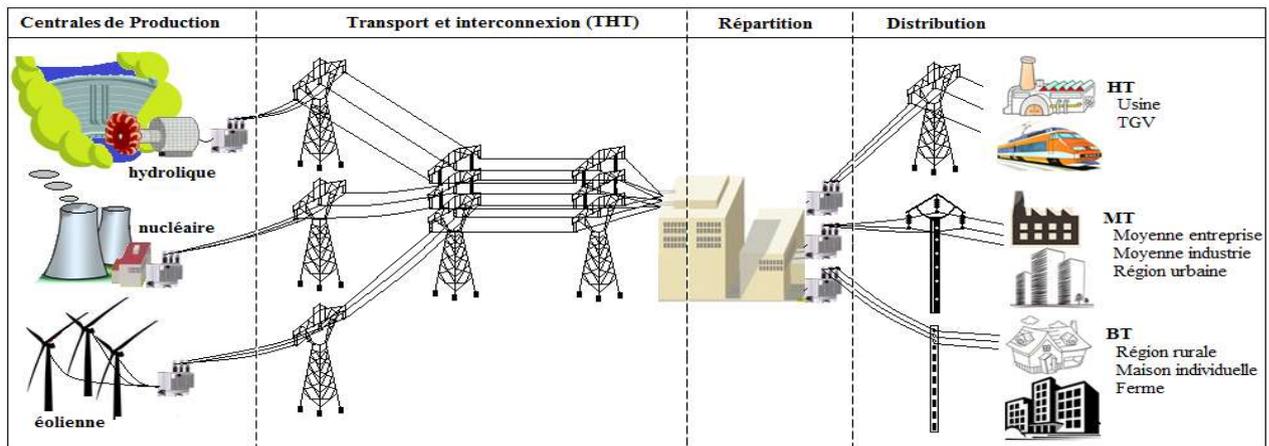


Fig. 1.1: Organisation du réseau

1.4. Les Centrales Électriques

Une centrale électrique établit une chaîne énergétique afin de fabriquer de l'électricité: une énergie primaire (chimique, nucléaire, mécanique, ..) subit une ou plusieurs conversions pour devenir finalement une énergie électrique.

Toutes les centrales électriques possèdent un élément commun fondamental: l'alternateur qui joue le rôle de convertisseur d'énergie (sauf les centrales photovoltaïques). En effet, il convertit l'énergie mécanique en énergie électrique.

Il existe trois principaux types de centrales électriques :

- Les centrales à combustibles fossiles (charbon, pétrole et gaz naturel) dites centrales thermiques classiques ;
- Les centrales nucléaires qui sont également des centrales que l'on peut qualifier de thermiques;
- Les centrales à énergies renouvelable (Les centrales hydroélectriques, solaires ou photovoltaïques, éoliennes ...).

1.4.1 Les centrales thermiques

Les centrales thermiques à flamme sont capables de produire rapidement de l'énergie c'est pour quoi leur rôle principal est de répondre aux augmentations fortes et soudaines de la consommation d'électricité. Dans une centrale thermique on chauffe de l'eau pour la transformer en vapeur c'est le principe de la cocotte-minute, la force de cette vapeur entraîne une turbine dans la rotation va permettre la production d'énergie électrique, tous d'abord pour chauffer l'eau on installe plusieurs brûleurs dans une chaudière, la flamme des brûleurs peut être alimenté par différents types de combustibles : du fioul, du charbon pulvérisé ou du gaz. La chaudière est abaisée de milliers de tubes dans les quelles circule de l'eau. L'eau est chauffée à haute température puis ce dirigé vers un ballon ou en transforme en vapeur, la vapeur est ensuite envoyée sous pression vers la turbine qui mise en mouvement et transforme l'énergie thermique en énergie mécanique, la turbine est couplée à l'alternateur qui génère l'électricité par rotation du rotor (la partie mobile) à l'intérieur du stator (la partie fixe) l'énergie produite par cet alternateur est évacuée vers le réseau d'électricité par l'intermédiaire d'un transformateur, en sortie de la turbine la vapeur est alors dirigée vers le condenseur dans lequel circule de l'eau froide qui permet de retransformer la vapeur en eau enfin cet eau retourne vers la chaudière ou elle est de nouveau transformée en vapeur et le cycle recommence. Dans les centrales au charbon le plus récente, les fumées issues de la combustion sont traitées de manière à limiter leur impact sur l'environnement.

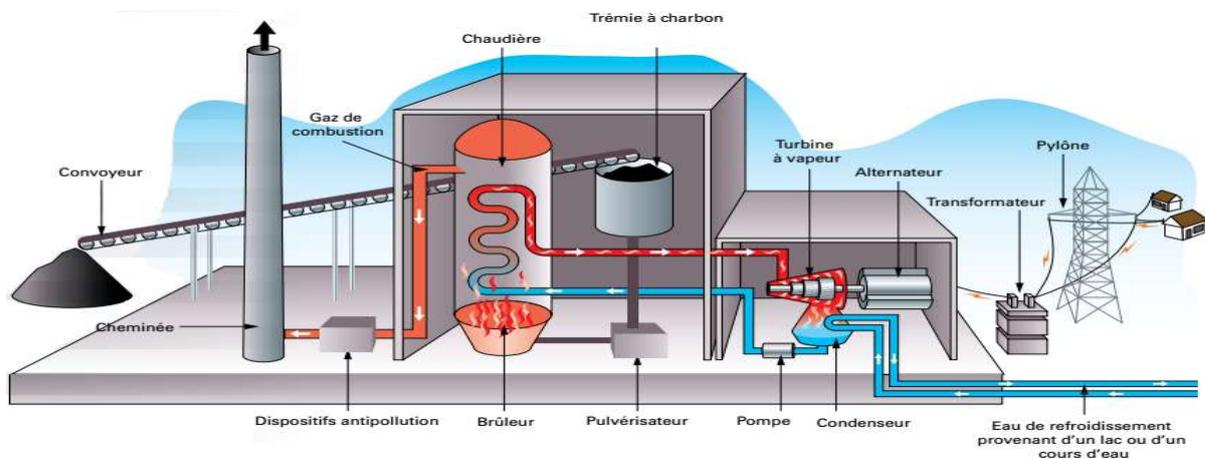


Fig. 1.1: Centrales thermiques

1.4.2 Les centrales nucléaires

Les centrales nucléaires produisent l'électricité à partir de la chaleur libérée par une réaction nucléaire. Ce phénomène est provoqué par la division du noyau d'un atome, procédé que l'on appelle fission nucléaire.

Une centrale nucléaire est identique à une centrale thermique à vapeur, sauf que la chaudière est remplacée par un réacteur contenant le combustible nucléaire en fission.

Les installations mécaniques et électriques d'une centrale nucléaire (turbine - alternateur - condenseur) sont, dans leur principe, les mêmes que celles d'une centrale thermique classique. Le rendement global est semblable (entre 30 % et 40 %) et l'on doit encore prévoir un système de refroidissement important, ce qui nécessite un emplacement près d'un cours d'eau ou la construction d'une tour de refroidissement. A cause de ces similitudes, nous nous limiterons à l'étude du principe de fonctionnement et des caractéristiques du réacteur lui-même.

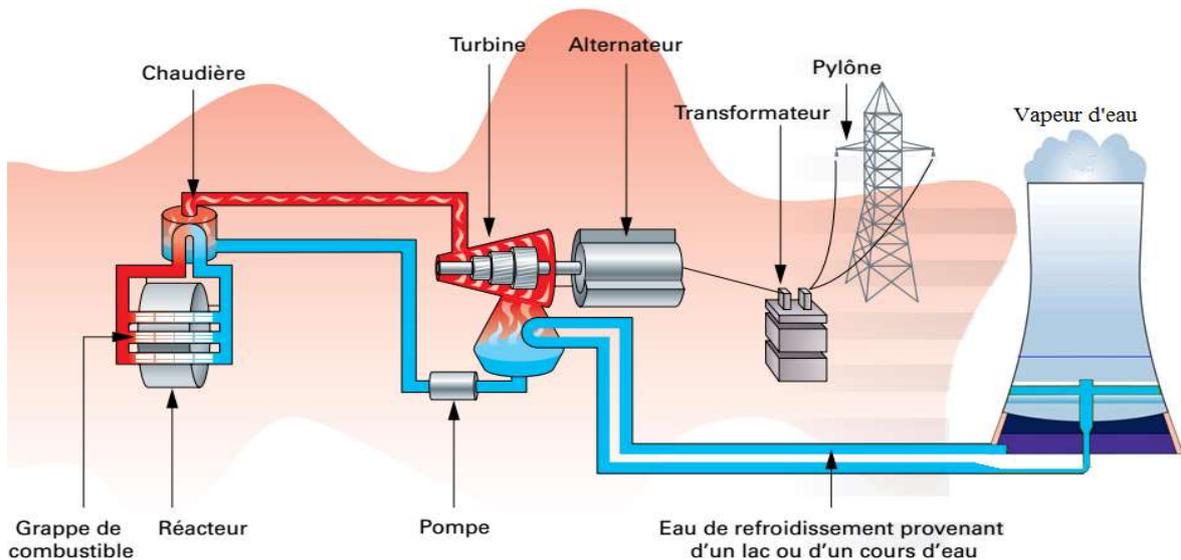


Fig. 1.3: Centrales nucléaires

1.4.3 Les centrales éoliennes

Une éolienne (aérogénérateurs) est constituée d'un ensemble de dispositifs qui transforment l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique, laquelle est ensuite transformée en énergie électrique. Le rendement énergétique de même que la puissance développée des éoliennes sont fonction de la vitesse du vent ; dans la plage de fonctionnement de l'éolienne, la puissance est approximativement proportionnelle au cube de cette vitesse.

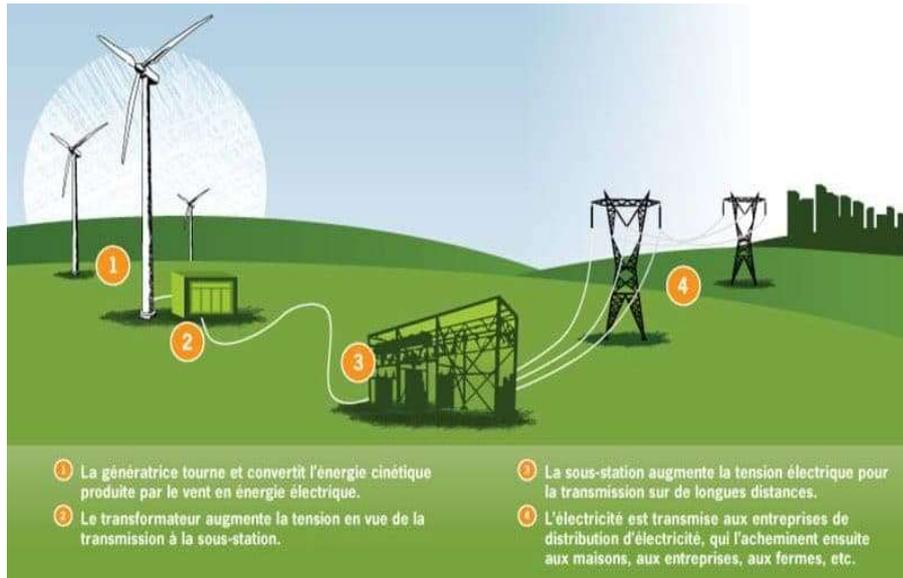


Fig. 1.4: Centrales éoliennes

1.4.4 Les centrales solaires photovoltaïques

L'énergie solaire photovoltaïque est une énergie électrique produite à partir du rayonnement solaire. La cellule photovoltaïque est le composant électronique de base. Elle utilise l'effet photoélectrique pour convertir les ondes électromagnétiques émises par le soleil en électricité. Plusieurs cellules reliées entre elles forment un module solaire photovoltaïque. Plusieurs modules regroupés forment une installation solaire. L'électricité est soit consommée ou stockée sur place, soit transportée par le réseau de distribution ou le réseau de transport.

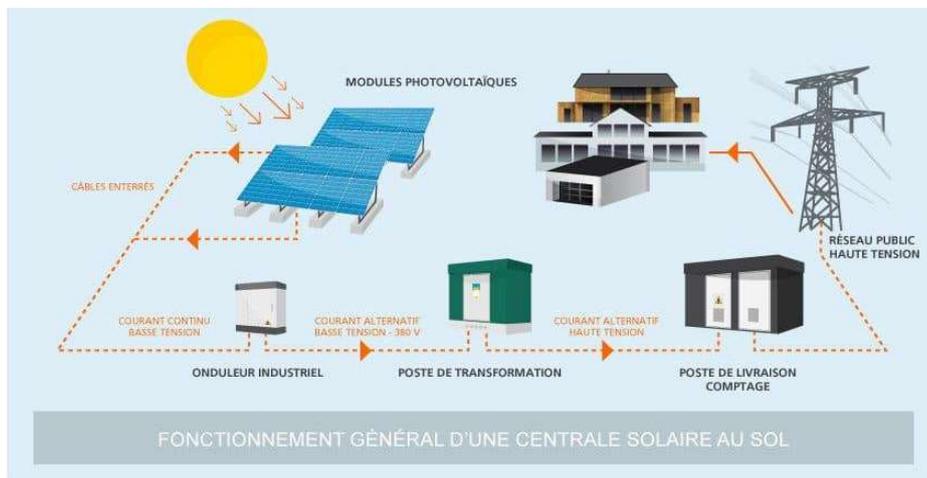


Fig. 1.5 : Centrales solaires

1.4.5 Les centrales hydroélectriques

Les centrales hydroélectriques convertissent l'énergie de l'eau en mouvement en énergie électrique. L'énergie provenant de la chute d'une masse d'eau est tout d'abord transformée dans une turbine hydraulique en énergie mécanique. Cette turbine entraîne un alternateur dans lequel l'énergie mécanique est transformée en énergie électrique.

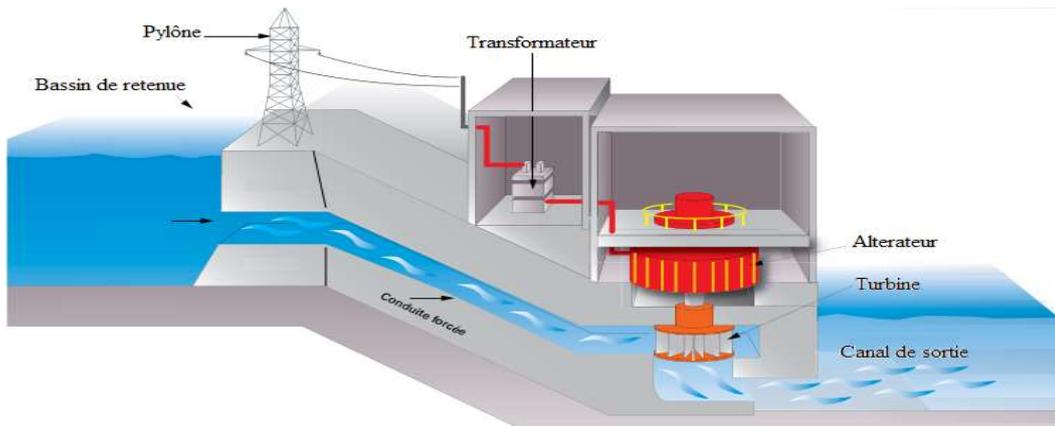


Fig. 1.6: Centrales hydrauliques

1.5. Les postes électriques

Les postes électriques sont des éléments principaux du réseau électrique, servent à la fois à la transmission et à la distribution d'électricité. Ils permettent d'élever la tension électrique pour sa transmission, puis de la redescendre en vue de sa consommation par les utilisateurs (particuliers ou industriels). Les postes électriques se trouvent donc aux extrémités des lignes de transmission ou de distribution. On parle généralement de sous-station.

Il existe plusieurs types de postes électriques :

- Postes de sortie de centrale : le but de ces postes est de raccorder une centrale de production de l'énergie au réseau,
- Postes d'interconnexion : le but est d'interconnecter plusieurs lignes électriques HTB,
- Postes élévateurs : le but est de monter le niveau de tension, à l'aide d'un transformateur,
- Postes de distribution : le but est d'abaisser le niveau de tension pour distribuer l'énergie électrique aux clients résidentiels ou industriels.

1.6. Les différents éléments du poste

Dans les postes électriques on trouve un certain nombre d'appareils électriques (transformateurs, disjoncteurs, sectionneurs...) qui participent au bon fonctionnement du réseau.

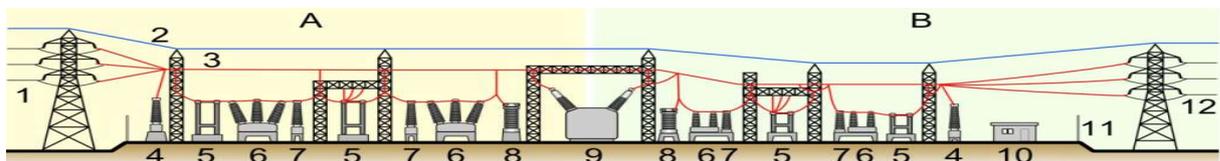


Fig. 1.7: Appareils électriques dans un poste (A : coté primaire, B : coté secondaire)

1. Ligne électrique primaire ; 2. Câble de garde ; 3. Ligne électrique ; 4. Transformateur de tension ; 5. Sectionneur ; 6. Disjoncteur ; 7. Transformateur de courant ; 8. Parafoudre ; 9. Transformateur de puissance ; 10. Bâtiment secondaire ; 11. Clôture ; 12. Ligne électrique secondaire.

1.6.1 Transformateur de puissance

Le transformateur de puissance est certainement le dispositif qui a permis l'essor puis la domination des réseaux alternatifs pour le transport, la distribution et l'utilisation de l'énergie électrique. La première fonction d'un transformateur a été l'élévation de la tension de transport afin de réduire le courant et donc les pertes joules générées dans les lignes. Cette élévation est bien entendue allée de pair avec l'abaissement de la tension aux points d'utilisation. D'un point de vue plus général, un transformateur est un élément indispensable à l'interconnexion des différents réseaux d'énergie.

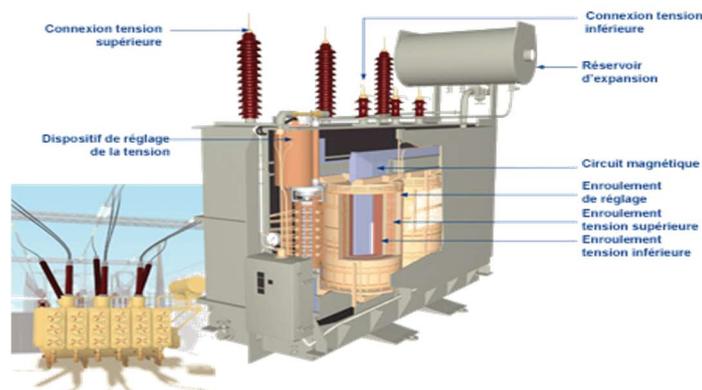


Fig. 1.8: transformateur de puissance

1.6.2 Transformateur de tension (TT) :

Les transformateurs de tension sont utilisés sur les lignes à haute tension pour alimenter des appareils de mesure (voltmètre, wattmètre, etc) ou de protection (relais). Ils servent à isoler ces appareils de la haute tension et à les alimenter à des tensions appropriées. Le rapport de transformation est choisi de façon que la tension secondaire soit d'une centaine de volts, ce qui permet l'utilisation d'instruments de fabrication courante pour la mesure de tension élevées.

1.6.3 Transformateur de courant (TI)

Les transformateurs de courant sont utilisés pour ramener à une valeur facilement mesurable les courants intenses des lignes à haute ou à basse tension. Ils servent également à isoler les appareils de mesure ou de protection des lignes à haute tension. Le primaire de ces transformateurs est monté en série avec la ligne dont on veut mesurer l'intensité. Ces transformateurs sont employés seulement à des fins de mesure et de protection, donc leur puissance est faible, de l'ordre de 15 à 200 VA. Le courant nominal secondaire est généralement compris entre 1 et 5 A.

L'emploi des transformateurs de courant sur les lignes à haute tension est indispensable pour des raisons de sécurité. Une ligne à 200 kV peut n'être parcourue que par une intensité de 40 A parfaitement mesurable par un ampèremètre de 0-50 A ; mais personne ne pourrait approcher

l'instrument sans subir une électrisation fatale. Il est essentiel que l'instrument soit isolé de la haute tension au moyen d'un transformateur. Comme dans le cas d'un transformateur de tension, on doit toujours raccorder un des fils secondaires à la masse.



Fig. 1.9 : transformateur de courant



Fig. 1.10 : transformateur de tension

1.6.4 Un disjoncteur à haute tension

Est destiné à établir, supporter et interrompre des courants sous sa tension assignée (la tension maximale du réseau électrique qu'il protège), selon la définition donnée par la Commission électrotechnique internationale¹. Il opère à la fois :

Dans des conditions normales de service, par exemple pour connecter ou déconnecter une ligne dans un réseau électrique;

Dans des conditions anormales spécifiées, en particulier pour éliminer un court-circuit dans le réseau provoqué par la foudre ou d'autres causes.

De par ses caractéristiques, un disjoncteur est l'appareil de protection essentiel d'un réseau à haute tension, car il est seul capable d'interrompre un courant de court-circuit et donc d'éviter que le matériel connecté sur le réseau soit endommagé par ce court-circuit.



Fig. 1.11: Disjoncteur

1.6.5 Le sectionneur

Le sectionneur est un appareil électromécanique permettant de séparer (un disjoncteur isole mais ne sépare pas), de façon mécanique, un circuit électrique et son alimentation, tout en assurant physiquement une distance de sectionnement satisfaisante électriquement. L'objectif peut être d'assurer la sécurité des personnes travaillant sur la partie isolée du réseau électrique ou bien d'éliminer une partie du réseau en dysfonctionnement pour pouvoir en utiliser les autres parties.

La fonction principale d'un sectionneur haute tension est de pouvoir séparer un élément d'un réseau électrique (ligne à haute tension, transformateur, portion de poste électrique, ...) Afin de permettre à un opérateur d'effectuer une opération de maintenance sur cet élément sans risque de choc électrique.



Fig. 1.12: Sectionneur

1.6.6 Jeux de barres :

Les jeux de barre sont généralement des barres plates ou des tubes creux en cuivre ou en aluminium. En haute tension les jeux de barres peuvent être « posés » sur des isolants, dans ce cas se sont des tubes. Ils peuvent être « tendus », c'est-à-dire que les jeux de barre sont flexibles et suspendus par des chaînes isolantes a des structures métalliques. Les jeux de barres permettent de relier les différentes composantes d'un poste électrique, ce qui les rend très important mais aussi très fragiles. En effet, si un jeu de barres est soumis à un court-circuit, c'est le poste entier qui est mis hors tension. Généralement, plusieurs jeux de barres connectés en parallèle permettant d'empêcher ce problème et permet de faire la maintenance d'un jeu de barres sans mettre le poste entier hors service.



Fig. 1.13: Jeux de barres

1.6.7 Les isolateurs

Un isolateur est un composant électrotechnique conçu pour fixer, maintenir ou soutenir les conducteurs électriques nus. On trouve des isolateurs surtout sur les lignes à haute tension, mais également sur les lignes télégraphiques ou dans les postes électriques. Ils assurent l'isolement électrique entre les câbles conducteurs et les supports. Sur le réseau de transport, les isolateurs sont utilisés en chaîne, dont la longueur augmente avec le niveau de tension.

Les isolateurs ont deux fonctions principales :

- Ils empêchent le courant électrique qui circule dans les conducteurs de phase de passer dans les pylônes.
- Ils accrochent les conducteurs de phase au pylône.

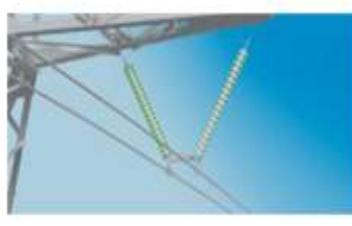
*Chaînes d'ancrage**Chaînes en V**Chaînes droite*

Fig. 1.14: Isolateurs

1.7. Autres appareillages d'un poste

1.7.1 Supports

Le rôle des pylônes est de maintenir les câbles à une distance minimale de sécurité du sol et des obstacles environnants, afin d'assurer la sécurité des personnes et des installations situées aux voisinages des lignes. Le choix des pylônes se fait en fonction des lignes à réaliser, de leur environnement et des contraintes mécaniques liées au terrain et aux conditions climatiques de la zone. Leur silhouette est caractérisée par la disposition des câbles conducteurs.

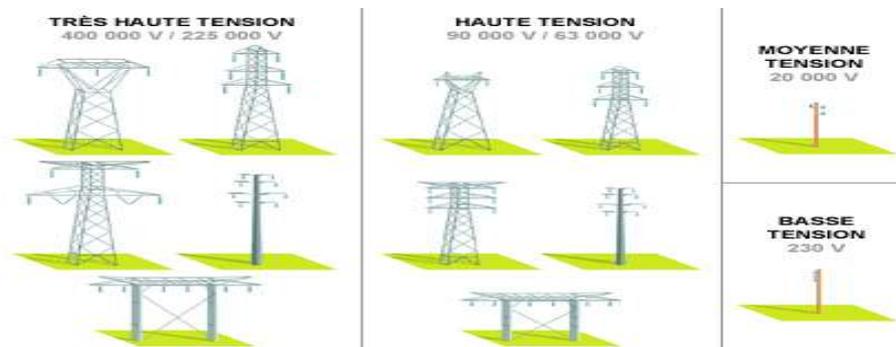


Figure 1.15: Supports

1.7.2 L'éclateur

Les éclateurs sont composés de deux électrodes face-à-face l'une reliée à l'élément à protéger et l'autre à la terre, dans un milieu qui peut être l'air ambiant (éclateur à air), de l'air mais dans un milieu clos (à air encapsulé) ou du gaz (éclateurs à gaz). Au-delà d'une certaine tension entre les bornes, donc d'un certain champ électrique entre les électrodes, un amorçage se produit et le courant passe en formant un arc électrique. Les éclateurs sont très robustes et permettent de dévier des courants de foudre importants ; cependant l'arc électrique qui apparaît lors du fonctionnement est maintenu par le courant que débite le réseau : il faut donc prévoir la coupure de ce court-circuit. C'est le principe des cornes d'amorçage que l'on voit sur les équipements de distribution d'électricité mais ils sont également utilisés en basse tension.

L'éclateur représente un point faible pour l'écoulement des surtensions à la terre et protéger ainsi le matériel. La tension d'amorçage de l'éclateur est réglée en agissant sur la distance dans l'air entre les électrodes, de façon à obtenir une marge entre la tenue au choc du matériel à protéger et la tension d'amorçage Au choc de l'éclateur.

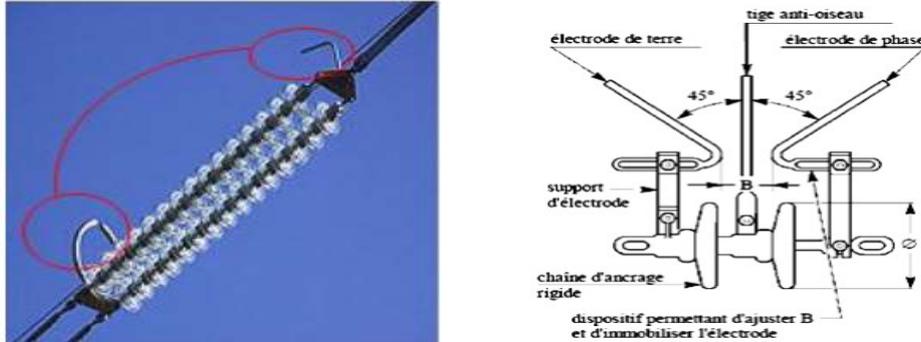


Fig. 1.16: L'éclateur

1.7.3 Les câbles électriques

Les câbles électriques assurant le transport et la distribution de l'énergie peuvent être des câbles nus constituant des lignes aériennes ou des câbles souterrains isolés. L'isolement électrique des lignes aériennes est effectué par des isolateurs rigides ou suspendus fixés sur des poteaux ou pylônes maintenus au sol par des fondations. Les câbles sont formés de couches successives de brins conducteurs ronds en aluminium fréquemment combinés avec des fils d'acier formant l'âme du conducteur, ou en Almélec.

Les câbles souterrains, beaucoup plus coûteux et employés dans les zones urbanisées, sont constitués de fils conducteurs en aluminium ou en cuivre câblés en hélice et isolés soit par du papier imprégné d'huile, soit, de plus en plus fréquemment, par des matières synthétiques. Leur protection extérieure est assurée par des gaines de plomb ou d'aluminium recouvertes de gaines synthétiques.

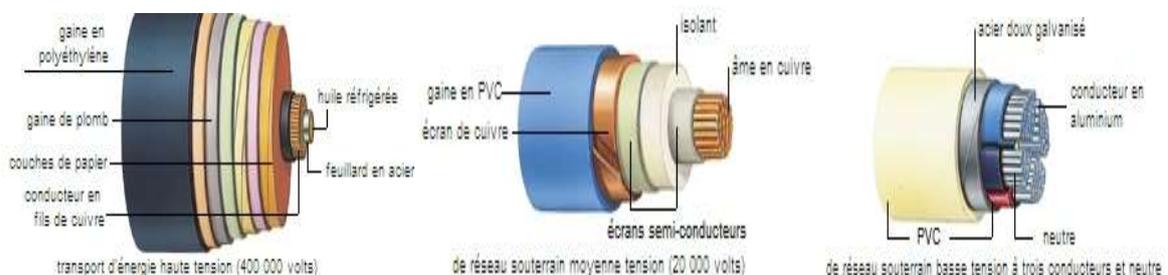


Fig. 1.17 : Câbles électriques

1.7.4 Câble de garde

Les câbles de garde ne transportent pas le courant. Ils sont situés au-dessus des conducteurs, ils sont plus tendus que ceux-ci pour assurer une bonne protection contre la foudre. Les câbles de garde comportent toujours une section importante d'acier et, autour de l'âme d'acier, une

couche ou exceptionnellement deux couches de fils d'aluméc. Au centre du câble d'acier on place parfois un câble fibre optique qui sert à la communication de l'exploitant.



Fig. 1.18: Câbles de garde

1.7.5 Un paratonnerre

C'est un appareil qui a pour fonction de protéger le bâti c.-à-d. la structure du bâtiment contre les coups directs de la foudre, en canalisant les charges électriques vers le sol.

Son rôle n'est pas d'attirer la foudre vers lui, mais de la capter et de canaliser de manière sûre la décharge de la foudre au sol, lorsqu'elle se trouve dans un rayon proche. Ceci permet donc d'éviter qu'elle ne tombe n'importe où et occasionne des dégâts.

Le paratonnerre doit toujours s'installer sur la partie la plus élevée de l'édifice ou la structure à protéger.

Le fonctionnement de ce dispositif se base sur les caractéristiques électriques de la formation de la foudre. Le Paratonnerre à Dispositif d'Amorçage émet un traceur ascendant continu avec un temps d'avance, pour anticiper la descente de la foudre et la capter avant tout autre objet situé dans son rayon de protection.



Fig. 1.19: Paratonnerre

1.7.6 Le parafoudre (ou parasurtenseur)

C'est un dispositif qui protège les installations électriques ou électroniques, lignes de télécommunications, par conséquent les appareils électriques qui y sont reliés, contre les surtensions en général qui peuvent avoir ...

Il sert à couper le circuit électrique, quand une surtension apparaît sur le réseau et il dirige le courant excédentaire vers la terre. Il fonctionne comme un interrupteur. Il est indispensable quand la zone est fréquemment frappée par la foudre.



Fig. 1.20: Parafoudre

1.8. Centre de dispatching

Le centre de conduite pour l'électricité élit domicile dans un bâtiment ultramoderne. Il a pour mission de contrôler et de gérer à distance la totalité du réseau électrique haute et moyenne tension.

Pour pouvoir gérer un ensemble aussi complexe, le Dispatching dispose d'une représentation graphique (système PSI SCADA) qui permet de visualiser en temps réel l'état électrique du réseau (tension, puissance, position des disjoncteurs et interrupteurs). L'informatique de pointe qui équipe le Dispatching permet d'intervenir à distance grâce au schéma interactif du réseau. Ainsi, certaines manœuvres peuvent être effectuées directement à partir de la salle de contrôle, sans devoir dépêcher une équipe sur place. Les temps d'intervention et de dépannage en cas de panne s'en trouvent fortement réduits.



Fig. 1.21: Centre de dispatching Nationale OS/SONELGAZ

2.1. Introduction

Il ne suffit pas de produire l'énergie électrique dans les centrales, il faut aussi l'amener jusqu'à l'utilisateur final. Ainsi pour atteindre l'adéquation entre la production et la consommation, qui se traduit par la performance économique, la structure électrique d'un pays est généralement décomposée en plusieurs niveaux correspondant à différents réseaux électriques. Il est à noter qu'il n'existe aucune structure unique à travers le monde, et que le découpage en plusieurs réseaux avec les niveaux de tension associés peut être différent selon les pays. Dans la plupart des pays, les installations électriques doivent répondre à un ensemble de réglementations nationales ou établies par des organismes privés agréés. Il est essentiel de prendre en considération ces contraintes locales avant de démarrer la conception de l'installation.

2.2. Description des réseaux électriques :

Les réseaux électriques sont constitués par l'ensemble des appareils destinés à la production, au transport, à la distribution et à l'utilisation de l'électricité depuis les centrales de génération jusqu'aux consommateurs les plus éloignées. L'énergie est transportée sur des lignes à très haute tension (THT), à haute tension (HT), à moyenne tension (MT) et à basse tension (BT) selon une échelle de tensions recommandées par divers organismes de normalisation.

2.3. Structure générale des réseaux électriques

De façon très générique, un réseau électrique est toujours dissocié en quatre grandes parties: la production, le transport, la répartition et la distribution.

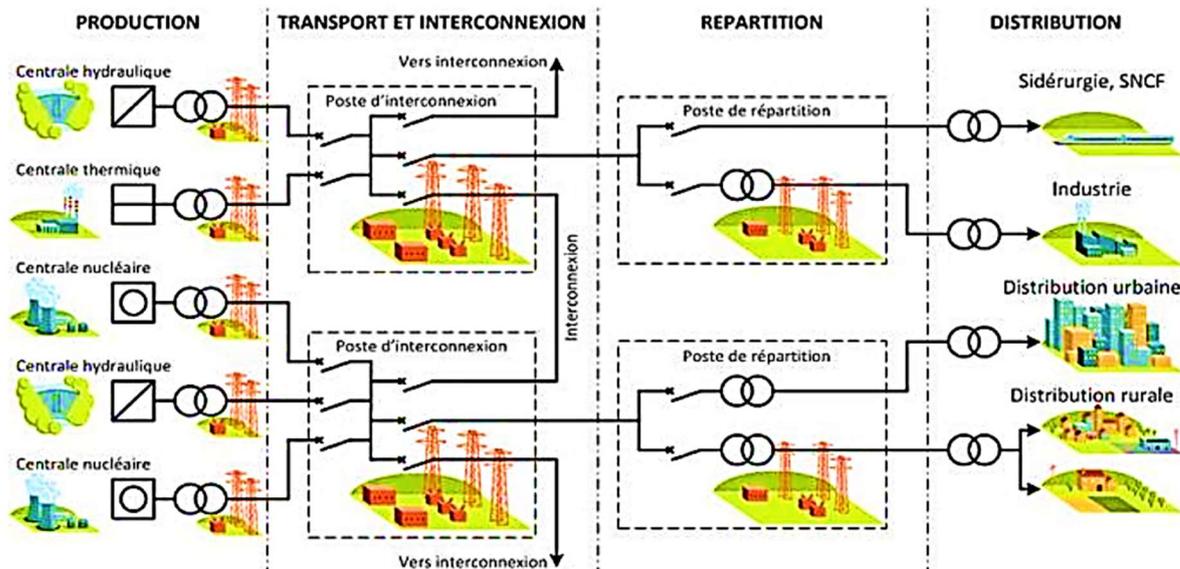


Fig. 2.1 : Structure générale des réseaux électriques

2.3.1 Production

Elle consiste en la génération de l'ensemble de la puissance active consommée par le réseau tout entier. En grande majorité, les tensions associées à cette production sont produites sous la

forme de systèmes triphasés par l'intermédiaire d'alternateurs entraînés à partir de divers types de sources d'énergie dites « primaires ».

Les sources primaires varient d'un pays à l'autre, exemple en Algérie le gaz naturel couvre plus de 70% de la production, en France, 75% d'électricité est d'origine nucléaire. En générale, chaque source de production (centrale électrique) regroupe plusieurs groupes turbo-alternateurs pour assurer la disponibilité pendant les périodes de maintenance, par exemple, le central de Jijel en Algérie est composé de trois groupes 196 MW, celle de Cap Djenet à Boumerdès 4 groupes de 168 MW. Par ailleurs, on trouve dans les pays industrialisés des puissances installées de plus en plus élevées pour répondre à la demande croissante en énergie électrique, exemple le central nucléaire de Gravelines en France 6×900 MW, le central hydro-électrique des Trois-Gorges en Chine 34×700 MW et 2×50 MW (devenue le plus grand central dans le monde en 2014).

2.3.2 Transport

Il consiste à acheminer les puissances produites par les unités de production auprès des lieux de consommation. Un alternateur produit la puissance électrique sous moyenne tension (12 à 15 kV), et elle est injectée dans le réseau de transport à travers des postes de transformation pour être transmise sous haute ou très tension afin de réduire les pertes dans les lignes. Le niveau de la tension de transport varie selon les distances et les puissances transportées, plus les distances sont grandes plus la tension doit être élevée, la même chose pour la puissance. Par exemple, le réseau de transport en Algérie utilise une tension de 220 kV (voir 400 kV pour certaines lignes dans le sud notamment), le réseau européen utilise 400 kV, et le réseau nord-américain 735 kV.

2.3.3 La répartition

Les réseaux de répartition ont pour fonction de faire la liaison entre le réseau de transport et les réseaux de distribution. La finalité de ce réseau est avant tout d'acheminer l'électricité du réseau de transport vers les grands centres de consommation à partir des postes d'interconnexion THT/HT(MT) et sert fournir les gros consommateurs industriels sous haute ou moyenne tension, et à répartir les puissances dans différentes régions rurales ou urbaines. La structure de ces réseaux est généralement de type aérien (parfois souterrain à proximité de sites urbains). Les tensions sur ces réseaux sont comprises entre 25 kV et 275 kV.

2.3.4 La distribution

Les réseaux de distribution ont pour but d'alimenter l'ensemble des consommateurs commerciales, industrielles et résidentielles. IL existe deux sous niveaux des tensions :

➤ Le réseau de distribution HT

La finalité de ce réseau est d'acheminer l'électricité du réseau de répartition aux points de moyenne consommation (postes de distribution publique MT/BT et postes de livraison aux abonnés à moyenne consommation). La structure est de type aérien ou souterrain. Les tensions sur ces réseaux sont comprises entre quelques kilovolts et 40 kV.

➤ Le réseau de distribution BT

La finalité de ce réseau est d'acheminer l'électricité du réseau de distribution HT aux points de faible consommation dans le domaine public avec l'accès aux abonnés BT. Il représente le dernier niveau dans une structure électrique. Ce réseau permet d'alimenter un nombre très élevé de consommateurs correspondant au domaine domestique. Contrairement aux réseaux de transport et de répartition, les réseaux de distribution présentent une grande diversité de solution technique à la fois selon les pays concernés, ainsi que selon la densité de population. Sa structure, de type aérien ou souterrain, est souvent influencée par l'environnement. Les tensions sur ces réseaux sont comprises entre 100 et 440 V.

2.4. Les différents niveaux de tension

Chaque réseau électrique est organisé à partir de quelques niveaux de tension normalisés. Le respect de ces valeurs précises (à quelques % près) est une nécessité pour exploiter les structures de transport en assurant leur sûreté, le respect des plages contractuelles, et de façon générale afin de réduire les coûts et les contraintes sur les appareillages.

Les nouvelles normes en vigueur en France (UTE C 18-510) et (NF C 15-100) définies les niveaux de tension alternative comme suit :

Domaine de tension		Tension alternative [V]	Valeurs usuelles
Haute tension	HTB	50 kV < U	63 – 90 – 150 – 225 - 400 kV
Moyenne tension	HTA	1 kV < U ≤ 50 kV	5.5 - 6.6 -10 – 15 – 20 – 33 - 40.5kV
Basse tension	BTB	500 V < U ≤ 1 kV	690V
	BTA	50 V < U ≤ 500 V	230 - 400 V
Très basse tension	TBT	U ≤ 50 V	12 - 24 - 48 V

Les notations de la norme CEI 38 seront parfois utilisées dans ce document avec les définitions suivantes :

Domaine de tension		Tension alternative [V]	Valeurs usuelles
Haute tension	HT	35 kV < U ≤ 230 kV	45 – 66 – 110 – 132- 150 - 220 kV
Moyenne tension	MT	1 kV < U ≤ 35 kV	3.3 - 6.6 – 11 – 22 – 33 kV
Basse tension	BT	100 V < U ≤ 1 kV	400 V - 690 V - 1000 V

2.5. Topologies des réseaux électriques

Les topologies diffèrent d'un type de réseau à un autre. Cette topologie est dictée par : le niveau fiabilité recherché, la flexibilité et la maintenance, ainsi que les coûts d'investissement et d'exploitation. Les différentes topologies qu'on trouve usuellement sont illustrés sur la figure. 2.2.

2.5.1 Réseau maillé

Cette topologie est presque la norme pour les réseaux de transport. Tous les centres de production sont liés entre eux par des lignes THT au niveau des postes d'interconnexion, ce qui forme un maillage. Cette structure permet une meilleure fiabilité mais nécessite une surveillance à l'échelle nationale voire continentale.

2.5.2 Réseau bouclé

Cette topologie est surtout utilisée dans les réseaux de répartition et distribution MT. Les postes de répartition HT ou MT alimentés à partir du réseau THT sont reliés entre eux pour former des boucles, ceci dans le but d'augmenter la disponibilité. Cependant, il faut noter que les réseaux MT ne sont pas forcément bouclés.

2.5.3 Réseau radial

C'est une topologie simple qu'on trouve usuellement dans la distribution MT et BT. Elle est composée d'une ligne alimentée par des postes de distribution MT ou BT alimentés au départ par un poste source HT ou MT. En moyenne tension cette structure est souvent alimentée des deux côtés afin d'assurer la disponibilité.

2.5.4 Réseau arborescent

Cette structure est très utilisée en milieu rural et quelque fois en milieu urbain où la charge n'est pas très sensible aux interruptions. Elle est constituée d'un poste de répartition qui alimente plusieurs postes de distribution (BT) grâce à des piquages à différents niveaux des lignes alimentant les postes MT/BT.

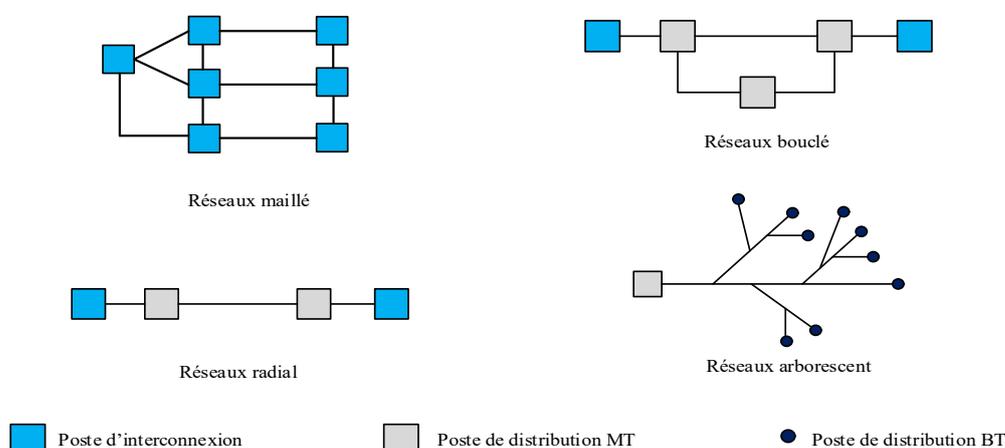


Fig. 2.2 : Topologies des réseaux électriques

2.6. Architecture des réseaux de distribution

2.6.1 Choix de l'architecture des réseaux

Très généralement, le réseau est composé, de manière hiérarchisée dans le sens du transit de l'énergie (figure 2.1) des éléments suivants :

- Les postes sources HT/MT ou THT/MT, alimentés par le réseau de transport ou de répartition ;
- Le réseau MT, constitué des départs MT issus des sources (en lignes aériennes ou câbles enterrés) ;
- Les postes MT/BT de distribution publique ;
- Le réseau BT, sur lequel sont raccordés les branchements desservant la clientèle.

À partir de cette organisation générale, il existe des schémas variés, qui dépendent d'exigences et de critères multiples, tels que :

- L'étendue des territoires à desservir, les densités de charge et de population, le caractère rural ou urbain des zones à alimenter, mais aussi la morphologie des villes et de l'habitat (Par exemple, des clients groupés appelant une puissance modérée sont desservis par des réseaux BT importants, alors que, pour de plus gros consommateurs dispersés, on rapproche le réseau MT et on utilise des réseaux BT courts) ;
- Le degré de qualité de fourniture que l'on vise à atteindre (nombre et durée des coupures admissibles, chutes de tension, forme de l'onde de tension) ;
- La possibilité ou non d'une réalimentation en secours lors d'indisponibilité d'élément de réseau, sur incident ou pour travaux programmés ;
- Les contraintes d'environnement : contraintes sur les sites d'implantation des postes sources, problèmes d'esthétique et de sécurité conduisant à préférer les câbles souterrains aux lignes aériennes ;
- La nécessité de tenir compte des réseaux existants (poids du passé), mais aussi les perspectives de développement des charges (par exemple, prévision d'apparition d'un client important, volonté de se ménager une capacité d'accueil) ;
- La cohérence avec les grandes options techniques choisies ;
- Les coûts pouvant être consentis.

En fonction de ces critères, les réponses porteront sur des choix tels que :

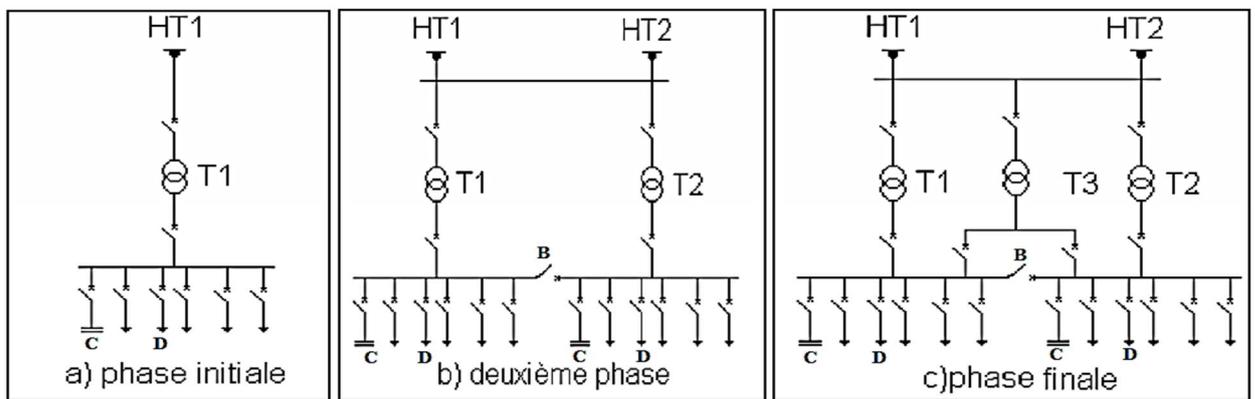
- Le nombre et la densité des postes sources ;
- La longueur et le nombre des départs à moyenne tension ;

- L'architecture soit de type purement radiale (une voie d'alimentation possible), soit bouclable (secours par d'autres voies d'alimentation), soit même maillée (voies d'alimentation multiples) pour garantir une très bonne continuité de service ;
- La technique du réseau souterrain et celle du réseau aérien.

2.6.2 Postes sources HT/MT

Les postes sources constituent l'interface entre les réseaux de transport/répartition et les réseaux de distribution. En général sont alimentés par les réseaux de répartition HT, ou par des postes sources HT/MT d'où partent plusieurs départs MT constitués d'un ensemble de conducteurs et d'appareils de coupure qui alimentent les charges moyenne tension ou les postes de distribution publique (MT/BT). Dans les zones urbaines très denses, il peut être intéressant d'alimentés directement par des postes sources THT/MT.

Ils sont constitués en phase initiale d'un transformateur alimenté par une arrivée HTB (HT1) et alimentant lui-même une ou deux rames, ou jeux de barres (figure 2.3.a). En seconde phase, avec l'augmentation des charges à desservir, un second transformateur est ajouté (figure 2.3.b) et le poste est généralement raccordé à une deuxième arrivée HTB (HT2) appelée "garantie ligne". En phase finale, un troisième (et quelquefois plus) transformateur est ajouté en double attache (figure 2.3.c).



- B jeu de barres MT comportant deux demi-rame
- C cellule de condensateurs
- D départs MT
- HT₁, HT₂ arrivées HT
- T₁, T₂ transformateurs HT/MT
- T₃ troisième transformateur raccordé en double attache

Fig. 2.3: Schéma d'un poste HT/MT

En exploitation normale, un transformateur peut alimenter plusieurs rames, le second étant en secours ; ou bien chaque transformateur alimente une rame ou une demi-rame. Les transformateurs ne sont jamais en parallèle, sauf de courts instants pendant un changement de schéma d'exploitation du poste.

Les départs HTA sont regroupés par demi-rame en fonction de leur nature (aérien ou souterrain) et de la similarité de leur courbe de charge, c'est-à-dire du type de clients raccordés.

La demi-rame élémentaire comprend :

- Une arrivée de transformateur ;
- Plusieurs départs MT ;
- Une cellule de condensateurs (compensation de l'énergie réactive) ;
- Éventuellement, un disjoncteur shunt.

Au fur et à mesure de l'évolution de la charge à desservir et de l'augmentation du nombre de départs MT que l'on veut créer à partir du poste, on est amené à multiplier le nombre de rames.

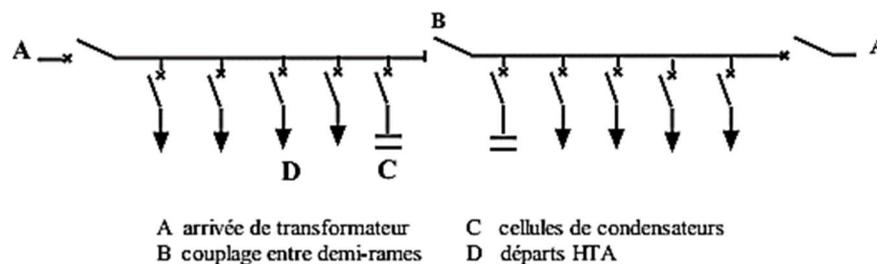


Fig. 2.4: Schéma du principe d'une rame MT

2.6.3 Réseaux MT

Le réseau MT a une structure arborescente radiale le plus souvent bouclable par une autre demi-rame ou un autre poste source pour la sécurité d'exploitation. Il est en général constitué d'une artère ou ossature principale et de dérivations. Selon la densité de charges à desservir, le réseau de distribution sera réalisé soit en lignes aériennes, soit en câbles souterrains.

2.6.3.a Réseaux MT aérien

Ce sont essentiellement des impératifs d'ordre géographique qui ont influencé la conception technique et structurelle des réseaux aériens MT, en particulier l'étendue des territoires, la densité des populations et la puissance unitaire des clients à desservir. C'est ainsi que sont nées deux doctrines :

- La doctrine nord-américaine, à neutre distribué (figure 2.5) ;
- La doctrine française et, en général, européenne (figure 2.6), à trois fils, le neutre n'étant pas distribué.

En général, les structures développées dans le monde peuvent s'apparenter à l'une ou l'autre de ces doctrines.

2.6.3.a.1 Le réseau MT, à neutre distribué

L'objectif est de distribuer le plus possible en moyenne tension, en multipliant les postes de livraison MT/BT, afin de limiter la longueur des antennes BT à 200 m et, en conséquence, de

diminuer les pertes. Cette architecture est composée de quatre conducteurs : trois conducteurs de phases et un conducteur de neutre. Le conducteur de neutre N , commun à la MT et à la BT, est raccordé au point neutre de la source HT/MT et mis à la terre tous les 300 m en ligne et à chaque transformateur ou branchement de client.

A partir de cette ossature principale, des dérivations de type arborescentes se développent. Celles-ci peuvent être triphasées (trois phases et un neutre), biphasées ou monophasées (une phase et un neutre). La figure 2.5 illustre le réseau MT à neutre distribué.

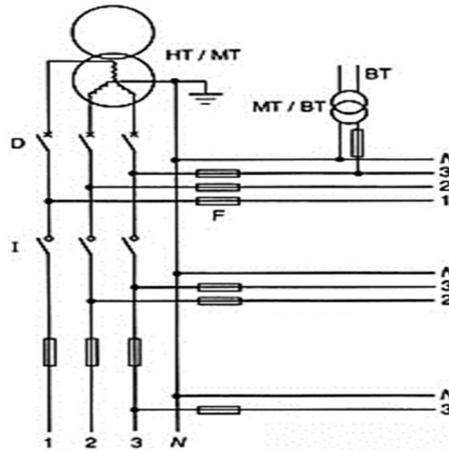


Fig. 2.5 : Réseau MT à neutre distribué

2.6.3.a.2 Le réseau MT sans neutre distribué

Cette architecture est composée, de trois conducteurs qui sont les trois conducteurs de phase sans neutre distribué. Le point neutre est relié à la terre par une impédance au niveau du poste source HT/MT, limitant ainsi le courant de défaut entre phase et terre. Ce choix résulte notamment de considérations axées sur la fiabilité et la sécurité des personnes. Cette architecture présente une ossature principale de forte section de laquelle partent des dérivations plus économiques qui alimentent des grappes de postes sources MT/BT. La figure 2.6 illustre un réseau MT sans neutre distribué.

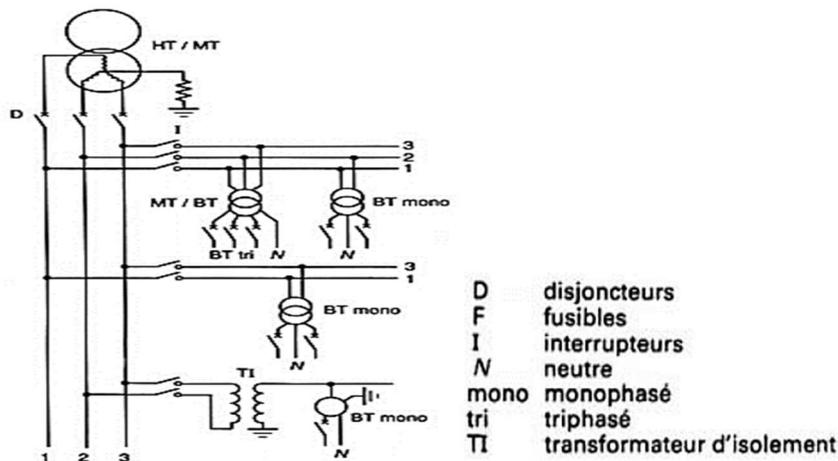


Figure 2-6 : Réseau MT sans neutre distribué, mixte une, deux ou trois phases

2.6.3.b Réseaux MT souterrains

Les différences de structure entre réseaux aériens et souterrains proviennent essentiellement, par nature, de la nécessité de faire face à des indisponibilités beaucoup plus longues en système souterrain, pour localiser une avarie éventuelle et en effectuer la réparation (10 à 20 h) ou bien pour réaliser des travaux programmés.

Une caractéristique fondamentale d'un réseau MT souterrain est le nombre de voies d'alimentation utilisables pour desservir une même charge (poste MT/BT) :

- La structure à une voie d'alimentation, c'est-à-dire purement radiale en antenne, est simple et économique, mais n'offre pas de possibilité de reprise de service en cas d'incident ; c'est pourquoi, sauf cas particuliers rares, elle est proscrite en souterrain ;
- Les structures à deux voies d'alimentation sont les plus fréquentes ; on y distingue deux grandes familles : les réseaux en double dérivation et les réseaux en coupure d'artère ;
- Les structures à voies d'alimentation multiples sont plus rares, mais assurent une qualité de service encore meilleure.

2.6.3.b.1 Réseau en double dérivation

Le réseau radial en antenne est doublé à partir du jeu de barre du poste source HT/MT. Ainsi chaque transformateur MT/BT est alimenté par un câble de travail (CT) dans les conditions normales, et à un câble de secours (CS) permet de garantir une bonne continuité de service en cas de défaut, par le biais de dispositifs inverseurs comme le montre la figure 2.7. C'est une structure difficilement exploitable manuellement mais facilement automatisable malgré les coûts. Elle assure plus de sécurité pour l'alimentation des postes MT/BT, cependant elle est lourde en longueur de câble.

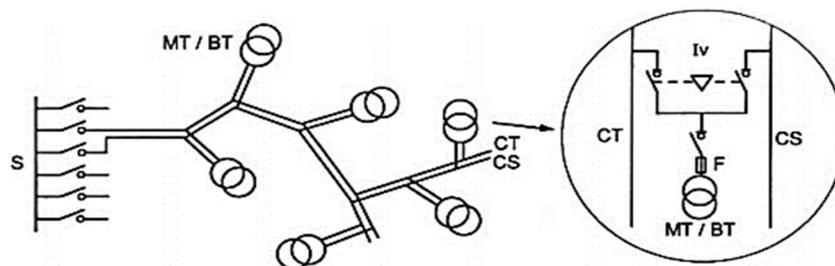


Fig. 2.7 : Réseau en double dérivation

2.6.3.b.2 Réseau en dérivation multiples

Chaque poste source MT/BT ne dispose que de deux voies d'alimentation mais ces deux voies sont raccordées alternativement à entre trois et six câbles partant du poste source HT/MT. En cas de défaut, la charge peut être basculée soit sur un câble secours, soit sur les autres câbles (secours intégré) comme le montre la figure 2.8.

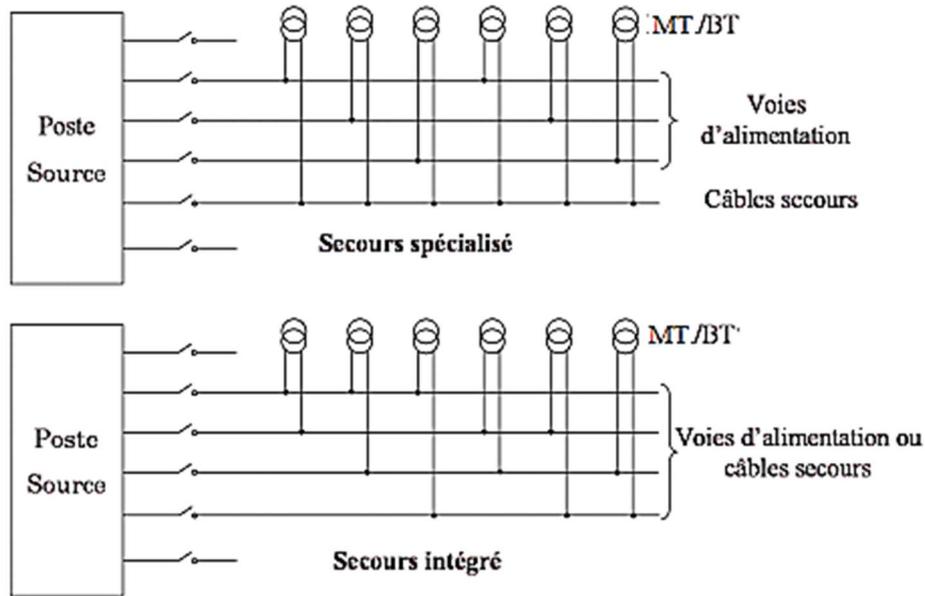


Fig. 2.8 : Double dérivation multiple

Dans tous les cas, on a intérêt à mettre un poste de coupure réparti tous les 10 à 15 postes HTA/BTA de façon à limiter les manœuvres lors de l'élimination du défaut. La Figure 2.9 donne un exemple d'un poste de coupure sur deux départs d'une structure en double dérivation multiple de la Figure 2-8.

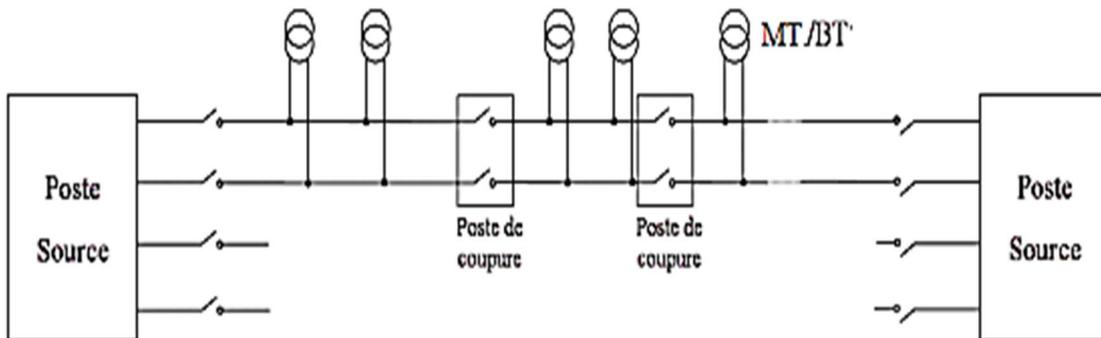


Fig. 2.9 : Poste de coupure

2.6.3.b.3 Réseau en coupure d'artère

Dans les réseaux de ce type, les postes source HT/MT sont raccordés deux à deux par des circuits dit artères (figure 2.10). Chaque charge (postes MT/BT) est connectée directement à une artère qui contient un ou plusieurs organes de coupure ayant l'état normalement ouvert ou fermé afin de réaliser l'exploitation dans une structure radiale. Dans certains cas, la connexion entre les postes HT/MT peut être renforcée par un câble de secours. Il existe les variantes de la structure en coupure d'artère appelées le fuseau, l'épi et la boucle ou pétale de marguerite. Les figures 2.10, présentent les trois structures en coupure d'artère.

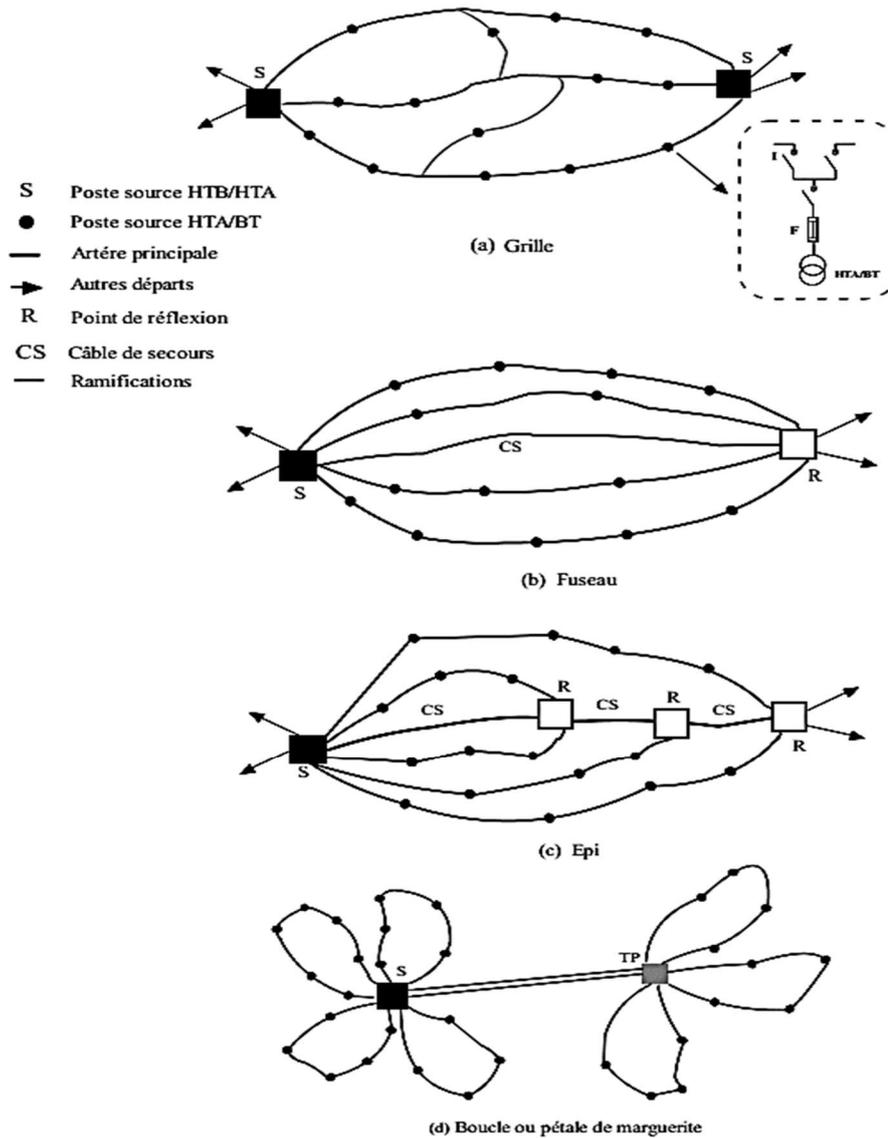


Fig. 2.10 : Réseaux en coupure d'artère

2.6.4 Postes MT/ BT

Ils sont l'interface entre les réseaux MT et BT. Ils ont essentiellement un rôle de transformation MT/BT auquel peuvent éventuellement être associées une fonction d'exploitation MT (point de coupure) et une fonction de répartition BT, suivant la charge à desservir.

Une des caractéristiques essentielles des postes MT/BT est leur puissance nominale. On rencontre à travers le monde des puissances comprises entre quelques kilovoltampères et plusieurs méga voltampères. On peut citer plusieurs types de postes MT/BT de niveau de complexité croissante.

2.6.4.a Poste sur poteau dit H61

C'est le plus simple, utilisé en réseau aérien, son principe de conception est de considérer qu'il fait partie intégrante de la ligne. Sur le même poteau sont supportés l'arrivée MT (du type

à simple dérivation sans organe de coupure), un transformateur apparent et une sortie BT avec un disjoncteur BT en milieu de poteau (figure 2.11.a). Ce disjoncteur a un rôle de protection universel contre les surintensités. Ce type de poste, simple et peu coûteux, a permis, dans le passé, l'électrification rapide des écarts ruraux grâce à la grande souplesse de distribution des charges.

Les puissances normalisées du transformateur sont : 63 ; 100 ; 160 kVA.

2.6.4.b Poste bas simplifier sous capot

Généralement préfabriqué, raccordé exclusivement sur des réseaux aériens MT, ce type de poste (relativement simplifié et compact, 3 m² et 1,50 m de hauteur), permet de délivrer des puissances (160 ; 250 ; 400 kVA) supérieures à celles du H61, dans des conditions encore économiques.

La liaison avec le réseau MT s'effectue par descente aérosouterraine en câble sec sans organe de coupure (figure.2.11.b), le raccordement au transformateur étant réalisé par prise embrochable.

L'énergie BT peut être répartie par un ensemble comportant un organe de coupure et jusqu'à quatre départs protégés par fusibles. Ce type de poste remplace les conceptions plus anciennes en maçonnerie traditionnelle (cabine basse), coûteuses et aujourd'hui abandonnées.

2.6.4.c Postes de type urbain raccordés en souterrain (figure 2.11.c)

Suivant les contraintes d'environnement rencontrées, diverses solutions sont utilisées pour l'enveloppe du poste : enterrée dans le domaine public, local en immeuble, cabine en maçonnerie traditionnelle ou préfabriquée manœuvrable soit de l'extérieur, soit de l'intérieur. Du fait des structures de réseau MT en coupure d'artère ou en double dérivation, ils comportent un appareillage MT composé en général de deux arrivées MT (MT1, MT2) avec cellules interrupteur en technique protégée, et une cellule de protection du transformateur avec fusible et éventuellement un interrupteur. Le poste est prévu en général pour un seul transformateur, mais dans certains cas, il peut y en avoir plusieurs pour faire face à des charges ponctuelles importantes.

Les puissances normalisées de transformateur sont : 250 ; 400 ; 630 ; 1 000 kVA

En basse tension, la répartition de l'énergie se fait par l'intermédiaire d'un tableau BT comportant, en aval d'un disjoncteur ou d'un interrupteur, quatre ou huit départs protégés par fusibles.

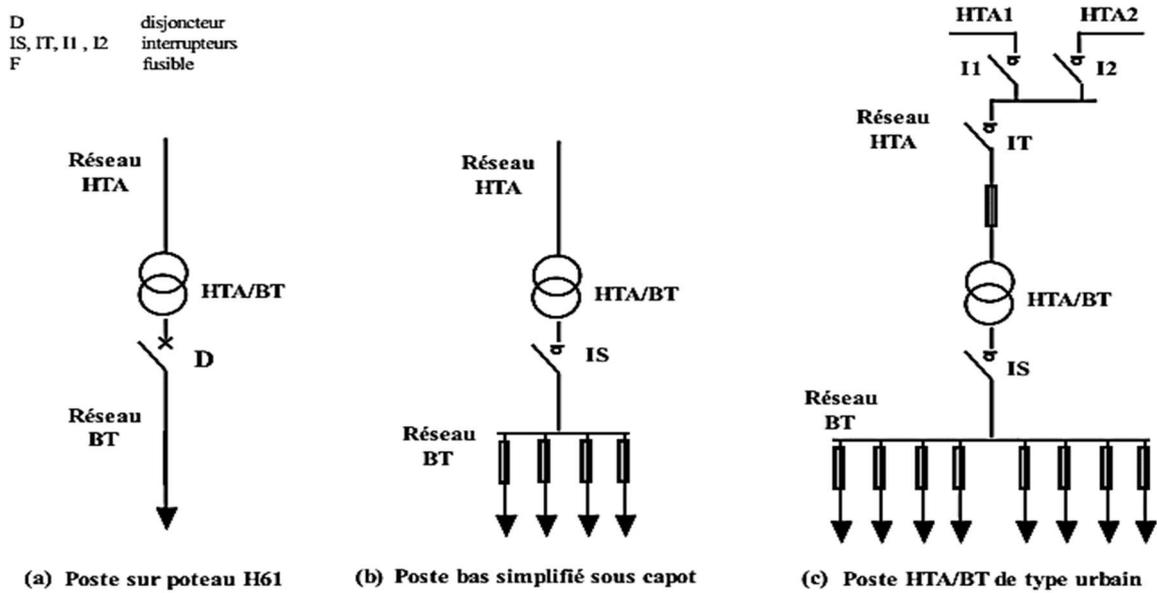


Fig. 2.11 : Structures de postes HTA/BT

2.6.5 Les réseaux BT à l'intérieur du site

Nous allons d'abord étudier les différents modes d'alimentation des tableaux basse tension. Ensuite, nous étudierons les schémas d'alimentation des tableaux secourus par des groupes électrogènes ou par une alimentation sans interruption.

2.6.5.a Modes d'alimentation des tableaux BT

Nous allons identifier les principales solutions d'alimentation d'un tableau BT, indépendamment de son emplacement dans le réseau. Le nombre de sources d'alimentation possibles et la complexité du tableau différent suivant le niveau de sûreté de fonctionnement désiré.

2.6.5.a.1 L'alimentation des tableaux BT avec une seule source d'alimentation

Voir la figure 2.12.

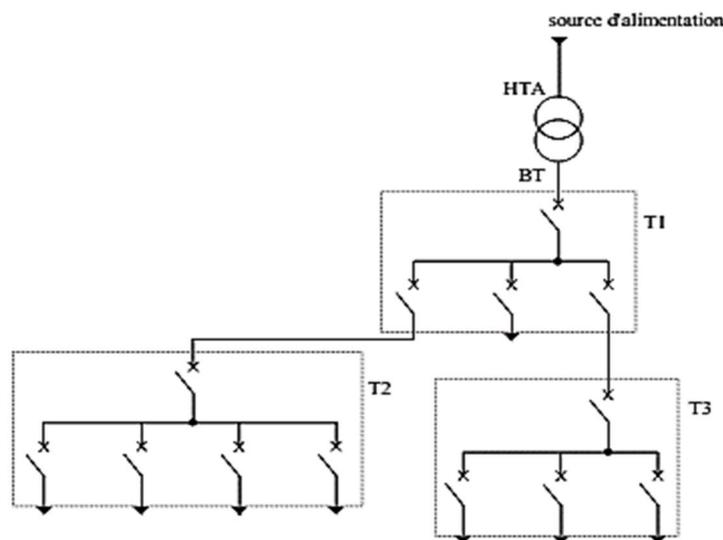


Fig. 2.12 : alimentation des tableaux BT avec une seule source d'alimentation

Les tableaux T1, T2, T3 bénéficient d'une seule source d'alimentation. Le réseau est dit de type radial arborescent.

En cas de perte de la source d'alimentation d'un tableau, celui-ci est hors service jusqu'à l'opération de réparation.

2.6.5.a.2 L'alimentation des tableaux BT par une double alimentation sans couplage

Voir la figure 2.13.

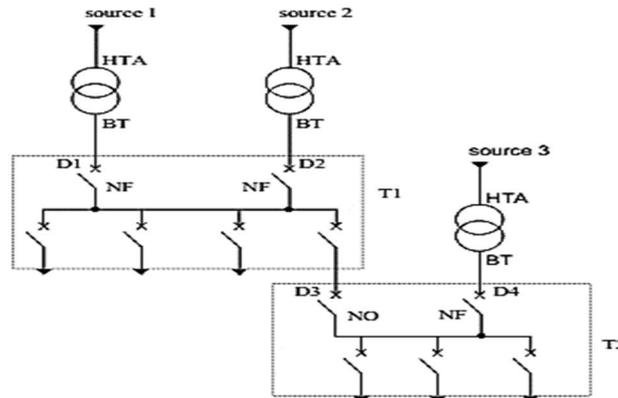


Fig. 2.13 : alimentation des tableaux BT par une double alimentation sans couplage

Le tableau T1 bénéficie d'une double alimentation sans couplage par 2 transformateurs HTA/BT. Fonctionnement de l'alimentation de T1 :

- les deux sources alimentent T1 en parallèle
- en fonctionnement normal, les deux disjoncteurs sont fermés (D1 et D2).

Le tableau T2 bénéficie d'une double alimentation sans couplage par un transformateur HTA/BT et par un départ issu d'un autre tableau BT.

Fonctionnement de l'alimentation de T2 :

- une source alimente le tableau T2, la seconde assure le secours.
- en fonctionnement normal, un seul disjoncteur est fermé (D3 ou D4).

2.6.5.a.3 L'alimentation des tableaux BT par une double alimentation avec couplage

Voir la figure 2.14.

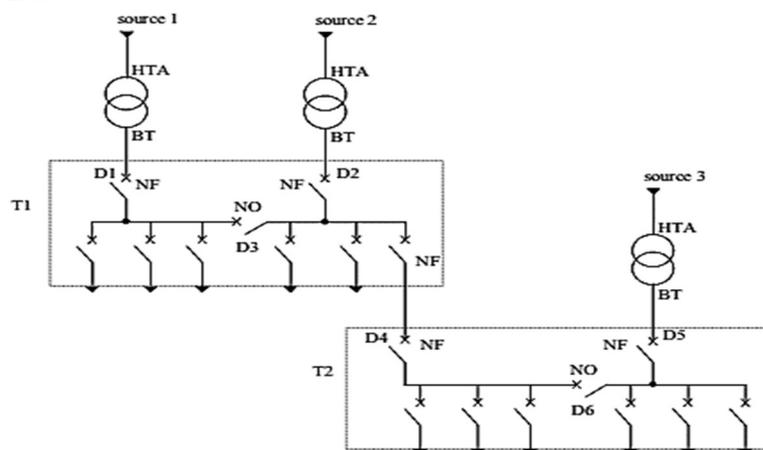


Fig. 2.14 : alimentation des tableaux BT par une double alimentation avec couplage

Le tableau T1 bénéficie d'une double alimentation avec couplage par 2 transformateurs HTA/BT. Fonctionnement de l'alimentation de T1 : en fonctionnement normal, le disjoncteur de couplage D3 est ouvert. Chaque transformateur alimente une partie de T1. En cas de perte d'une source d'alimentation, le disjoncteur de couplage D3 est fermé et un seul transformateur alimente la totalité de T1. Le tableau T2 bénéficie d'une double alimentation avec couplage par un transformateur HTA/BT et par un départ issu d'un autre tableau BT. Fonctionnement de l'alimentation de T2 : en fonctionnement normal, le disjoncteur de couplage D6 est ouvert. Chaque source alimente une partie de T2. En cas de perte d'une source, le disjoncteur de couplage D6 est fermé et l'autre source alimente la totalité de T2.

2.6.5.a.4 L'alimentation des tableaux BT par une triple alimentation sans couplage

Voir la figure 2.15.

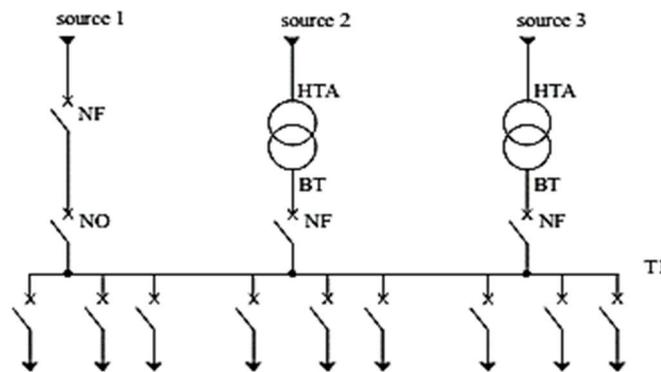


Fig. 2.15 : alimentation des tableaux BT par une triple alimentation sans couplage

Le tableau T1 bénéficie d'une triple alimentation sans couplage par 2 transformateurs HTA/BT et par un départ issu d'un autre tableau BT. En fonctionnement normal, le tableau est alimenté par les 2 transformateurs en parallèle. En cas de défaillance d'un ou des deux transformateurs, le tableau T1 est alimenté par le départ issu d'un autre tableau.

2.6.5.a.5 L'alimentation des tableaux BT par une triple alimentation avec couplage

Voir la figure 2.16.

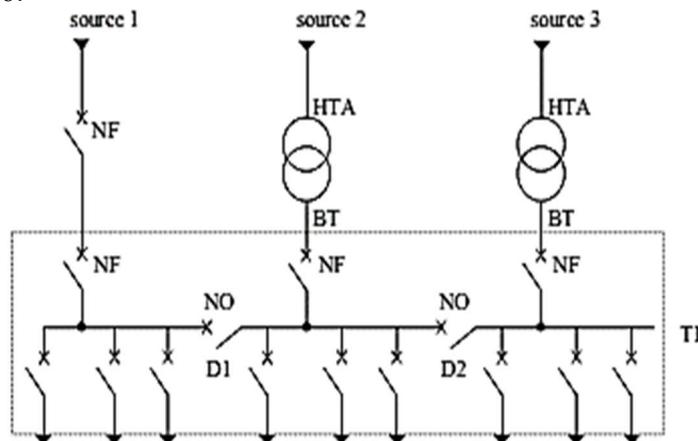


Fig. 2.16 : alimentation des tableaux BT par une triple alimentation avec couplage

Le tableau T1 bénéficie d'une triple alimentation avec couplage par 2 transformateurs HTA/BT et par un départ issu d'un autre tableau BT. En fonctionnement normal, les 2 disjoncteurs de couplage sont ouverts, le tableau T1 est alimenté par les 3 sources d'alimentation. En cas de défaillance d'une source, le disjoncteur de couplage de la source associée est fermé, le disjoncteur arrivé de la source défaillante est ouvert.

2.6.5.b Les tableaux BT secourus par des alternateurs

2.6.5.b.1 1^{er} exemple : 1 transformateur et 1 alternateur

Voir la figure 2.17.

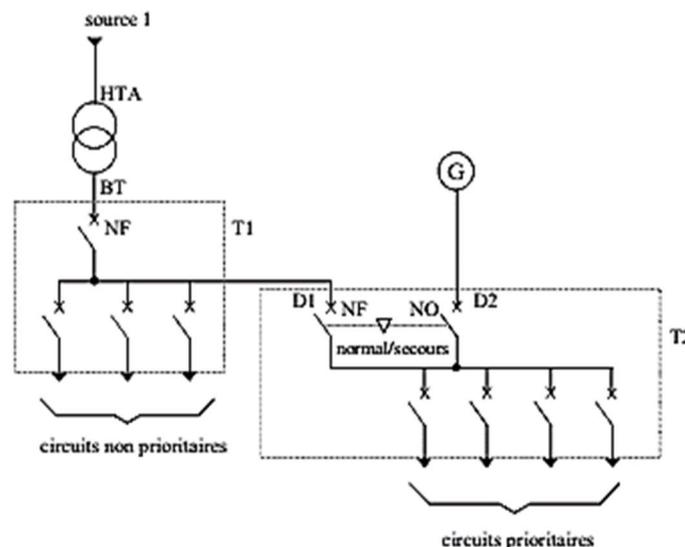


Fig. 2.17 : 1 transformateur et 1 alternateur

En fonctionnement normal, D1 est fermé et D2 est ouvert. Le tableau T2 est alimenté par le transformateur. En cas de perte de la source normale, on réalise les étapes suivantes :

1. Fonctionnement du dispositif normal/secours, ouverture de D1.
2. Délestage éventuel d'une partie des récepteurs des circuits prioritaires, afin de limiter l'impact de charge subi par l'alternateur.
3. Démarrage de l'alternateur.
4. Fermeture de D2 lorsque la fréquence et la tension de l'alternateur sont à l'intérieur des plages requises.
5. Relestage des récepteurs éventuellement délestés à l'étape 2. Lorsque la source normale est de nouveau en état de marche, le dispositif normal/secours bascule l'alimentation de T2 sur cette source et l'alternateur est arrêté.

2.6.5.b.2 2^{ème} exemple : 2 transformateurs et 2 alternateurs

Voir la figure 2.18.

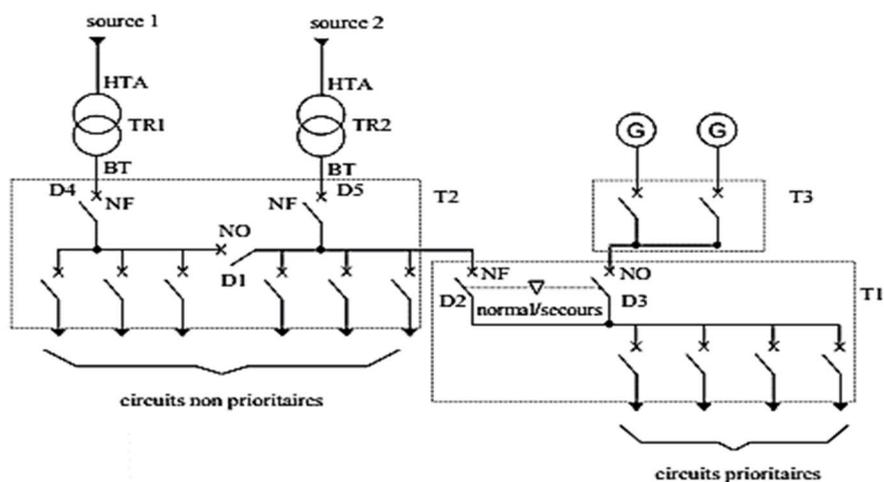


Fig. 2.18 : 2 transformateurs et 2 alternateurs

En fonctionnement normal, le disjoncteur de couplage D1 est ouvert et le dispositif normal/secours est sur la position D2 fermé et D3 ouvert. Le tableau T1 est alimenté par le transformateur TR2. En cas de perte de la source 2 ou de panne sur TR2, le secours de T1 (et une partie de T2) est assuré prioritairement par le transformateur TR1, après fermeture du disjoncteur de couplage D1. Les alternateurs ne sont mis en marche qu'après la perte des 2 sources principales d'alimentation ou du jeu de barres de T2. Le déroulement des étapes de sauvegarde de l'alimentation des circuits prioritaires est identique au 1er exemple.

3.1. Introduction

Une ligne électrique à haute tension peut être soit une ligne aérienne, soit un câble souterrain. Son rôle est de transporter l'énergie électrique.

D'après le principe de conservation de puissance, la haute tension est pour deux raisons :

- L'augmentation de la tension permet de diminuer le courant.
- La réduction du courant permet d'utiliser de plus petites tailles de conducteurs.

Les lignes de transmissions utilisent plusieurs conducteurs par phase appelée faisceaux.

L'objectif de cette dernière est pour augmenter la capacité de transport d'énergie d'une ligne électrique.

Les lignes aériennes constituent des circuits de transmission des réseaux triphasés reliant des générateurs aux charges. Chacune possède ses propres caractéristiques résistive, inductive et capacitive. Ces impédances sont réparties uniformément sur toute la longueur de la ligne si bien qu'on peut représenter la ligne par une série de section R, L, C identiques. Chaque section représente un tronçon de ligne d'une longueur donnée (1km, par exemple) et les éléments r, X_L et X_C , représentent les impédances correspondantes pour cette longueur (figure suivante).

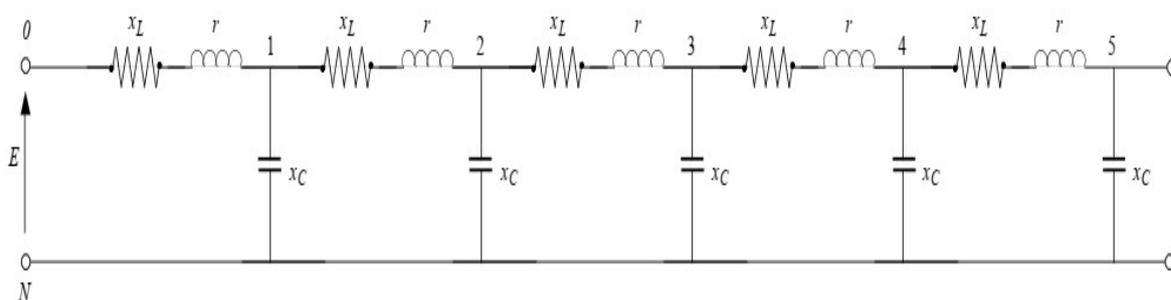


Fig. 3.1. Circuit équivalent d'un circuit équivalent à constantes distribuées d'une ligne

3.2. Caractéristiques longitudinales

3.2.1 La résistance

La résistance des conducteurs de ligne de transmission est la cause la plus importante des pertes de puissance (pertes par effet joule) dans une ligne de transmission. Le terme « résistance », à moins qu'il ne soit spécifiquement qualifié, signifie une résistance efficace. La résistance efficace d'un conducteur est :

$$R = \frac{P_j}{|I|^2} \quad \Omega \tag{3.1}$$

En courant continu et en basse fréquence, la résistance ohmique R , exprimée en Ω , d'un conducteur homogène de longueur l (en m), de section uniforme S (en m^2) et de résistivité des métaux du conducteur ρ ($\Omega.m$) en fonction de la température est donnée par la formule :

$$R_c = \frac{\rho \cdot l}{S} \quad \Omega \quad (3.2)$$

La résistivité est en fonction de la température T et s'écrit :

$$\rho(T) = \rho(T_0)[1 + \alpha(T - T_0)] \quad (3.3)$$

Où : $\rho(T_0)$ est la résistivité du conducteur à 20 °C [Ωm]

α : est le coefficient de température [$^{\circ}C^{-1}$] ($\alpha=0.004$ $^{\circ}C^{-1}$ pour le Cu et Al)

La résistance en courant continue des conducteurs torsadés est supérieure à la valeur calculée par l'équation (3.2), parce que la spirale des câbles est plus longue que le conducteur lui-même. Pour chaque mille de conducteur, le courant dans tous les brins, à l'exception de celui du centre, circule dans plus d'un mille de fil. L'augmentation de la résistance due à la spirale est estimée à 1% pour les conducteurs à trois brins et à 2 % pour les conducteurs à torons concentriques.



Fig. 3.2. Conducteur d'une ligne aérienne

Lorsqu'un courant alternatif traverse un conducteur, la distribution du courant n'est pas uniforme sur la zone de section transversale du conducteur et le degré de non-uniformité augmente avec l'augmentation de la fréquence. La densité de courant est la plus élevée à la surface du conducteur. Cela fait que la résistance effective en courant alternatif est légèrement supérieure à la résistance en courant continu. Ce phénomène en courants alternatifs est appelé **l'effet de peau** ou **effet Kelvin**. La résistance alternative est généralement désignée comme la résistance effective du conducteur.

La résistance du conducteur augmente avec l'augmentation de la température. Puisque la valeur de ρ est donnée à une température spécifique et que la ligne fonctionne à une température plus élevée, la résistance réelle (équation 3.4) est supérieure à la valeur trouvée dans l'équation (3.2). Pour de petits changements de température, la résistance augmente linéairement à mesure que la température augmente (figure 3.4).

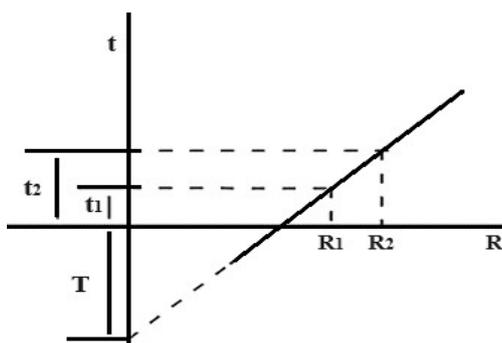


Fig. 3.4. Effet de la température sur la résistance d'un conducteur électrique

$$\frac{R_2}{R_1} = \frac{T + t_2}{T + t_1} \tag{3.4}$$

Où R_1 et R_2 sont les résistances du conducteur aux températures t_1 et t_2 respectivement, en degrés Celsius et T est la constante déterminée à partir du graphique. Les valeurs de la constante T en degrés Celsius sont les suivantes :

$$T = \begin{cases} 234.5 \text{ pour le cuivre recuit de } 100\% \text{ de conductivité} \\ 241 \text{ pour le cuivre étiré de } 97.3\% \text{ de conductivité} \\ 228 \text{ pour l'aluminium de } 61\% \text{ de conductivité} \end{cases}$$

3.2.2 Réactance longitudinale (Inductance)

Quand un conducteur est parcouru par un courant, un champ magnétique sera produit (donc des lignes de flux magnétiques concentriques) autour de ce conducteur. Lorsque le courant change, le flux change et une tension est induite dans le circuit. Par définition, pour un matériau non magnétique, l'inductance L est le rapport de sa liaison de flux magnétique total au courant I , donné par :

$$L = \frac{\lambda}{I} \tag{3.5}$$

Où $\begin{cases} \lambda : \text{ est la liaison de flux d'induction avec } \lambda = N\Phi \text{ en } [Wb / m] \\ I : \text{ est le courant circulant dans le conducteur} \end{cases}$

3.2.2.a Inductance d'un conducteur simple

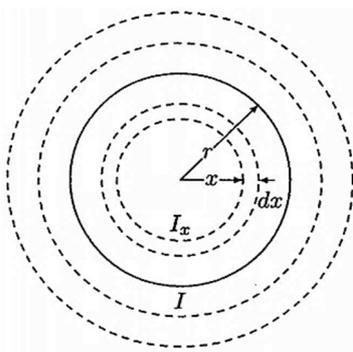


Fig. 3.5. Les ligne de flux autour d'un conducteur long

L'intensité du champ magnétique H_x , autour d'un cercle de rayon x , est constante et tangente au cercle. La loi d'ampère reliant H_x au courant I_x est donnée par :

$$\int_0^{2\pi x} H_x \cdot dl = I_x \quad (3.6)$$

$$H_x = \frac{I_x}{2\pi x} \quad (3.7)$$

Où I_x est le courant enfermé au rayon x . Comme le montre la figure 3.5, l'équation (3.7) est tout ce qui est nécessaire pour évaluer la liaison de flux λ d'un conducteur. L'inductance du conducteur peut être définie comme la somme des contributions des liaisons de flux internes et externes au conducteur.

3.2.2.a.1 Inductance interne

Pour obtenir l'inductance interne, un champ magnétique de rayon x à l'intérieur du conducteur de longueur l est choisi.

En négligeant l'effet de peau et en assumant une densité de courant tout au long de la section du conducteur ; c.à.d.

$$\frac{I}{\pi r^2} = \frac{I_x}{\pi x^2} \quad (3.8)$$

En remplaçant la valeur de I_x dans l'équation (3.7), nous aurons :

$$H_x = \frac{I}{2\pi r^2} x \quad (3.9)$$

Pour un conducteur non magnétique à perméabilité constante μ_0 , la densité de flux magnétique est donnée par $B_x = \mu_0 H_x$ Où :

$$B_x = \frac{\mu_0 I}{2\pi r^2} x \quad (3.10)$$

Où, μ_0 est la perméabilité de l'espace libre (ou de l'air) et est égal à $\mu_0 = 4\pi 10^{-7} H / m$. Le flux différentiel $d\Phi$ pour une petite région d'épaisseur dx et 1 mètre de longueur du conducteur est :

$$d\Phi_x = B_x dx l = \frac{\mu_0 I}{2\pi r^2} x dx \quad (3.11)$$

Le flux $d\Phi$ relie seulement la fraction du conducteur du centre au rayon x ; donc seulement $\frac{\pi x^2}{\pi r^2}$ du courant total est relié par le flux, c.à.d. :

$$d\lambda_x = \left(\frac{x^2}{r^2} \right) d\Phi_x = \frac{\mu_0 I}{2\pi r^4} x^3 dx \quad (3.12)$$

La liaison de flux total est le résultat de l'intégration de $d\lambda_x$ du 0 à r .

$$\lambda_{\text{int}} = \frac{\mu_0 I}{2\pi r^4} \int_0^r x^3 dx = \frac{\mu_0 I}{8\pi} \text{ (Wb / m)} \quad (3.13)$$

A partir de l'équation (3.5) l'inductance due à la liaison du flux interne est :

$$L_{\text{int}} = \frac{\lambda_{\text{int}}}{I} = \frac{\mu_0}{8\pi} = \frac{1}{2} \times 10^{-7} \text{ (H/m)} \quad (3.14)$$

3.2.2.a.2 Inductance externe

Considérons le H_x externe du conducteur au rayon $x > r$ comme montré dans la figure.3.6.

Puisque le cercle au rayon x entoure tout le courant, $I_x = I$

En remplace dans l'équation (3.7) le courant I_x par I , et la densité de flux au rayon x devient :

$$B_x = \mu_0 H_x = \frac{\mu_0 I}{2\pi x} \quad (3.15)$$

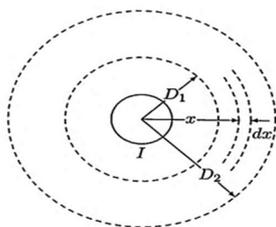


Fig.3.6. Les lignes de flux entre D1 et D2

Puisque le courant total I est entouré par le flux en dehors du conducteur, la liaison de flux $d\lambda_x$ est numériquement égal au flux $d\Phi_x$. Comme pour le cas précédent :

$$d\lambda_x = d\Phi_x = B_x dx \cdot l = \frac{\mu_0 I}{2\pi x} dx \quad (3.16)$$

La liaison de flux externe entre deux points D_1 et D_2 est donnée par :

$$\lambda_x = \frac{\mu_0 I}{2\pi} \int_{D_2}^{D_1} \frac{1}{x} dx = 2 \times 10^{-7} I \ln \frac{D_2}{D_1} \text{ (Wb / m)} \quad (3.17)$$

L'inductance entre deux points externes à un conducteur est :

$$L_{\text{ext}} = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{D_2}{D_1} \text{ (H / m)} \quad (3.18)$$

3.2.2.b Inductance des lignes monophasées

Dans cette ligne chaque conducteur est parcouru par un courant $I_1 = -I_2$ (Figure.3.7). Pour obtenir l'inductance du conducteur 1 due à la liaison de flux externe nette, on évalue L_{ext} de $D_1 = r_1$ à $D_2 = D$

$$L_{1(\text{ext})} = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{D}{r_1} \text{ (H / m)} \quad (3.19)$$

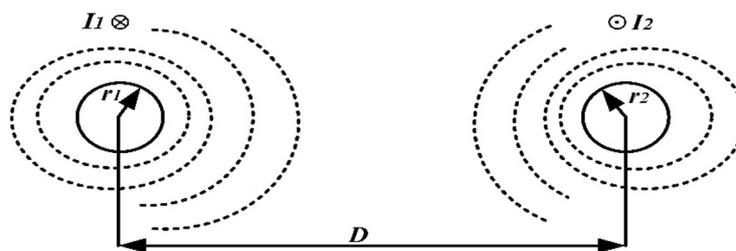


Fig.3.7. Ligne monophasée à deux fils

L'inductance totale du conducteur 1 est donc :

$$L_1 = \frac{1}{2} \times 10^{-7} + 2 \times 10^{-7} \ln \frac{D}{r_1} \quad (H / m) \tag{3.20}$$

L'équation (3.20) est souvent réarrangée comme suit :

$$\begin{aligned} L_1 &= 2 \times 10^{-7} \left(\frac{1}{4} + \ln \frac{D}{r_1} \right) \\ &= 2 \times 10^{-7} \left(\ln e^{\frac{1}{4}} + \ln \frac{1}{r_1} + \ln \frac{D}{1} \right) \\ &= 2 \times 10^{-7} \left(\ln \frac{1}{r_1 e^{-1/4}} + \ln \frac{D}{1} \right) \end{aligned} \tag{3.21}$$

Avec $r_1' = r_1 e^{-1/4}$

Donc l'inductance du conducteur 1 est :

$$L_1 = 2 \times 10^{-7} \left(\ln \frac{1}{r_1'} + \ln \frac{D}{1} \right) \quad (H / m) \tag{3.22}$$

La même chose pour le deuxième conducteur

$$L_2 = 2 \times 10^{-7} \left(\ln \frac{1}{r_2'} + \ln \frac{D}{1} \right) \quad (H / m) \tag{3.23}$$

Si les deux conducteurs sont identiques $r_1' = r_2' = r'$ et $L_1 = L_2 = L$ l'inductance par phase par mètre de longueur est donnée par :

$$L = 2 \times 10^{-7} \left(\ln \frac{1}{r'} + \ln \frac{D}{1} \right) \quad (H / m) \tag{3.24}$$

$$L = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{D}{r'} \quad (H / m)$$

Le terme $r' = r e^{-1/4}$ est connue mathématiquement comme *RMG* (Rayon Moyen Géométrique) propre d'un cercle de rayon r , ou *GMR* (Geometric Mean Radius) et il est désigné par D_s . $D_s = r e^{-1/4}$. Donc l'inductance peut s'écrire :

$$L = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{D}{D_s} \quad (H / m) \tag{3.25}$$

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

3.2.2.c Inductance d'une ligne triphasée symétrique

Considérons une ligne triphasée d'un mètre de longueur avec 3 conducteurs, chacun de rayon r , symétriquement espacés $D_{ab} = D_{bc} = D_{ac} = D$ en configuration triangulaire (Figure.3.8) parcourue par un système de courant équilibré $I_a + I_b + I_c = 0$.

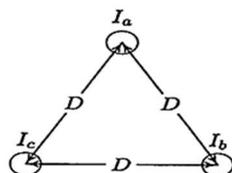


Fig. 3.8. Ligne triphasée avec espacement équilibré

La liaison de flux totale du conducteur de phase a est :

$$\lambda_a = 2 \times 10^{-7} \left(I_a \ln \frac{1}{r'} + I_b \ln \frac{1}{D} + I_c \ln \frac{1}{D} \right) \tag{3.26}$$

En substituant $-I_a = I_b + I_c$

$$\lambda_a = 2 \times 10^{-7} \left(I_a \ln \frac{1}{r'} - I_a \ln \frac{1}{D} \right) = 2 \times 10^{-7} I_a \ln \frac{D}{r'} \tag{3.27}$$

À cause de la symétrie $\lambda_a = \lambda_b = \lambda_c$, et les trois inductances sont symétriques. Donc :

$$L = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{D}{D_s} (H / m) \tag{3.28}$$

$$L = 0.2 \ln \frac{D}{D_s} (mH / km)$$

3.2.2.d Inductance d'une ligne triphasée non symétrique (Ligne transposée)

Les lignes triphasées ne sont pas forcément symétriques ce qui résulte d'un déséquilibre entre les inductances des différentes phases. La transposition des phases (figure.3.9) permet de rééquilibrer les phases. Dans ce cas, la distance moyenne entre les phases est:

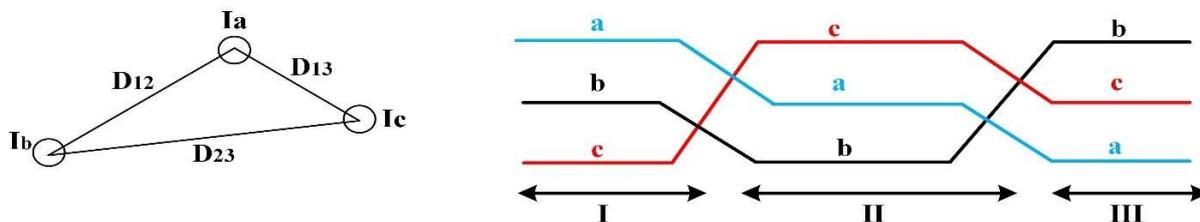


Fig. 3.9. Ligne triphasée transposée

Les liaisons de flux sont données pour chaque conducteur par :

$$\begin{aligned} \lambda_a &= 2 \times 10^{-7} \left(I_a \ln \frac{1}{r'} + I_b \ln \frac{1}{D_{12}} + I_c \ln \frac{1}{D_{13}} \right) \\ \lambda_b &= 2 \times 10^{-7} \left(I_a \ln \frac{1}{D_{12}} + I_b \ln \frac{1}{r'} + I_c \ln \frac{1}{D_{23}} \right) \\ \lambda_c &= 2 \times 10^{-7} \left(I_a \ln \frac{1}{D_{13}} + I_b \ln \frac{1}{D_{23}} + I_c \ln \frac{1}{r'} \right) \end{aligned} \tag{3.29}$$

Pour des courants triphasés équilibrés avec I_a comme référence, nous avons :

$$I_b = I_a \angle 240^\circ = a^2 I_a;$$

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

avec:

$$a^2 = 1 \angle 240^\circ;$$

$$a = 1 \angle 120^\circ.$$

Donc :

$$\begin{aligned} L_a &= \frac{\lambda_a}{I_a} = 2 \times 10^{-7} \left(\ln \frac{1}{r'} + a^2 \ln \frac{1}{D_{12}} + a \ln \frac{1}{D_{13}} \right) \\ L_b &= \frac{\lambda_b}{I_b} = 2 \times 10^{-7} \left(a \ln \frac{1}{D_{12}} + \ln \frac{1}{r'} + a^2 \ln \frac{1}{D_{23}} \right) \\ L_c &= \frac{\lambda_c}{I_c} = 2 \times 10^{-7} \left(a^2 \ln \frac{1}{D_{13}} + a \ln \frac{1}{D_{23}} + \ln \frac{1}{r'} \right) \end{aligned} \quad (3.30)$$

Dans une ligne transposée, l'inductance est : $L = \frac{L_a + L_b + L_c}{3}$, et notons aussi que

$$a^2 + a = -1 :$$

$$\begin{aligned} L &= \frac{2 \times 10^{-7}}{3} \left(3 \ln \frac{1}{r'} - \ln \frac{1}{D_{12}} - \ln \frac{1}{D_{23}} - \ln \frac{1}{D_{13}} \right) \\ L &= 2 \times 10^{-7} \left(\ln \frac{1}{r'} - \ln \frac{1}{(D_{12} D_{23} D_{13})^{\frac{1}{3}}} \right) \\ L &= 2 \times 10^{-7} \ln \frac{(D_{12} D_{23} D_{13})^{\frac{1}{3}}}{r'} \quad (H / m) \end{aligned} \quad (3.31)$$

Où l'inductance par phase par km est donnée par :

$$L = 0.2 \ln \frac{DMG}{D_s} \quad (mH / km) \quad (3.32)$$

$$\text{Ou } DMG = \sqrt[3]{D_{12} D_{23} D_{13}}$$

Le DMG (Distance Moyenne Géométrique) ou GMD (Geometric Mean Distance) (en anglais) est la distance équivalente entre conducteurs. D_s est le rayon moyen géométrique

$$RMG \text{ pour un conducteur rond solide avec } D_s = r_1' = r_1 e^{-1/4}$$

3.2.2.e Inductance des conducteurs composites

Considérons une ligne monophasée constituée de deux conducteurs composites x et y comme la montre la figure.3.10. Le courant est assumé être divisé uniformément sur les sous-

conducteurs. Le courant par brin est $\frac{I}{n}$ pour x et $-\frac{I}{m}$ pour y .

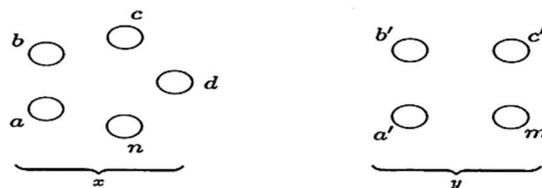


Fig.3.10. Ligne monophasée avec deux conducteurs composites

$$\lambda_a = 2 \times 10^{-7} \frac{I}{n} \left(\ln \frac{1}{r'_x} + \ln \frac{1}{D_{ab}} + \ln \frac{1}{D_{ac}} + \dots + \ln \frac{1}{D_{an}} \right) - 2 \times 10^{-7} \frac{I}{m} \left(\ln \frac{1}{D_{aa'}} + \ln \frac{1}{D_{ab'}} + \ln \frac{1}{D_{ac'}} + \dots + \ln \frac{1}{D_{am}} \right) \quad (3.33)$$

Donc

$$\lambda_a = 2 \times 10^{-7} I \ln \frac{\sqrt[m]{D_{aa'} D_{ab'} D_{ac'} \dots D_{am}}}{\sqrt[n]{r'_x D_{ab} D_{ac} \dots D_{an}}} \quad (3.34)$$

L'inductance de sous conducteur a est :

$$L_a = \frac{\lambda_a}{I/n} = 2n \times 10^{-7} \ln \frac{\sqrt[m]{D_{aa'} D_{ab'} D_{ac'} \dots D_{am}}}{\sqrt[n]{r'_x D_{ab} D_{ac} \dots D_{an}}} \quad (3.35)$$

De la même manière pour les autres sous conducteur du conducteur x :

$$L_n = \frac{\lambda_n}{I/n} = 2n \times 10^{-7} \ln \frac{\sqrt[m]{D_{na'} D_{nb'} D_{nc'} \dots D_{nm}}}{\sqrt[n]{D_{na} D_{nb} D_{nc} \dots r'_n}} \quad (3.36)$$

L'inductance moyenne de n'importe quelle sous conducteur du groupe x est :

$$L_{moy} = \frac{L_a + L_b + L_c + \dots + L_n}{n} \quad (3.37)$$

Puisque les sous-conducteurs du conducteur x sont électriquement parallèle :

$$L_x = \frac{L_{moy}}{n} = \frac{L_a + L_b + L_c + \dots + L_n}{n^2} \quad (3.38)$$

En substituant les valeurs de $L_a + L_b + L_c + \dots + L_n$ de (3.38) nous avons :

$$L_x = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{DMG}{RMG_x} \quad (H / m) \quad (3.39)$$

Où :

$$DMG = \sqrt[mn]{(D_{aa'} D_{ab'} \dots D_{am}) \dots (D_{na'} D_{nb'} \dots D_{nm'})} \quad (3.40)$$

Et

$$RMG_x = \sqrt[n^2]{(D_{aa} D_{ab} \dots D_{an}) \dots (D_{na} D_{nb} \dots D_{nn})} \quad (3.41)$$

Avec $D_{aa} = D_{bb} = \dots = D_{nn} = r'_x = r'_x e^{-0.25}$

De la même manière l'inductance du conducteur y est :

$$L_y = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{DMG}{RMG_y} \quad (H / m) \quad (3.42)$$

Où le DMG est le même que celui du conducteur x (équation (3.40)) :

Et le RMG_y est différent :

$$RMG_y = \sqrt[m^2]{(D_{a'a'} D_{a'b'} \cdots D_{a'm}) \cdots (D_{ma'} D_{mb'} \cdots D_{mm})} \quad (3.43)$$

Avec : $D_{a'a'} = D_{b'b'} = \cdots = D_{mm} = r_y' = r_y e^{-0.25}$

3.2.2.f RMG des conducteurs en faisceaux

Les lignes de transport THT sont généralement disposées en faisceaux (plusieurs conducteurs par phase). Typiquement, les conducteurs en faisceaux sont constitués de deux, trois, ou quatre sous conducteurs arrangés symétriquement en configuration comme montré en figure.3.11.

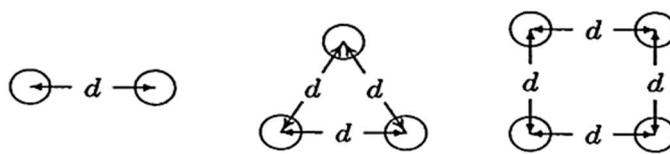


Fig.3.11. Exemples des arrangements en faisceaux

Le RMG du conducteur équivalent singulier est obtenu en utilisant l'expression de RMG_x .

Si D_s est le RMG de chaque sous-conducteur :

Pour le faisceau de deux sous-conducteurs :

$$D_s^b = \sqrt[4]{(D_s \times d)^2} = \sqrt{D_s \times d} \quad (3.44)$$

Pour le faisceau de trois sous-conducteurs :

$$D_s^b = \sqrt[9]{(D_s \times d \times d)^3} = \sqrt[3]{D_s \times d^2} \quad (3.45)$$

Pour quatre sous-conducteurs :

$$D_s^b = \sqrt[16]{(D_s \times d \times d \times d \times 2^{1/2})^4} = 1,094 \sqrt{D_s \times d^3} \quad (3.46)$$

3.2.2.g Inductance d'une ligne triphasée à double circuit

Concèderons une ligne triphasée à double circuit est constituée de deux circuits triphasés identiques. Le circuit fonctionne avec $a_1 - a_2$, $b_1 - b_2$ et $c_1 - c_2$ en parallèle. En raison des différences géométriques entre les conducteurs, la chute de tension due à l'inductance de ligne sera déséquilibrée. Pour atteindre l'équilibre, chaque conducteur de phase doit être transposé au sein de son groupe et doit être parallèle par rapport à la ligne triphasée. Concéder une ligne triphasée à double circuit avec position de phase relative $a_1 b_1 c_1 - c_2 b_2 a_2$, comme illustré à la figure 3.12.

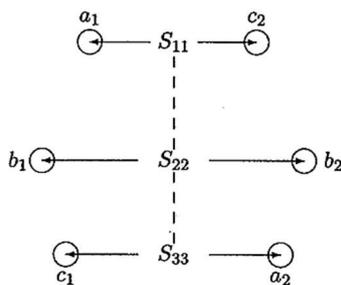


Fig. 3.12. Ligne à double circuit transposée

La méthode de *DMG* peut-être utilisée pour trouver l’inductance par phase. Pour ce faire, nous regroupons des phases identiques et on utilise l’équation (3.40) pour trouver *DMG* entre chaque groupe de phases

$$\begin{aligned}
 D_{AB} &= \sqrt[4]{D_{a1b1}D_{a1b2}D_{a2b1}D_{a2b2}} \\
 D_{BC} &= \sqrt[4]{D_{b1c1}D_{b1c2}D_{b2c1}D_{b2c2}} \\
 D_{AC} &= \sqrt[4]{D_{a1c1}D_{a1c2}D_{a2c1}D_{a2c2}}
 \end{aligned}
 \tag{3.47}$$

LA *DMG* équivalente par phase est :

$$DMG = \sqrt[3]{D_{AB}D_{BC}D_{AC}}
 \tag{3.48}$$

De même, à partir de l’équation (3.41), le *RMG* de chaque groupe de phase est :

$$\begin{aligned}
 D_{SA} &= \sqrt[4]{(D_S^b D_{a1a2})^2} = \sqrt{D_S^b D_{a1a2}} \\
 D_{SB} &= \sqrt[4]{(D_S^b D_{b1b2})^2} = \sqrt{D_S^b D_{b1b2}} \\
 D_{SC} &= \sqrt[4]{(D_S^b D_{c1c2})^2} = \sqrt{D_S^b D_{c1c2}}
 \end{aligned}
 \tag{3.49}$$

Où D_S^b est le rayon moyen géométrique des conducteurs en faisceaux donné par les équations (3.44) – (3.46). Le rayon moyen géométrique équivalent pour le calcul de l’inductance par phase au neutre est :

$$RMG_L = \sqrt[3]{D_{SA}D_{SB}D_{SC}}
 \tag{3.50}$$

L’inductance par phase en millihenry par kilomètre est :

$$L = 0.2 \ln \frac{DMG}{RMG_L} \quad (mH / km)
 \tag{3.51}$$

3.2.3 Capacité d’une ligne

3.2.3.a Capacité d’une ligne monophasée

Par définition la capacité *C* est le rapport entre la charge *q* est la tension *V* donnée par :

$$C = \frac{q}{V}
 \tag{3.52}$$

Considérons un long conducteur rond de rayon r portant une charge q (coulombs / m) comme montré sur la figure.3.13.

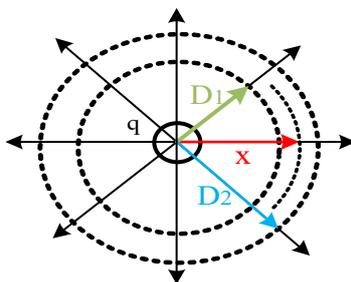


Fig.3.13. Champ électrique autour d'un long conducteur rond

La densité de flux électrique d'un conducteur cylindrique de rayon x et d'un mètre de longueur est calculé à travers le théorème de Gauss :

$$D = \frac{q}{A} = \frac{q}{2\pi x(1)} \tag{3.53}$$

L'intensité électrique E est définie comme le rapport de la densité de flux électrique à la permittivité du milieu. Donc :

$$E = \frac{D}{\epsilon_0} = \frac{q}{2\pi x \epsilon_0} \tag{3.54}$$

Avec : $\epsilon_0 = 8.85 \times 10^{-12} \left(\frac{F}{m} \right)$ est la permittivité du vide.

La différence de potentiel V_{12} entre D_1 et D_2 créée par une charge q est :

$$V_{12} = \int_{D_1}^{D_2} E dx = \int_{D_1}^{D_2} \frac{q}{2\pi \epsilon_0 x} dx = \frac{q}{2\pi \epsilon_0} \ln \frac{D_2}{D_1} \tag{3.55}$$

Soit une ligne monophasée d'un mètre de longueur, constituée de deux conducteurs de rayon r et une distance D comme le montre la figure suivante :

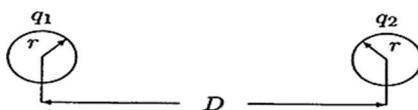


Fig.3.14. Ligne monophasée à deux fils

Considérons le conducteur 1 seul à avoir une charge q_1 , la tension entre le conducteur 1 et 2 :

$$V_{12(q_1)} = \frac{q_1}{2\pi \epsilon_0} \ln \frac{D}{r} \tag{3.56}$$

Pour le conducteur 2 seul à avoir une charge q_2 , la tension entre le conducteur 2 et 1 :

$$V_{21(q_2)} = \frac{q_2}{2\pi \epsilon_0} \ln \frac{D}{r} \tag{3.57}$$

Puisque $V_{12(q_2)} = -V_{21(q_2)}$ nous avons :

$$V_{12(q_2)} = \frac{q_2}{2\pi \epsilon_0} \ln \frac{r}{D} \tag{3.58}$$

La différence de potentiel due aux deux charges est donnée par :

$$V_{12(q_1)} + V_{12(q_2)} = \frac{q_1}{2\pi\epsilon_0} \ln \frac{D}{r} + \frac{q_1}{2\pi\epsilon_0} \ln \frac{r}{D} \tag{3.59}$$

Pour une ligne monophasé $q_2 = -q_1 = -q$ on obtient :

$$V_{12} = \frac{q}{\pi\epsilon_0} \ln \frac{D}{r} \tag{3.60}$$

Donc :

$$C_{12} = \frac{\pi\epsilon_0}{\ln \frac{D}{r}} \quad (F / m) \tag{3.61}$$

C_{12} est la capacité entre les conducteurs. Pour trouver la capacité entre chaque conducteur et le neutre (Figure.3.15).



Fig.3.14. Illustration de la capacité au neutre

Nous savons que $V_{1n} = \frac{1}{2} V_{12}$, par la suite $C = 2C_{12}$ où :

$$C = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln \frac{D}{r}} \quad (F / m) \tag{3.62}$$

$$C = \frac{0.0556}{\ln \frac{D}{r}} \quad (\mu F / km)$$

La capacité par phase contient des termes analogues à celles de l'inductance par phase. Cependant, contrairement à l'inductance où le rayon moyen géométrique RMG du conducteur est utilisé, dans la formule de capacité, le rayon réel du conducteur r est utilisé.

3.2.3.b Capacité des lignes triphasées

Considérant une ligne triphasée avec trois longs conducteurs d'un mètre de longueur, chacun de rayon r , avec espacement des conducteurs comme montré en figure.3.15.

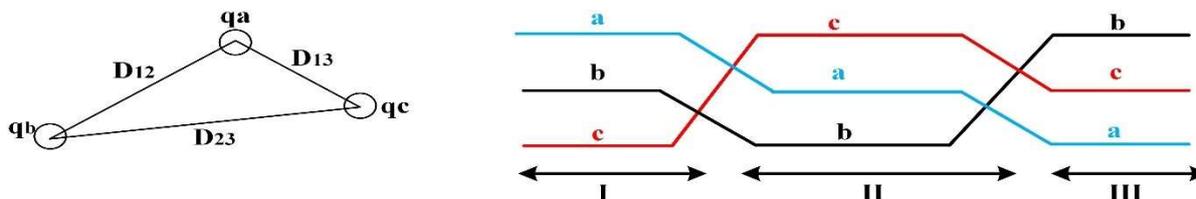


Fig.3.15. Ligne triphasée transposée

Pour un système équilibré $q_a + q_b + q_c = 0$. Négligeant l'effet du sol et les câbles de garde et en assumant que la ligne est transposée :

$$V_{ab(I)} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left(q_a \ln \frac{D_{12}}{r} + q_b \ln \frac{r}{D_{12}} + q_c \ln \frac{D_{23}}{D_{13}} \right) \quad (3.63)$$

Pour la deuxième section de la transposition :

$$V_{ab(II)} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left(q_a \ln \frac{D_{23}}{r} + q_b \ln \frac{r}{D_{23}} + q_c \ln \frac{D_{13}}{D_{12}} \right) \quad (3.64)$$

Pour la troisième section :

$$V_{ab(III)} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left(q_a \ln \frac{D_{13}}{r} + q_b \ln \frac{r}{D_{13}} + q_c \ln \frac{D_{12}}{D_{23}} \right) \quad (3.65)$$

La valeur moyenne de V_{ab} est :

$$V_{ab} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left(q_a \ln \frac{D_{12}D_{23}D_{13}}{r^3} + q_b \ln \frac{r^3}{D_{12}D_{23}D_{13}} + q_c \ln \frac{D_{12}D_{23}D_{13}}{D_{12}D_{23}D_{13}} \right) \quad (3.66)$$

$$V_{ab} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left(q_a \ln \frac{(D_{12}D_{23}D_{13})^{\frac{1}{3}}}{r} + q_b \ln \frac{r}{(D_{12}D_{23}D_{13})^{\frac{1}{3}}} \right) \quad (3.67)$$

$$V_{ab} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left(q_a \ln \frac{DMG}{r} + q_b \ln \frac{r}{DMG} \right)$$

Avec $DMG = (D_{12}D_{23}D_{13})^{\frac{1}{3}}$

De même

$$V_{ac} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left(q_a \ln \frac{DMG}{r} + q_c \ln \frac{r}{DMG} \right) \quad (3.68)$$

Substituant $-q_a = q_b + q_c$, nous avons :

$$V_{ab} + V_{ac} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left(2q_a \ln \frac{DMG}{r} - q_a \ln \frac{r}{DMG} \right) = \frac{3q_a}{2\pi\epsilon_0} \ln \frac{DMG}{r} \quad (3.69)$$

Pour des tensions triphasées équilibrées :

$$V_{ab} = V_{an} \angle 0^\circ - V_{an} \angle -120^\circ; \quad V_{ac} = V_{an} \angle 0^\circ - V_{an} \angle -240^\circ \quad (3.70)$$

Donc :

$$V_{ab} + V_{ac} = 3V_{an} \quad (3.71)$$

En substituant en 4.82 la capacité par phase au neutre est :

$$C = \frac{q_a}{V_{an}} = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln \frac{DMG}{r}} \quad (F / m) \quad (3.72)$$

$$C = \frac{0.0556}{\ln \frac{DMG}{r}} \quad (\mu F / km) \quad (3.73)$$

3.2.3.c Effet des conducteurs en faisceaux

La procédure pour trouver la capacité d'une ligne triphasée transposée avec des conducteurs en faisceaux suit les mêmes étapes que dans la section précédente :

$$C = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln \frac{DMG}{r^b}} \quad (F / m)$$

$$C = \frac{0.0556}{\ln \frac{DMG}{r^b}} \quad (\mu F / km)$$
(3.74)

L'effet des faisceaux est d'introduire un rayon équivalent r^b . r^b est similaire au RMG calculé pour l'inductance à l'exception que le rayon r de chaque sous-conducteur est utilisé à la place de D_s . Donc :

Pour le faisceau de deux sous-conducteurs :

$$r^b = \sqrt[4]{(r \times d)^2} = \sqrt{r \times d}$$
(3.75)

Pour le faisceau de trois sous-conducteurs :

$$r^b = \sqrt[9]{(r \times d \times d)^3} = \sqrt[3]{r \times d^2}$$
(3.76)

Pour quatre sous-conducteurs :

$$r^b = \sqrt[16]{(r \times d \times d \times d \times 2^{1/2})^4} = 1,09 \sqrt[4]{r \times d^3}$$
(3.77)

3.2.3.d Capacité d'une ligne triphasée à double circuit

Concéder une ligne triphasée à double circuit avec position de phase relative $a_1 b_1 c_1 - c_2 b_2 a_2$, comme illustré à la figure 3.12. Chaque conducteur de phase doit être transposé au sein de son groupe et doit être parallèle par rapport à la ligne triphasée. Pour atteindre l'équilibre, L'effet des fils blindés et de la terre sont considéré comme négligeable. Suivant la procédure de la section (3.2.3.b), les tensions moyennes V_a , V_b et V_c sont calculées et la capacité équivalente par phase au neutre est obtenue pour être :

$$C = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln \frac{DMG}{RMG_c}} \quad (F / m)$$

$$C = \frac{0.0556}{\ln \frac{DMG}{RMG_c}} \quad (\mu F / km)$$
(3.78)

L'expression du DMG est la même de celle de l'inductance entre chaque groupe de phases :

$$D_{AB} = \sqrt[4]{D_{a1b1} D_{a1b2} D_{a2b1} D_{a2b2}}$$

$$D_{BC} = \sqrt[4]{D_{b1c1} D_{b1c2} D_{b2c1} D_{b2c2}}$$

$$D_{AC} = \sqrt[4]{D_{a1c1} D_{a1c2} D_{a2c1} D_{a2c2}}$$
(3.79)

La DMG équivalente par phase est :

$$DMG = \sqrt[3]{D_{AB}D_{BC}D_{AC}} \tag{3.80}$$

Pour trouver RMG_C entre chaque groupe de phases est la même que celle de l'inductance

RMG_C , à l'exception que dans (3.49) r^b est utilisé à la place de D_s^b . Cela se traduira par les équations suivantes :

$$\begin{aligned} r_A &= \sqrt{r^b D_{a1a2}} \\ r_B &= \sqrt{r^b D_{b1b2}} \\ r_C &= \sqrt{r^b D_{c1c2}} \end{aligned} \tag{3.81}$$

Où r^b est le rayon moyen géométrique des conducteurs en faisceaux donné par les équations (4.75) – (4.77). Le rayon moyen géométrique équivalent pour le calcul de la capacité par phase au neutre est :

$$RMG_C = \sqrt[3]{r_A r_B r_C} \tag{3.82}$$

3.2.3.e Effet du sol sur la capacité

L'effet du sol est d'augmenter la capacité. Le sol est une surface équipotentielle donc les lignes de flux sont forcées de couper la surface d'une façon orthogonale. L'effet de la présence du sol peut être pris en compte par la méthode des charges images introduits par Kelvin. Pour appliquer la méthode des images par le calcul de la capacité pour une ligne triphasée. Considérons dans la figure.3.16 une ligne transposée et des conducteurs a, b, c portant des charges q_a, q_b, q_c et occupent les positions 1, 2, et 3, respectivement, dans la première partie du cycle de transposition. Au-dessous se trouvent les conducteurs avec les charges images $-q_a, -q_b, -q_c$ la capacité au neutre est donnée par :

$$C = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln \frac{DMG}{r^b} - \ln \left(\frac{\sqrt[3]{H_{12}H_{23}H_{13}}}{\sqrt[3]{H_1H_2H_3}} \right)} \quad (F / m) \text{ au neutre} \tag{3.83}$$

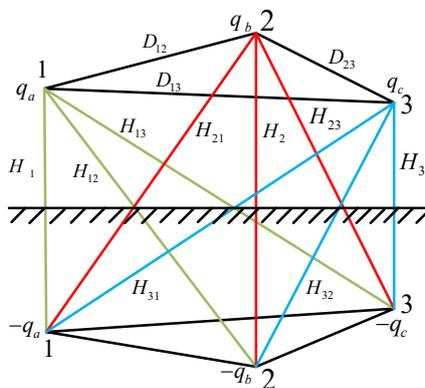


Fig. 3.16. Ligne triphasée et son image

3.3. La conductance due à l'effet couronne G

Les pertes de la puissance active ΔP dans l'isolement provoqué par l'effet couronne G (par l'intensité du champ électrique) la conductance linéique de la ligne aérienne est déterminée par:

$$g_0 = \frac{\Delta P}{U_n^2} \quad (\text{Simmens} / \text{km}) \quad (3.84)$$

ΔP : Les pertes de puissance linéique sous l'effet couronne.

U_n^2 : la tension nominale de la ligne électrique.

La conductance totale de la ligne aérienne est égale à :

$$G = g_0 l \quad ((\text{Simmens}) \text{ ou } (\Omega^{-1})) \quad (3.85)$$

3.4. Modélisation et performance des lignes électriques

Dans la partie précédente, on a déterminé les paramètres par phase des lignes de transport. Dans cette partie, on exploite ces résultats pour la représentation de la performance des lignes de transport sous les conditions d'opération normales. Les lignes de transport sont représentées par un modèle équivalent avec les paramètres « par phase » appropriés du circuit. Le modèle utilisé pour calculer les tensions, les courants, et les écoulements de puissance dépend de la longueur de la ligne.

En fonction de la longueur de la ligne, la classification de ces lignes dans la majorité des pays du monde est la suivante :

- Ligne courte : longueur inférieure à quatre-vingt kilomètres ($l < 80 \text{ km}$);
- Ligne moyenne : longueur supérieur ou égale à quatre-vingt kilomètres et inférieur à deux cent quarante kilomètres ($80 \text{ km} < l < 250 \text{ km}$);
- Ligne longue : longueur supérieur ou égale à deux cent quarante ($l > 250 \text{ km}$).

3.4.1 Modèle d'une ligne courte

La capacité peut souvent être ignorée sans une erreur considérable si les lignes sont d'une longueur de moins de 80 km (60 Hz) ou n'excédant pas 69 kV. Le modèle de la ligne courte (Figure.3.17) est obtenu en multipliant l'impédance série par unité de longueur par la longueur de la ligne.

$$\begin{aligned} Z &= (r + j\omega L)l \\ Z &= R + jX \end{aligned} \quad (3.86)$$

Où r, L sont la résistance et l'inductance par phase par unité de longueur respectivement, l est la longueur de la ligne, V_S, I_S sont la tension et le courant de phase à l'extrémité émettrice de la ligne, et V_R, I_R sont la tension et le courant de phase à l'extrémité réceptrice de la ligne.

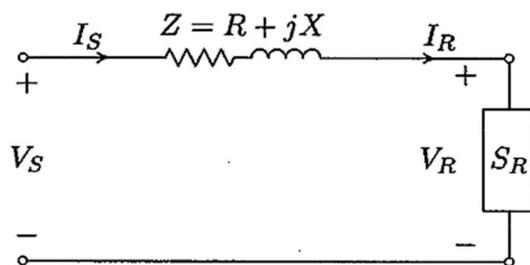


Fig.3.17. Modèle d'une ligne courte

Si une charge triphasée de puissance apparente S_R est connectée à la fin de la ligne de transmission, le courant à l'extrémité réceptrice est :

$$I_R = \frac{S_{(3\phi)}^*}{3V_R^*} \tag{3.87}$$

Et la tension de source :

$$V_S = V_R + ZI_R \tag{3.88}$$

L'impédance shunt est négligée donc :

$$I_S = I_R \tag{3.89}$$

La ligne de transmission peut être représentée par un quadripôle comme indiqué dans la figure 3.18. Et les équations peuvent être représentées par les paramètres chaînes de quadripôle (ABCD)

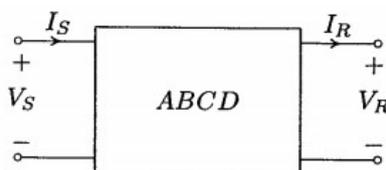


Fig.3.18. Représentation à deux ports d'une ligne de transport

$$\begin{aligned} V_S &= AV_R + BI_R \\ I_S &= CV_R + DI_R \end{aligned} \tag{3.90}$$

Ou sous forme matricielle :

$$\begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} \tag{3.91}$$

Par comparaison on trouve :

$$A = 1, B = Z, C = 0 \text{ et } D = A = 1 \tag{3.92}$$

3.4.2 Régulation de la tension

La régulation de la tension de la ligne peut être définie comme la variation en pourcentage de la tension à l'extrémité de réception de la ligne (exprimée en pourcentage de la tension à pleine charge) lors du passage de la charge nulle (à vide) à la pleine charge :

$$V_R = \frac{|V_{R(CN)}| - |V_{R(PC)}|}{|V_{R(PC)}|} \times 100\% \tag{3.93}$$

A vide $I_R = 0$ et à partir de (3.90)

$$V_R = \frac{V_S}{A} \tag{3.94}$$

Pour la ligne courte $A = 1$ et $V_{R(SC)} = V_S$

La régulation de tension est une mesure de la chute de tension de ligne et dépend du facteur de puissance de la charge. La régulation de la tension sera plus faible avec des charges à faible facteur de puissance en retard. Avec des charges capacitives, c'est-à-dire des charges de facteur de puissance en avance, la régulation peut devenir négative. Ceci est démontré par le diagramme de phase de la figure.3.19.

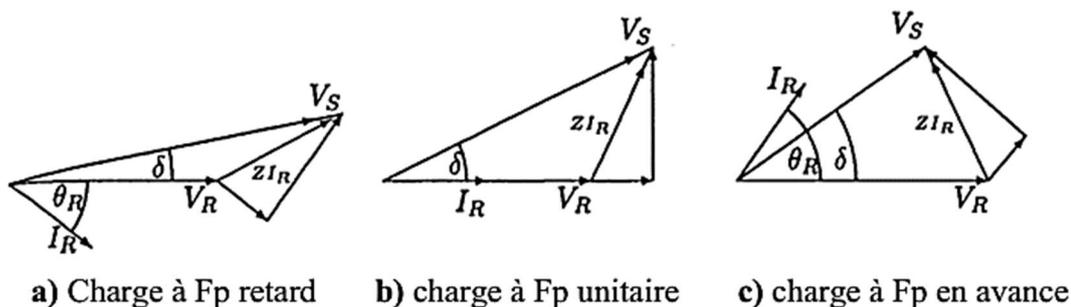


Fig.3.19. Diagramme de phase pour une ligne courte

Une fois la tension d'entrée est calculée, la puissance d'entrée est obtenue par :

$$S_{S(3\phi)} = 3V_S I_S^* \tag{3.95}$$

Les pertes totales de la ligne sont données par :

$$S_{L(3\phi)} = S_{S(3\phi)} - S_{R(3\phi)} \tag{3.96}$$

Est le rendement de la ligne de transmission est donné par :

$$\eta = \frac{P_{R(3\phi)}}{P_{S(3\phi)}} \tag{3.97}$$

Avec $P_{S(3\phi)}$ et $P_{R(3\phi)}$ sont les puissances actives totales à la sortie et à la rentrée de la ligne respectivement.

3.4.3 Modèle d'une ligne moyenne

L'admittance shunt, habituellement la capacité pure, est incluse dans les calculs pour une ligne de longueur moyenne ($80km < l < 250km$). Si l'admittance totale de la ligne est divisée en deux parties égales placées aux extrémités émettrice et réceptrice de la ligne, le circuit est appelé

un π nominale Nous nous référons à la Figure. 3.20, pour dériver des équations. $Z = (r + j\omega L)l$ est $Y = (g + j\omega C)l$ sont l'impédance et l'admittance shunt totales de la ligne.

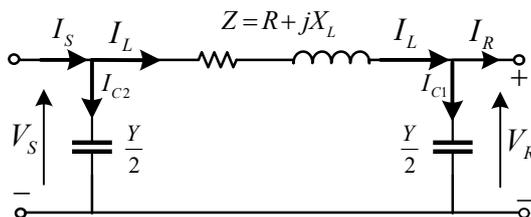


Fig.3.20. Modèle en π nominal d'une ligne de longueur moyenne

Par application des lois de Kirchhoff en courant et en tension :

$$\begin{cases} I_L = I_R + \frac{Y}{2}V_R \\ V_S = V_R + ZI_L \end{cases} \Rightarrow V_S = \left(1 + \frac{ZY}{2}\right)V_R + ZI_R \quad (3.98)$$

Le courant à l'extrémité émettrice est : $I_S = I_L + \frac{Y}{2}V_S$, en substituant pour I_L et V_S :

$$I_S = Y\left(1 + \frac{ZY}{4}\right)V_R + \left(1 + \frac{ZY}{2}\right)I_R \quad (3.99)$$

Pour une écriture en quadripôle ABCD pour le modèle π nominal, nous avons :

$$\begin{aligned} A &= \left(1 + \frac{ZY}{2}\right); & B &= Z; \\ C &= Y\left(1 + \frac{ZY}{4}\right); & D &= A = \left(1 + \frac{ZY}{2}\right) \end{aligned} \quad (3.100)$$

Le déterminant du système matriciel $\begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix}$ est égal à 1 :

$$AD - CB = 1 \quad (3.101)$$

Donc, en peut écrire pour la deuxième extrémité :

$$\begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} D & -B \\ -C & A \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} \quad (3.102)$$

3.4.4 Modèle d'une ligne longue

Pour les lignes courtes et moyennes, des modèles raisonnablement exacts sont obtenus en assumant que les paramètres de la ligne sont à constantes localisés. Pour les lignes $\geq 250km$ et pour une solution plus exacte, l'effet exact des paramètres distribués doit être considéré. Dans cette section, les expressions des tensions et des courants en chaque point sur la ligne sont dérivées. Puis en se basant sur ces équations un modèle en π équivalent est obtenu pour la ligne longue. La figure.3. 21 montre une phase d'une ligne distribuée de longueur l km.

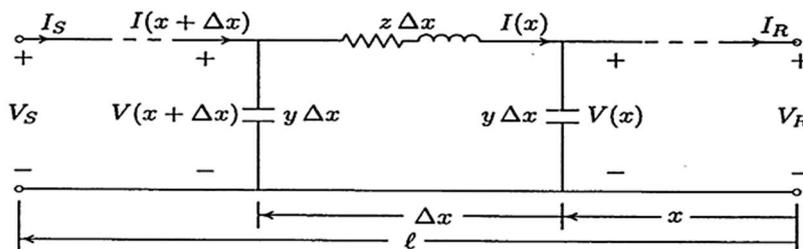


Fig.3.21. Ligne longue à paramètres distribués

$Z = (r + j\omega L)l$ et $Y = (g + j\omega C)l$ sont l'impédance et l'admittance shunt totales de la ligne.

Par application des lois de Kirchhoff en tension :

$$\begin{aligned}
 V(x + \Delta x) &= V(x) + z\Delta x \cdot I(x) \\
 \frac{V(x + \Delta x) - V(x)}{\Delta x} &= z \cdot I(x)
 \end{aligned}
 \tag{3.103}$$

En posant :

$$\Delta x \rightarrow 0 : \frac{dV(x)}{dx} = z \cdot I(x)
 \tag{3.104}$$

De même par application des lois de Kirchhoff en courant :

$$\begin{aligned}
 I(x + \Delta x) &= I(x) + y\Delta x \cdot V(x + \Delta x) \\
 \frac{I(x + \Delta x) - I(x)}{\Delta x} &= y \cdot V(x + \Delta x)
 \end{aligned}
 \tag{3.105}$$

En posant :

$$\Delta x \rightarrow 0 : \frac{dI(x)}{dx} = y \cdot V(x)
 \tag{3.106}$$

En dérivant l'équation (3.104) et en substituant par (3.106) :

$$\frac{d^2V(x)}{dx^2} = z \frac{dI(x)}{dx} = zy \cdot V(x)
 \tag{3.107}$$

Metton :

$$\gamma^2 = zy
 \tag{3.108}$$

$$\gamma = \sqrt{zy}$$

$$\frac{d^2V(x)}{dx^2} - \gamma^2 V(x) = 0
 \tag{3.109}$$

La solution de cette équation est de la forme :

$$V(x) = A_1 e^{\gamma x} + A_2 e^{-\gamma x}
 \tag{3.110}$$

Où γ est la constante de propagation, est une expression complexe donnée par l'équation

(3.108)

Où :

$$\gamma = \alpha + j\beta = \sqrt{zy} = \sqrt{(r + j\omega L)(g + j\omega C)} \quad (3.111)$$

La partie réelle α est la constante d'atténuation, et la partie imaginaire β est la constante de phase mesuré en radian par unité de longueur.

A partir de l'équation (3.104), le courant est :

$$\begin{aligned} I(x) &= \frac{I}{z} \frac{dV(x)}{dx} = \frac{\gamma}{z} (A_1 e^{\gamma x} - A_2 e^{-\gamma x}) \\ &= \sqrt{\frac{y}{z}} (A_1 e^{\gamma x} - A_2 e^{-\gamma x}) \end{aligned} \quad (3.112)$$

Où

$$I(x) = \frac{1}{Z_C} (A_1 e^{\gamma x} - A_2 e^{-\gamma x}) \quad (3.113)$$

Où Z_C est l'impédance caractéristique, donnée par :

$$Z_C = \sqrt{\frac{z}{y}} \quad (3.114)$$

Pour déterminer les constantes A_1 et A_2 notons que lorsque $x = 0$, $V(x) = V_R$, est $I(x) = I_R$

A partir de (3.110) and (3.113), ces constantes se révèlent être

$$\begin{aligned} A_1 &= \frac{V_R + Z_C I_R}{2} \\ A_2 &= \frac{V_R - Z_C I_R}{2} \end{aligned} \quad (3.115)$$

En substituant dans (3.110) and (3.113), l'expression générale de la tension et du courant le long d'une longue ligne de transmission devient :

$$\begin{aligned} V(x) &= \frac{V_R + Z_C I_R}{2} e^{\gamma x} + \frac{V_R - Z_C I_R}{2} e^{-\gamma x} \\ I(x) &= \frac{\frac{V_R}{Z_C} + I_R}{2} e^{\gamma x} - \frac{\frac{V_R}{Z_C} - I_R}{2} e^{-\gamma x} \end{aligned} \quad (3.116)$$

Les équations de la tension et du courant peuvent être réarrangées sous forme :

$$\begin{aligned} V(x) &= \frac{e^{\gamma x} + e^{-\gamma x}}{2} V_R + Z_C \frac{e^{\gamma x} - e^{-\gamma x}}{2} I_R \\ I(x) &= \frac{1}{Z_C} \frac{e^{\gamma x} - e^{-\gamma x}}{2} V_R + \frac{e^{\gamma x} + e^{-\gamma x}}{2} I_R \end{aligned} \quad (3.117)$$

Reconnaissant la fonction hyperbolique \sinh , et \cosh , l'équation ci-dessus s'écrit comme suit :

$$\begin{aligned}
 V(x) &= \cosh \gamma x V_R + Z_C \sinh \gamma x I_R \\
 I(x) &= \frac{1}{Z_C} \sinh \gamma x V_R + \cosh \gamma x I_R
 \end{aligned}
 \tag{3.118}$$

Nous nous intéressons particulièrement à la relation entre l'extrémité émettrice et l'extrémité réceptrice de la ligne. En mettant $x = l$, $V(l) = V_S$, $I(l) = I_S$, les équations de tension et courants deviennent :

$$\begin{aligned}
 V_S &= \cosh \gamma l V_R + Z_C \sinh \gamma l I_R \\
 I_S &= \frac{1}{Z_C} \sinh \gamma l V_R + \cosh \gamma l I_R
 \end{aligned}
 \tag{3.119}$$

Pour une écriture en quadripôle $ABCD$ pour le modèle π nominal, nous avons :

$$\begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix}
 \tag{3.120}$$

Où

$$\begin{aligned}
 A &= \cosh \gamma l; & B &= Z_C \sinh \gamma l; \\
 C &= \frac{1}{Z_C} \sinh \gamma l; & D &= \cosh \gamma l
 \end{aligned}
 \tag{3.121}$$

Noter que, comme précédemment $A = D$ et $AD - CB = 1$.

Il est maintenant possible de trouver un modèle π équivalent exact, montré en Figure.3.22, pour remplacer les constantes $ABCD$ du quadripôle. D'une façon similaire aux expressions d'une ligne moyenne obtenues pour le modèle en π nominal, pour le modèle π équivalent, nous avons :

$$\begin{aligned}
 V_S &= \left(1 + \frac{Z'Y'}{2}\right) V_R + Z' I_R \\
 I_S &= Y' \left(1 + \frac{Z'Y'}{4}\right) V_R + \left(1 + \frac{Z'Y'}{2}\right) I_R
 \end{aligned}
 \tag{3.122}$$

En comparant respectivement les équations (3.122) avec (3.119), et en notant que :

$$\tanh \frac{\gamma l}{2} = \frac{\cosh \gamma l - 1}{\sinh \gamma l}
 \tag{3.123}$$

Les paramètres du modèle π équivalent sont obtenus :

$$\begin{aligned}
 Z' &= Z_C \sinh \gamma l = Z \frac{\sinh \gamma l}{\gamma l} \\
 \frac{Y'}{2} &= \frac{1}{Z_C} \tanh \frac{\gamma l}{2} = \frac{Y \tanh \gamma l / 2}{\gamma l / 2}
 \end{aligned}
 \tag{3.124}$$

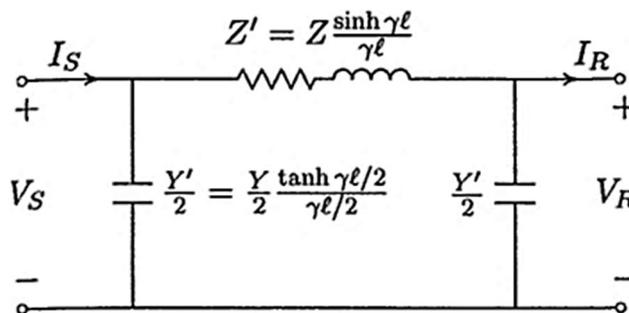


Fig.3.22. Modèle en π équivalent pour une ligne longue

3.5. Calcul des chutes de tension

Les impédances des différents éléments de réseau (câbles, transformateurs...), qui comme nous l’avons vu au chapitre précédent vont limiter les valeurs des courants de court-circuit, vont également générer une chute de tension, diminuant ainsi la tension d’alimentation des différents récepteurs :

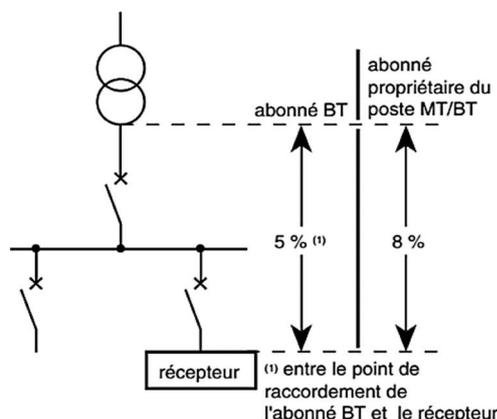


Fig.3.23. Chute de tension maximale entre l’origine de l’installation BT et l’utilisation

La norme NFC 15-100 impose que la chute de tension entre l’origine de l’installation BT et tout point d’utilisation n’excède pas certaines valeurs :

Tableau 1:Chute de tension maximal entre l’origine de l’installation BT et l’utilisation

	Eclairage	Autre usage (force motrice)
Abonné alimenté par le réseau BT de distribution publique	3%	5%
Abonné propriétaire de son poste HTA/BT	6%	8% (1)

(1) Entre le point de raccordement de l’abonné BT et le moteur.

Afin de limiter l’effet des chutes de tensions lors des démarrages moteurs, la norme également la puissance installée destinée à l’alimentation de moteurs dans une installation BT :

Tableau 2. Puissance maxi de moteur installés chez un abonné BT (I < 60A en triphasé ou 45 A en monophasé)

Moteurs		Triphasés (400 V)		Monophasés (230 V)
		A démarrage directe pleine puissance	Autres modes de démarrage	
Locaux d’habitation		5.5 kW	11 kW	1.4 kW
Autres locaux	Réseau aérien	11 kW	22 kW	3 kW
	Réseau souterrain	22 kW	45 kW	5.5 kW

3.5.1 Calcul de ΔU :

Tableau 3: calcul de la chute de tension ΔU

Alimentation	Chute de tension (V CA)	En %
Monophasé deux phases	$\Delta U = 2I_B L(R \cos \varphi + X \sin \varphi)$	$100 \frac{\Delta U}{U_n}$
Monophasé phase et neutre	$\Delta U = 2I_B L(R \cos \varphi + X \sin \varphi)$	$100 \frac{\Delta U}{V_n}$
Triphasé trois phases (avec ou sans neutre)	$\Delta U = \sqrt{3} I_B L(R \cos \varphi + X \sin \varphi)$	$100 \frac{\Delta U}{U_n}$

- I_B : courant d’emploi en ampères ;
- U_n : tension nominale entre phases ;
- V_n : tension nominale entre phase et neutre ;
- L : longueur du câble en km ;
- R : résistance linéaire d’un conducteur en Ω/km ;
- $R = \frac{22,5 \Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{km}}{S \text{ (section en } \text{mm}^2)}$ Pour le cuivre ;
- $R = \frac{36 \Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{km}}{S \text{ (section en } \text{mm}^2)}$ Pour l’aluminium ;
- Note : R est négligeable au-delà d’une section de 500 mm^2 .
- X : réactance linéique d’un conducteur en Ω/km ;
- X est négligeable pour les câbles de section $S < 50 \text{ mm}^2$.
- En l’absence d’autre indication on prendra $X = 0.08 \Omega / \text{km}$.
- φ : déphasage du courant sur la tension dans le circuit considéré ; généralement :
 - Éclairage : $\cos \varphi = 1$;
 - Force motrice :
 - ✓ En démarrage : $\cos \varphi = 0.35$;
 - ✓ En service normal : $\cos \varphi = 0.8$.

- Pour les canalisations préfabriquées, la résistance R et la réactance X sont indiquées par le constructeur.

3.5.2 Calcul à partir d'un tableau simplifié

Des tableaux permettent de déterminer les chutes de tension dans un conducteur, en fonction de :

- Sa nature (cuivre ou aluminium)
- Sa section (en mm^2)
- Le courant véhiculé
- Le facteur de puissance de la charge

Dans le tableau ci-après, les valeurs sont données pour des installations monophasées et triphasées ; les chutes de tension obtenues sont exprimées en Volts/km/Ampère :

Le tableau 6 donne, avec une bonne approximation, la chute de tension par km de câble pour un courant de 1 A en fonction :

- ✓ Du type d'utilisation : force motrice avec $\cos \varphi \approx 0.8$ ou éclairage avec $\cos \varphi \approx 1$;
- ✓ Du type de câble monophasé ou triphasé.

La chute de tension s'écrit alors :

$$\Delta U = K \cdot I_B \cdot L \quad (V) \quad (3.125)$$

- ✓ K : donné par le tableau,
- ✓ I_B : courant d'emploi en ampères,
- ✓ L : longueur du câble en km.

Tableau 4: chute de tension ΔU en volts / ampère et / km dans un circuit

Section en mm^2		Circuit monophasé			Circuit triphasé équilibré		
		Force motrice		Éclairage	Force motrice		Éclairage
Cu	Al	Service normal $\cos \varphi = 0,8$	Démarrage $\cos \varphi = 0,35$	$\cos \varphi = 1$	Service normal $\cos \varphi = 0,8$	Démarrage $\cos \varphi = 0,35$	$\cos \varphi = 1$
1,5		24	10,6	30	20	9,4	25
2,5		14,4	6,4	18	12	5,7	15
4		9,1	4,1	11,2	8	3,6	9,5
6	10	6,1	2,9	7,5	5,3	2,5	6,2
10	16	3,7	1,7	4,5	3,2	1,5	3,6
16	25	2,36	1,15	2,8	2,05	1	2,4
25	35	1,5	0,75	1,8	1,3	0,65	1,5
35	50	1,15	0,6	1,29	1	0,52	1,1
50	70	0,86	0,47	0,95	0,75	0,41	0,77
70	120	0,64	0,37	0,64	0,56	0,32	0,55
95	150	0,48	0,30	0,47	0,42	0,26	0,4
120	185	0,39	0,26	0,37	0,34	0,23	0,31
150	240	0,33	0,24	0,30	0,29	0,21	0,27
185	300	0,29	0,22	0,24	0,25	0,19	0,2
240	400	0,24	0,2	0,19	0,21	0,17	0,16
300	500	0,21	0,19	0,15	0,18	0,16	0,13

Note : Au démarrage des moteurs, le courant absorbé peut être très important et le $\cos \varphi$ très faible, ce qui entraîne une chute de tension pouvant être beaucoup plus importante. Cela peut se traduire par un mauvais ou non démarrage du moteur, donc on considère généralement un ΔU_d limite de 10% dans ce cas.

3.6. Effet Ferranti

L'effet dans lequel la tension à l'extrémité de réception de la ligne de transmission est supérieure à la tension d'envoi appelée effet Ferranti. Ce type d'effet est principalement dû à une charge légère ou à un circuit ouvert à la réception.

L'effet Ferranti est dû au courant de charge de la ligne. Lorsqu'une tension alternative est appliquée, le courant qui passe dans le condensateur est appelé courant de charge. Un courant de charge est également appelé courant capacitif. Le courant de charge augmente dans la ligne lorsque la tension de l'extrémité de réception de la ligne est supérieure à celle de l'extrémité émettrice.

3.6.1 Pourquoi l'effet Ferranti se produit ?

La capacité et l'inductance sont les principaux paramètres des lignes d'une longueur égale ou supérieure à 250 km. Sur de telles lignes de transmission, la capacité n'est pas concentrée à certains points définis. Il est distribué uniformément sur toute la longueur de la ligne.

Lorsque la tension est appliquée chez l'émetteur, le courant consommé par la capacité de la ligne est supérieur au courant associé à la charge. Ainsi, à vide ou à faible charge, la tension à la réception est assez grande comparée à la tension constante à la sortie.

3.6.2 Explication détaillée de l'effet Ferranti en considérant un modèle π nominal

Considérons une longue ligne de transmission en lequel OE représente la tension d'extrémité de réception ; OH représente le courant à travers le condensateur à la réception. Le phaseur EF représente la chute de tension à travers la résistance R . Le phaseur FG représente la chute de tension à travers le X_L (inductance). Le phaseur OG représente la tension de l'extrémité émettrice à vide.

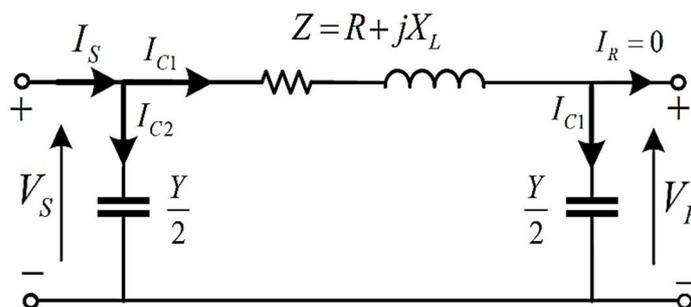


Fig.3.24. Modèle en π équivalent d'une ligne longue à vide

Le diagramme de phase montre que $OE > OG$. En d'autres termes, la tension à l'extrémité de réception est supérieure à la tension à l'extrémité d'envoi lorsque la ligne est à vide.

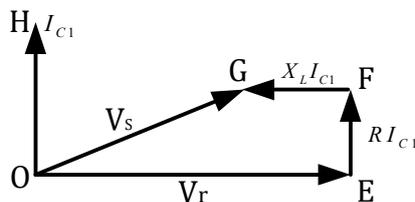


Fig.3.25. Diagramme de phase d'une ligne à vide

Pour un modèle nominal π :

$$V_S = \left(1 + \frac{ZY}{2}\right) V_R + ZI_R \tag{3.126}$$

À vide, $I_R = 0$:

$$V_S = \left(1 + \frac{ZY}{2}\right) V_R \tag{3.127}$$

$$V_S - V_R = \left(\frac{ZY}{2}\right) V_R$$

Avec

$$\begin{aligned} Z &= (r + j\omega L)l \\ Y &= (j\omega C)l \end{aligned} \tag{3.128}$$

Si la résistance r de la ligne est négligée,

$$Z = (j\omega L)l \tag{3.129}$$

$$V_S - V_R = \left(\frac{1}{2}\right) (j\omega Ll)(j\omega Cl)V_R \tag{3.130}$$

$$V_S - V_R = -\frac{1}{2} (\omega^2 l^2 LC) V_R$$

Pour les lignes aériennes, la vitesse de propagation des ondes électromagnétiques sur les lignes de transmission est donnée par :

$$\frac{1}{\sqrt{LC}} = 3 \times 10^8 \quad (m/s) \tag{3.131}$$

$$\sqrt{LC} = \frac{1}{3 \times 10^8} \tag{3.132}$$

$$LC = \frac{1}{(3 \times 10^8)^2}$$

$$V_S - V_R = -\frac{1}{2} \left(\omega^2 l^2 \frac{1}{(3 \times 10^8)^2} \right) V_R \tag{3.133}$$

$$\omega = 2\pi f$$

$$V_S - V_R = - \left(\frac{4\pi^2}{18} \times 10^{-16} \right) f^2 l^2 V_R \quad (3.134)$$

L'équation ci-dessus montre que $(V_S - V_R) < 0$ est négatif. C'est $V_R > V_S$. Cette équation montre également que l'effet Ferranti dépend également de la fréquence et de la longueur électrique des lignes.

En général, pour toute ligne :

$$V_S = AV_R + BI_R \quad (3.135)$$

Sans charge,

$$\begin{aligned} I_R &= 0 \\ V_R &= V_{RN} \\ V_S &= AV_{RN} \end{aligned} \quad (3.136)$$

Donc :

$$|V_{RN}| = \frac{|V_R|}{|A|} \quad (3.137)$$

Pour une longue ligne, A est inférieur à l'unité et il diminue avec l'augmentation de la longueur de la ligne. Par conséquent, la tension à vide est supérieure à la tension à vide $V_{RN} > V_S$. Lorsque la longueur de la ligne augmente, l'augmentation de la tension à la réception sans charge devient plus prédominante.

3.6.3 Comment réduire l'effet Ferranti

Les appareils électriques sont conçus pour fonctionner à certaines tensions particulières. Si les tensions sont élevées aux extrémités des utilisateurs, leurs équipements sont endommagés et leurs enroulements brûlent à cause de la haute tension. L'effet Ferranti sur les lignes de transport longues à faible charge ou à vide augmente la tension à l'extrémité de réception. Cette tension peut être contrôlée en plaçant les réacteurs de dérivation à l'extrémité de réception des lignes.

Le réacteur shunt est un élément de courant inductif connecté entre la ligne et le neutre pour compenser le courant capacitif des lignes de transmission. Lorsque cet effet se produit dans les lignes de transmission longues, les réacteurs shunt compensent le V_{AR} capacitif des lignes et la tension est donc régulée dans les limites prescrites.

Remarque

L'élévation de tension est directement proportionnelle au carré de la longueur d'une ligne.

L'effet Ferranti est plus fréquent dans les câbles de transmission courts car leur capacité est élevée.

3.7. Ecoulement de puissance à travers une ligne de transport

Les expressions spécifiques de l'écoulement de puissance complexe sur une ligne de transmission peuvent être obtenues en termes des tensions à l'entrée et à la sortie et les angles de phase et les constantes ABCD. Considérant la Figure 3.18. Ou les relations de la tension V_S et le courant I_S sont donnée par les équations 3.90 respectivement. Exprimer les constantes $ABCD$ sous forme polaire comme : $A = |A| \angle \theta_A$, $B = |B| \angle \theta_B$, la tension de source $V_S = |V_S| \angle \delta$, et la tension de charge comme référence $V_R = |V_R| \angle 0$.

A partir de l'équation (3.90), le courant I_R peut être écrit comme suit :

$$I_R = \frac{|V_S| \angle \delta - |A| \angle \theta_A |V_R| \angle 0}{|B| \angle \theta_B} = \frac{|V_S|}{|B|} \angle \delta - \theta_B - \frac{|A| |V_R|}{|B|} \angle \theta_A - \theta_B \quad (3.138)$$

La puissance complexe à l'extrémité de réceptrice :

$$S_{R(3\phi)} = P_{R(3\phi)} + jQ_{R(3\phi)} = 3V_R I_R^* \quad (3.139)$$

En remplaçant I_R à partir de (3.138), nous avons :

$$S_{R(3\phi)} = 3 \frac{|V_S| |V_R|}{|B|} \angle \theta_B - \delta - 3 \frac{|A| |V_R|^2}{|B|} \angle \theta_B - \theta_A \quad (3.140)$$

En termes de tensions ligne-ligne (composée), nous avons :

$$S_{R(3\phi)} = \frac{|V_{S(L-L)}| |V_{R(L-L)}|}{|B|} \angle \theta_B - \delta - \frac{|A| |V_{R(L-L)}|^2}{|B|} \angle \theta_B - \theta_A \quad (3.141)$$

Les puissances active et réactive à l'extrémité réceptrice de la ligne sont :

$$P_{R(3\phi)} = \frac{|V_{S(L-L)}| |V_{R(L-L)}|}{|B|} \cos(\theta_B - \delta) - \frac{|A| |V_{R(L-L)}|^2}{|B|} \cos(\theta_B - \theta_A) \quad (3.142)$$

$$Q_{R(3\phi)} = \frac{|V_{S(L-L)}| |V_{R(L-L)}|}{|B|} \sin(\theta_B - \delta) - \frac{|A| |V_{R(L-L)}|^2}{|B|} \sin(\theta_B - \theta_A) \quad (3.143)$$

La puissance complexe de la source est :

$$S_{S(3\phi)} = P_{S(3\phi)} + jQ_{S(3\phi)} = 3V_S I_S^* \quad (3.144)$$

A partir de l'équation (3.102) I_S peut être écrit comme :

$$I_S = \frac{|A| \angle \theta_A |V_S| \angle \delta - |V_R| \angle 0}{|B| \angle \theta_B} \quad (3.145)$$

En remplaçant I_S dans (3.144) on obtient :

$$P_{S(3\phi)} = \frac{|A||V_{S(L-L)}|^2}{|B|} \cos(\theta_B - \theta_A) - \frac{|V_{S(L-L)}||V_{R(L-L)}|}{|B|} \cos(\theta_B + \delta) \quad (3.146)$$

$$Q_{S(3\phi)} = \frac{|A||V_{S(L-L)}|^2}{|B|} \sin(\theta_B - \theta_A) - \frac{|V_{S(L-L)}||V_{R(L-L)}|}{|B|} \sin(\theta_B + \delta) \quad (3.147)$$

Les pertes actives et réactives de la ligne de transport :

$$P_{L(3\phi)} = P_{S(3\phi)} - P_{R(3\phi)} \quad (3.148)$$

$$Q_{L(3\phi)} = Q_{S(3\phi)} - Q_{R(3\phi)} \quad (3.149)$$

3.8. Compensation de l'énergie réactive

La compensation d'énergie réactive est un des éléments à prévoir pour toutes installations électriques lors de l'étude pour réduire les coûts de l'installation et lors de l'exploitation pour réduire la facture de la consommation électrique.

Le terme compensation est utilisé pour décrire l'insertion intentionnelle des dispositifs de la puissance réactive, capacitive ou inductive, à un réseau électrique pour obtenir un effet désiré. Cela peut inclure l'amélioration du profil de la tension, l'amélioration du facteur de puissance, l'augmentation des performances de la stabilité, et l'amélioration de la capacité de transmission. Les dispositifs réactifs sont connectés soit en série ou en parallèle (shunt).

3.8.1 Présentation

Toute machine électrique (moteur, transformateur, ...) alimentée en courant alternatif met en jeu deux formes d'énergie :

* **L'énergie active** : qui correspond à la puissance active P mesurée en kW et se transforme intégralement en énergie mécanique (travail utile) et en chaleur (pertes).

* **L'énergie réactive** : qui correspond à la puissance réactive Q mesurée en $kvar$ qui sert à magnétiser les tôles des appareils électriques (transformateurs, machines tournantes, ...).

* Le réseau de distribution fournit **l'énergie apparente** qui correspond à la puissance apparente S mesurée en kVA .

* **La puissance apparente** :

$$S = UI \quad (kVA) \quad (3.150)$$

* **La Puissance active** :

$$P = UI \cos(\varphi) \quad (kW) \quad (3.151)$$

* **La puissance réactive** :

$$Q = UI \sin(\varphi) \quad (kVAR) \quad (3.152)$$

Les trois puissances P , Q et S se représentent vectoriellement par un triangle des puissances:

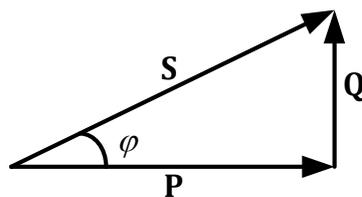


Fig. 3.26. Triangle des puissances

* Facteur de puissance

Le facteur de puissance de l'installation est le quotient de la puissance active en kW consommée par l'installation sur la puissance apparente en kVA fournie à l'installation.

Il est égal au cosinus de l'angle de déphasage φ entre la puissance active et la puissance apparente.

$$\cos(\varphi) = \frac{P}{S} \quad (3.153)$$

Le $\cos(\varphi)$ est compris entre 0 et 1.

Un facteur de puissance proche de 1 optimise le fonctionnement d'une installation.

Il est possible d'exprimer la $\operatorname{tg}(\varphi)$ avec

$$\operatorname{tg}(\varphi) = \frac{Q}{P} \quad (3.154)$$

La valeur la plus faible de $\operatorname{tg}(\varphi)$ optimise l'installation.

3.8.2 Avantages dus à l'amélioration du facteur de puissance

3.8.2.a Diminution de la facture d'électricité

Pour les gros consommateurs, l'énergie réactive est facturée au-delà d'un seuil pendant certaines périodes. Le distributeur d'énergie électrique, propose des tarifs de facturation différents suivant la consommation. Dans les tarifs la diminution de la consommation d'énergie réactive, avec l'amélioration du facteur de puissance, est très sensible au niveau de la facturation.

Le distributeur d'énergie électrique, **SONELGAZ**, propose des tarifs de facturation différents suivant la consommation de l'abonné.

Les fournisseurs d'énergie électrique incitent les consommateurs à produire une partie de la puissance réactive localement par l'application d'une pénalité en cas de dépassement d'un seuil prédéfinie par chaque fournisseur,

Pour la **SONELGAZ** :

- ✓ $\cos(\varphi) \geq 0.894$ le client sera bonifier.
- ✓ $\cos(\varphi) < 0.894$ le client sera pénaliser.

3.8.2.b Optimisation des choix technico-économiques

3.8.2.b.1 Diminution de la section des câbles

La puissance active transportée par un câble diminue lorsque le facteur de puissance s'éloigne de 1. Pour une même puissance active à fournir la diminution du facteur de puissance impose le choix de câbles de plus grande section.

3.8.2.b.2 Diminution des pertes en ligne

Un bon facteur de puissance permet une diminution des pertes en ligne à puissance active constante. Les pertes wattées (dus à la résistance des conducteurs) sont intégrées dans la consommation enregistrée par les compteurs d'énergie active (*kWh*) et sont proportionnelles au carré du courant transporté.

3.8.2.b.3 Réduction de la chute de tension

L'amélioration du facteur de puissance diminue l'énergie réactive transportée et de ce fait diminue les chutes de tension en ligne.

3.8.2.b.4 Augmentation de la puissance disponible

La puissance active disponible au secondaire d'un transformateur est d'autant plus grande que le facteur puissance de l'installation est élevé.

3.8.3 Principe de la compensation

Compenser une installation consiste à installer une source d'énergie réactive de compensation qui permet d'améliorer de facteur de puissance de l'installation.

La figure ci-dessous traduit la représentation vectorielle de la compensation.

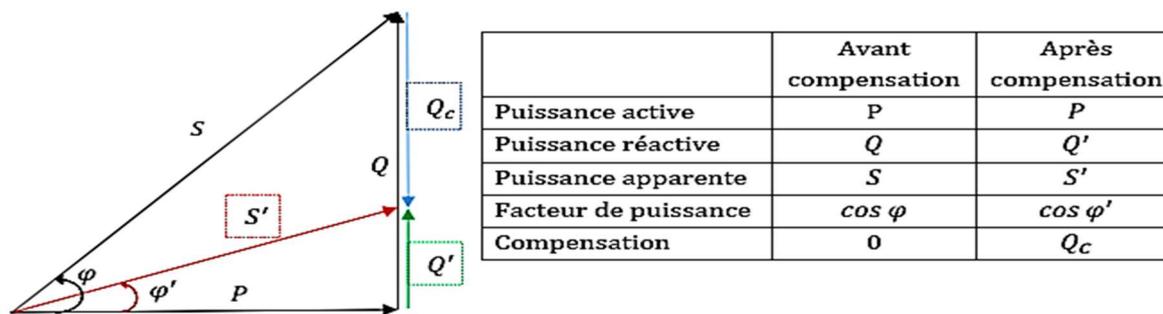


Fig. 3.27 : Diagramme de Fresnel des puissances en cas de compensation

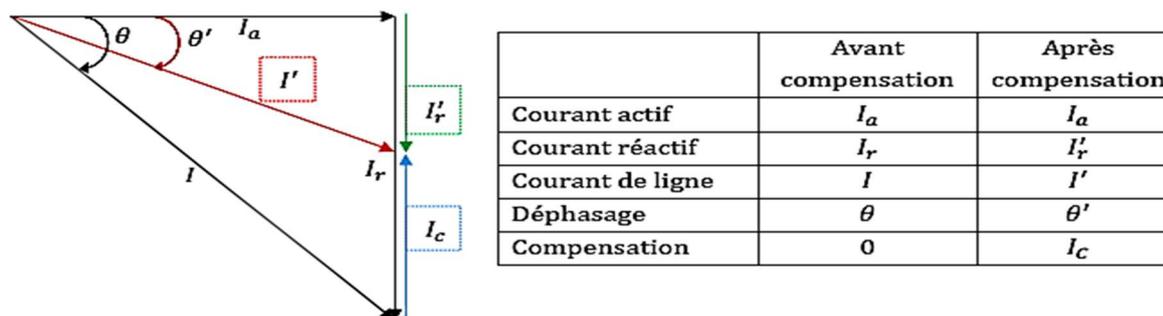


Fig. 3.28 : Diagramme de Fresnel des courants en cas de compensation

3.8.4 Puissance réactive de compensation

La puissance réactive de compensation à installer pour expression :

$$Q_c = P(tg\varphi - tg\varphi') \quad (3.155)$$

3.8.5 Les batteries de condensateur

3.8.5.a Choix d'une batterie de condensateur

Le choix d'une batterie de condensateurs s'effectue en fonction des critères suivants :

- ✓ Rentabilité du matériel
- ✓ Contraintes de l'installation (ateliers à facteurs de déphasage différents, nombre de transformateurs...).

3.8.5.b Moyens de compensation

La compensation peut se faire en basse tension ou en haute tension en utilisant des condensateurs. En basse tension la compensation est réalisée avec deux familles de produits :

- * Les condensateurs de valeurs fixes ou condensateurs fixes,
- * Les équipements à régulation automatique ou batteries automatiques qui permettent d'ajuster en permanence la compensation aux besoins de l'installation.

3.8.5.b.1 Les batteries de condensateurs de type fixe

La puissance réactive fournie par la batterie est constante quelles que soient les variations du facteur de puissance et de la charge des récepteurs, donc de la consommation d'énergie réactive de l'installation.

3.8.5.b.2 Principe et intérêt de la compensation automatique

Installées en tête de l'ensemble de la distribution *BT* ou d'un secteur important, les batteries de condensateurs sont divisées en gradins. La valeur du $\cos(\varphi)$ est détectée par un relais varométrique qui commande automatiquement l'enclenchement et le déclenchement des gradins en fonction de la charge et du $\cos(\varphi)$ désiré. Le transformateur de courant doit être placé en amont des récepteurs et des batteries de condensateurs.

La compensation automatique permet l'adaptation immédiate de la compensation aux variations de la charge et évite, ainsi, le renvoi d'énergie réactive sur le réseau *SONALGAZ* et les surtensions dangereuses pour les circuits d'éclairage lors des marches à faible charge de l'installation.

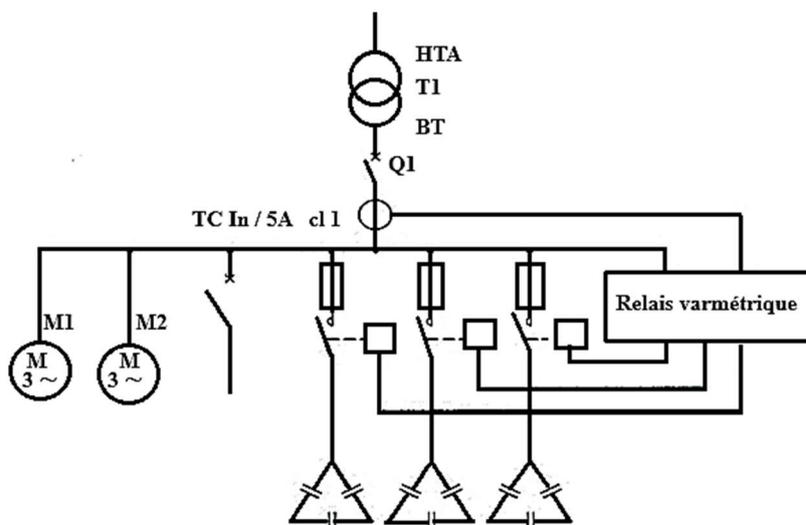


Fig. 3.29 Principe de la compensation automatique

3.8.6 Modes de compensation

La compensation peut être :

Globale	Partielle	Individuelle

Fig. 3.30. Différentes possibilités d'implantation des batteries condensateurs

- **Globale** : La batterie de condensateurs est raccordée en tête de l'installation et reste en service de façon permanente. Ce mode de compensation convient lorsque la charge est stable et continue.

- **Partielle** : la batterie de condensateurs est raccordée au tableau de distribution et fournit l'énergie réactive par atelier ou par groupe de récepteur. Ce mode de compensation convient lorsque l'installation est étendue et comporte des ateliers dont les régimes de charge sont différents.

- **Individuelle** : La batterie de condensateurs est raccordée directement aux bornes de chaque récepteur du type inductif, notamment les moteurs. Elle convient lorsque la puissance de certains récepteurs est très importante par rapport à la puissance totale, elle offre le plus d'avantages.

3.8.7 Calcul de la valeur des condensateurs selon le mode du couplage

3.8.7.a Couplage des condensateurs en triangle

La puissance réactive fournie par un condensateur :

$$|Q_c| = C\omega U^2 \tag{3.156}$$

Puissance réactive absorbée par les trois condensateurs :

$$|Q_{Ctot}| = 3|Q_c| = 3C\omega U^2 \tag{3.157}$$

On en déduit la capacité du condensateur de la manière suivante :

$$C = \frac{P(tg\varphi - tg\varphi')}{3\omega U^2} \tag{3.158}$$

3.8.7.b Couplage des condensateurs en étoile

En utilisant le même raisonnement que précédemment,

$$|Q_{Ctot}| = 3|Q_c| = 3C\omega V^2 \tag{3.159}$$

On montre que la capacité du condensateur est donnée par la relation :

$$C = \frac{P(tg\varphi - tg\varphi')}{\omega U^2} \tag{3.160}$$

Le couplage en étoile est donc moins intéressant puisque la capacité des condensateurs nécessaires est trois fois plus grande que pour le couplage en triangle (figure III.29). Plus la capacité est grande, plus le condensateur est volumineux et onéreux.

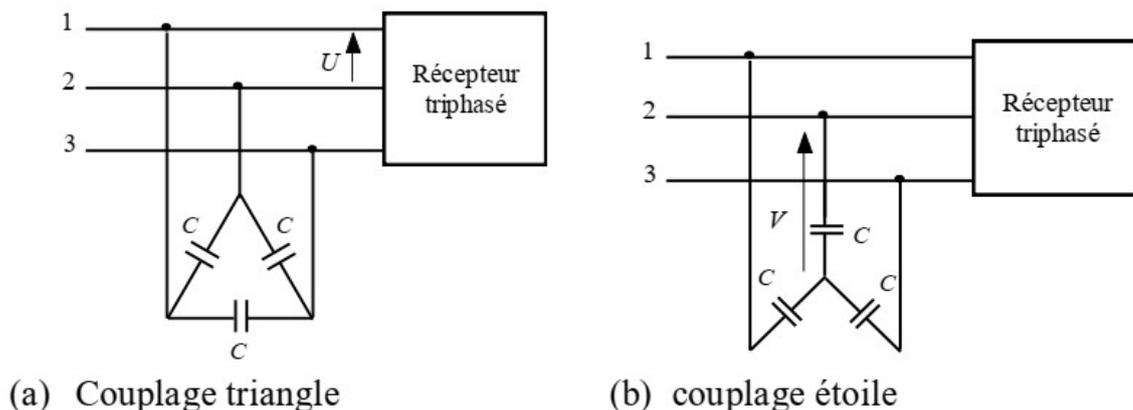


Fig.III.29 : Modes de couplage des batteries de compensation

4.1. Généralités sur le Transformateur

Les transformateurs sont des machines entièrement statiques permettant, en alternatif, le changement des grandeurs (tension et intensité) sans changer leurs fréquences et leurs formes d'onde, cette absence de mouvement est d'ailleurs à l'origine de leurs excellents rendements. On peut rencontrer plusieurs types de transformateurs : monophasés, triphasés. Ils jouent un rôle important en électrotechnique car sont les appareils de base pour le transport de l'énergie électrique. Ils fonctionnent en éleveurs de tension entre la source et le réseau de transport, puis en abaisseurs de la tension du réseau vers l'utilisateur.

4.2. Transformateur Monophasé

4.2.1 Principe de fonctionnement

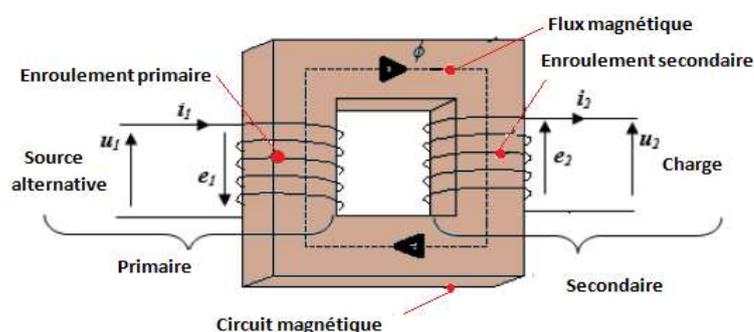


Fig. 4.1. Schéma équivalent du transformateur monophasé

Il est constitué de 2 enroulements placés sur un circuit magnétique fermé :

- Le primaire est alimenté par le réseau et se comporte comme un récepteur. Il crée un champ et un flux magnétique ($\Phi(t)$ alternatif) dans le circuit magnétique feuilleté.
- Le secondaire est soumis à la variation de ce flux, il est le siège d'une f.é.m. induite due à la loi de Lenz et alimente la charge.

Un transformateur qui produit une tension plus grande est dit éleveur de tension, à l'inverse il est dit abaisseur de tension.

4.2.2 Symbole



Fig. 4.2. Symboles électriques des transformateurs monophasés

4.3. Transformateur parfait

4.3.1 Hypothèses simplificatrices

Un transformateur est parfait si on néglige :

- Les résistances des enroulements (pas de pertes de joules) ;
- Les inductances de fuite ;
- La réluctance du circuit magnétique ;
- Pas de pertes de Fer.

4.3.2 Relations entre les tensions

A chaque instant, chaque spire est traversée par le même flux magnétique. (Pas de fuites magnétiques)

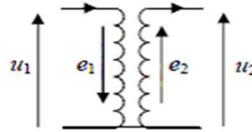


Fig. 4.3. Transformateur parfait

4.3.2.a Au primaire

Formé de N_1 spires est le siège d'une f.é.m. :

$$e_1 = -N_1 \frac{d\phi}{dt} \quad (4.1)$$

$u_1 = -e_1$ en complexe :

$$\underline{U}_1 = -\underline{E}_1 = j\omega N_1 \underline{\phi} \quad (4.2)$$

4.3.2.b Au secondaire

Formé de N_2 spires est le siège d'une f.é.m. :

$$e_2 = -N_2 \frac{d\phi}{dt} \quad (4.3)$$

$u_2 = e_2$ en complexe :

$$\underline{U}_2 = \underline{E}_2 = -j\omega N_2 \underline{\phi} \quad (4.4)$$

On tire immédiatement :

$$\frac{u_2}{u_1} = -\frac{e_2}{e_1} = -\frac{u_2}{u_1} = -m \quad (4.5)$$

Les tensions u_1 et u_2 sont en opposition de phase.

La relation entre les valeurs efficaces U_1 et U_2 ne tient pas compte du déphasage :

$$\frac{U_2}{U_1} = \frac{E_2}{E_1} = \frac{N_2}{N_1} = m \quad (4.6)$$

m : rapport de transformation du transformateur.

4.3.3 Selon la valeur de m , on peut distinguer

- $m = 1 \Rightarrow U_2 = U_1$: Le transformateur assure l'isolement électrique entre la source et la charge ;
- $m < 1 \Rightarrow U_2 < U_1$: Le transformateur est dit abaisseur ;
- $m > 1 \Rightarrow U_2 > U_1$: Le transformateur est dit élévateur.

4.3.4 Formule de Boucherot

L'équation (4.2) donne en valeur efficace :

$$\underline{U}_1 = \underline{E}_1 = \omega N_1 \underline{\phi} = 2\pi f \cdot N_1 \frac{\phi_{\max}}{\sqrt{2}} = 4.44 f \cdot N_1 \phi_{\max} \tag{4.7}$$

Donc :

$$U_1 = 4.44 f \cdot N_1 \cdot S \cdot B_{\max} \tag{4.8}$$

Et

$$U_2 = 4.44 f \cdot N_2 \cdot S \cdot B_{\max} \tag{4.9}$$

Où U , E (valeurs efficaces) en (V), B (champ magnétique) en Tesla (T), S (section de fer) en (m^2) et f (fréquence) en (Hz).

4.3.5 Relations entre les intensités

Le transformateur est parfait donc son rendement est :

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} = 1 \tag{4.10}$$

Alors $P_1 = P_2$

Sachons que $\phi_1 = \phi_2$ donc on a : $S_1 = S_2 = U_1 I_1 = U_2 I_2$ ce qui implique :

$$\frac{U_2}{U_1} = \frac{I_1}{I_2} = \frac{N_2}{N_1} = m \tag{4.11}$$

4.3.6 Diagramme de Fresnel

Les quatre grandeurs U_1 , I_1 , U_2 et I_2 sont toutes sinusoïdales : on peut introduire leurs vecteurs de Fresnel.

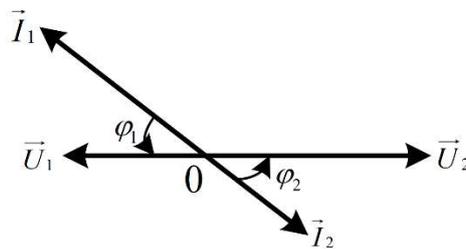


Fig. 4.4. Diagramme de Fresnel d'un transformateur parfait

Les tensions u_1 et u_2 sont en opposition de phase avec $u_2 = -m u_1$ en valeur efficace $U_2 = m U_1$.

Les courants i_1 et i_2 sont en opposition de phase avec $i_1 = -m i_2$ en valeur efficace $I_1 = m I_2$.

4.4. Transformateur réel

Pour le transformateur réel, on tient compte des grandeurs qui ont été négligées au cours d'étude d'un transformateur parfait.

Le schéma équivalent du transformateur réel est :

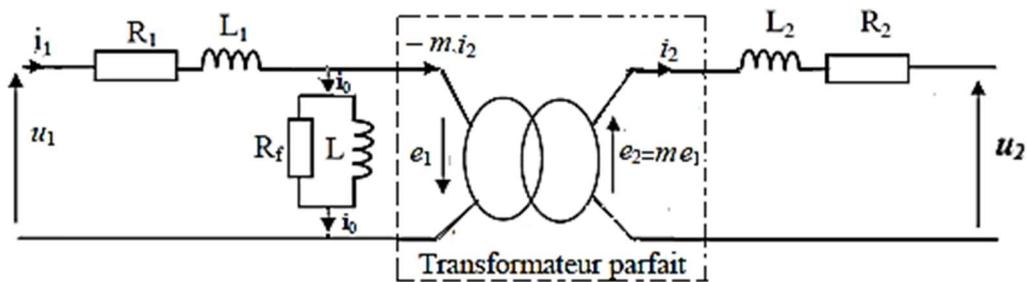


Fig. 4.5. Schéma équivalent d'un transformateur réel

- R_1 : résistance de l'enroulement primaire ;
- R_2 : résistance de l'enroulement secondaire ;
- L_1 : Inductance de l'enroulement primaire ;
- L_2 : Inductance de l'enroulement secondaire ;
- R_f : résistance de circuit magnétique ;
- L : Inductance de circuit magnétique ;

On pose :

$X_1 = L_1 \omega$: Réactance de fuites au primaire.

$X_2 = L_2 \omega$: Réactance de fuites au secondaire.

4.5. Relations du transformateur réel

4.5.1 Relations entre les tensions

L'équation du circuit primaire s'écrit :

$$\underline{U}_1 = -\underline{E}_1 + R_1 \cdot \underline{I}_1 + jX_1 \cdot \underline{I}_1 \quad (4.12)$$

L'équation du circuit secondaire s'écrit :

$$\underline{U}_2 = \underline{E}_2 - R_2 \cdot \underline{I}_2 - jX_2 \cdot \underline{I}_2 \quad (4.13)$$

4.5.2 Relations entre les intensités

Dans un transformateur réel pour le courant primaire on a l'expression :

$$I_1 = I_{10} - \frac{N_2}{N_1} I_2 = I_{10} - m \cdot I_{10} \quad (4.14)$$

I_{10} : courant absorbé par le primaire du transformateur à vide.

4.6. Transformateur réel dans l'approximation de Kapp

4.6.1 Hypothèse

L'hypothèse de Kapp permet de négliger le courant I_{10} devant le courant I_1 ce qui revient à débrancher l'impédance ($R_f // L$): le schéma équivalent devient :

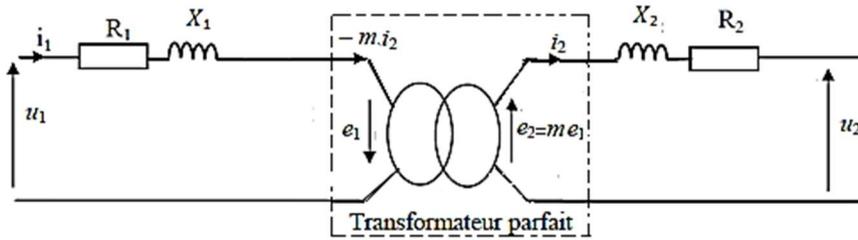


Fig. 4.6. Transformateur réel dans l'approximation de Kapp

4.6.2 Schéma équivalent ramené au secondaire

On peut ramener les éléments R_1 et $X_1 = L_1 \cdot \omega$, situés initialement au primaire, vers le secondaire en les multipliant par m^2 . Le modèle équivalent obtenu, dit de **Kapp** qui est représenté sur le schéma suivant :

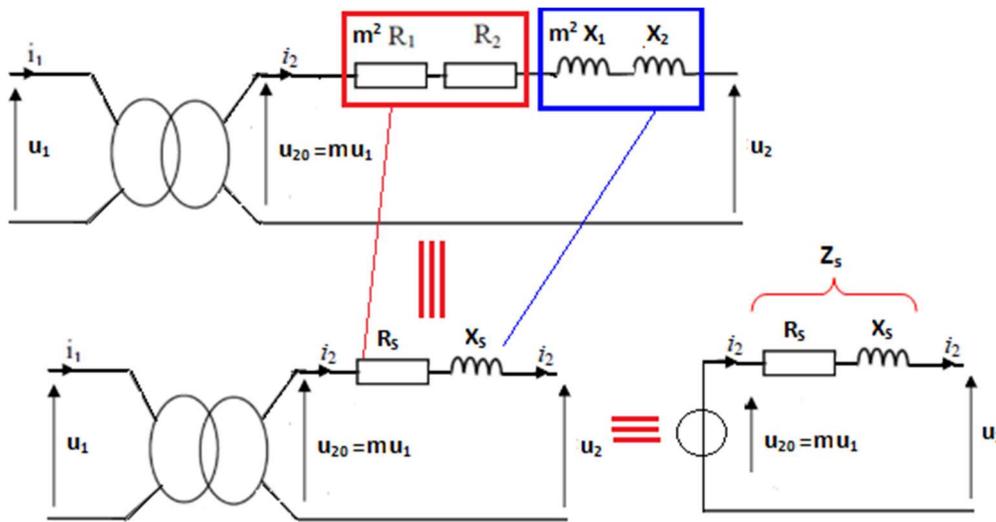


Fig. 4.7. Schéma équivalent d'un Transformateur réel ramené au secondaire

Avec :

$$R_s = (R_2 + m^2 R_1) \text{ et } X_s = (X_2 + m^2 X_1) \tag{4.15}$$

- R_s : la résistance ramenée au secondaire
- X_s : La réactance ramenée au secondaire

Le secondaire se comporte comme une source de :

- **Tension :**

$$U_{20} = mU_1 \tag{4.16}$$

- **Impédance :**

$$Z_s = R_s + jX_s \text{ et } Z_s^2 = R_s^2 + X_s^2 \Rightarrow Z_s = \sqrt{R_s^2 + X_s^2} \tag{4.17}$$

$$U_2 = U_{20} - Z_s I_2 = U_{20} - \Delta U_2 \tag{4.18}$$

La valeur approchée de la chute de tension au secondaire est :

$$Z_s I_2 = \Delta U_2 \quad (4.19)$$

4.6.3 Calcul approché de la chute de tension au secondaire

On peut alors le réaliser à l'aide d'une formule approchée :

$$\Delta U_2 = R_s \cdot I_2 \cos \varphi_2 + X_2 \cdot I_2 \sin \varphi_2 \quad (4.20)$$

4.7. Détermination des paramètres et pertes du transformateur

On effectue deux essais : **essai à vide** et **essai en court-circuit** afin de déterminer :

- m : rapport de transformation ;
- R_s : résistance de circuit magnétique ;
- X_s : réactance magnétisante ;
- P_{fer} : pertes fer ;
- P_j : pertes joules.

4.7.1 Essai à vide

Sous tension nominale $U_1 = U_{1N}$ on mesure U_{20} à l'aide de voltmètres. Par intermédiaire du wattmètre on mesure la puissance à vide P_{10} absorbées par le primaire :

Cette puissance P_{10} représente les pertes à vide.

4.7.1.a Calcul du rapport de transformation

$$m = \frac{U_{20}}{U_1} \quad (4.21)$$

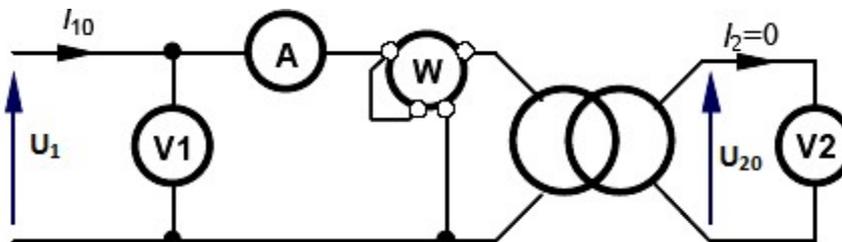


Fig. 4.8. Essais à vide

4.7.1.b Détermination des pertes de fer

A vide la puissance consommée P_{10} est égale à la somme des pertes joules dans le primaire et des pertes de fer.

$$P_{10} = R_1 I_{10}^2 + P_{fer} \quad (4.22)$$

Puisque le courant secondaire est nul $I_2 = 0$, donc $I_1 = I_{10}$.

Comme I_{10} est très faible donc $P_j = R_1 I_{10}^2$ est très faible devant P_{fer} alors on écrit $P_{10} = P_{fer}$

Les pertes joules est négligeable devant les pertes de fer.

4.7.2 Essai en court-circuit

On amène le courant secondaire à une valeur nominale, tout en appliquant au primaire une tension réglable depuis 0 jusqu'à avoir une valeur nominale $I_{2cc} = I_{2n}$.

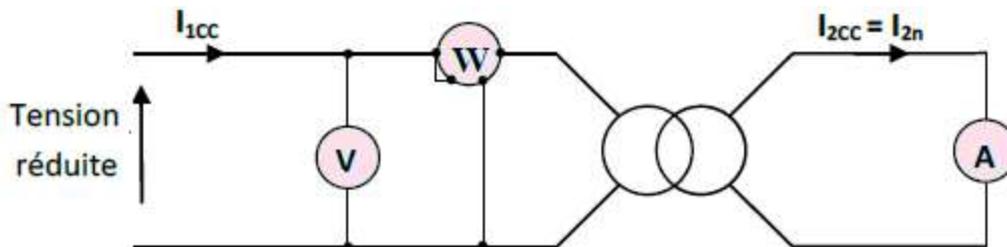


Fig. 4.9. Essai en court-circuit

On relève les grandeurs suivantes :

- U_{1cc} : Tension réduite primaire ;
- $I_{2cc} = I_{2n}$: Courant secondaire ;
- P_{1cc} : Puissance primaire absorbée en court-circuit.

4.7.2.a Détermination de la résistance ramenée au secondaire R_s

Puisque l'on se place au régime nominal de courant, les pertes mesurées en court circuit sont nominales, appelées aussi pertes cuivre.

Comme $U_{1cc} \ll U_{1n}$ les pertes fer sont négligeables devant les pertes Joule donc :

$P_{1cc} = R_s I_{2cc}^2$ D'où la résistance R_s est donc :

$$R_s = \frac{P_{1cc}}{I_{2cc}^2} \quad (4.23)$$

4.7.2.b Calcul de réactance X_s

$$Z_s = \frac{m U_{1cc}}{I_{2cc}} \quad (4.24)$$

$$X_s = \sqrt{Z_s^2 - R_s^2} \quad (4.25)$$

4.8. Rendement du transformateur

Le rendement est le rapport :

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} = \frac{P_{charge}}{P_{charge} + \sum \text{pertes}} \quad (4.26)$$

On peut le déterminer à l'aide des deux wattmètres pour les faibles puissances, pour les grandes puissances on utilise la méthode des pertes séparées. La relation utilisée est la suivante:

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} = \frac{U_2 I_2 \cos \varphi_2}{U_2 I_2 \cos \varphi_2 + P_{10} + R_s I_2^2} \quad (4.27)$$

- P_1 : Puissance à l'entrée ;
- P_2 : Puissance de charge ;
- P_{fer} : perte de fer ;
- P_j : perte de joule.

4.9. Transformateurs triphasés

4.9.1 Symbole électrique

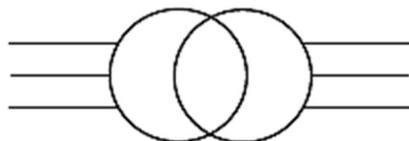


Fig. 4.10. Symbole électrique du transformateur triphasés

Les transformateurs triphasés de grande puissance sont utilisés pour le transport et la distribution de l'énergie électrique. Ils sont installés dans :

- Les centrales de productions ;
- Les postes d'interconnexion ;
- Les postes de distribution ;
- Sur les poteaux ;

Un transformateur triphasé est équivalent à **trois transformateurs monophasés**.

4.9.2 Constitution

Le circuit magnétique feuilleté fermé est constitué de trois colonnes verticales, il est fabriqué en **tôles d'acier au silicium** empilés. Chaque colonne porte un **enroulement primaire et un secondaire**, Pour les transformateurs triphasés il y a 3 enroulements primaires et 3 enroulements secondaires.

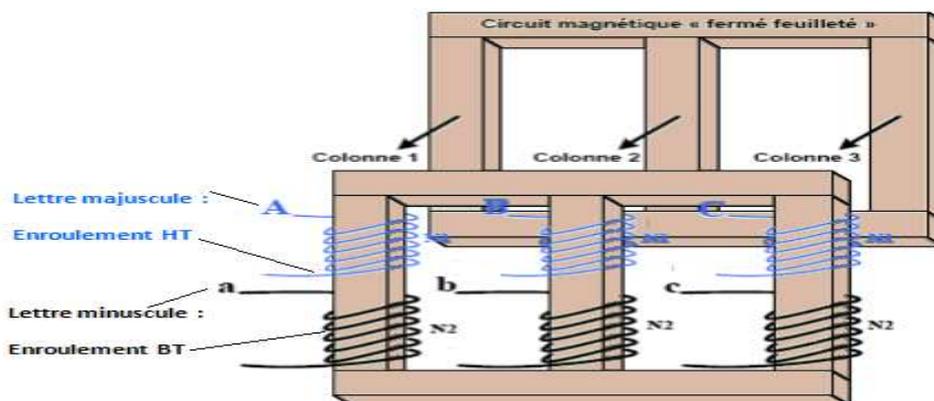


Fig. 4.11. Schéma équivalent du transformateur monophasé

4.9.3 Couplage des enroulements

Comme tous les récepteurs triphasés, le primaire d'un transformateur peut avoir ses enroulements couplés en étoile ou en triangle. De la même façon, les bobines secondaires pourront être connectées en étoile, en triangle ou en zigzag.

Par convention on repère :

- Les bornes des enroulements primaires haute tension par des lettres majuscules : A, B, C
- Les bornes des enroulements secondaires basse tension par des lettres minuscules : a, b, c
- Toutes les grandeurs coté haute tension seront en majuscule : tension U_{AB} .
- Toutes les grandeurs coté basse tension seront en minuscule : tension U_{ab} .

Tableau 4.1: couplage des enroulements

1 ^{ère} lettre (majuscule) Couplage primaire		2 ^{ème} lettre (minuscule) Couplage secondaire			3 ^{ème} lettre	Indice horaire
Etoile	Triangle	Etoile	Triangle	Zig zag		
Y	D	y	d	z	N ou n	0,1,2,...,11

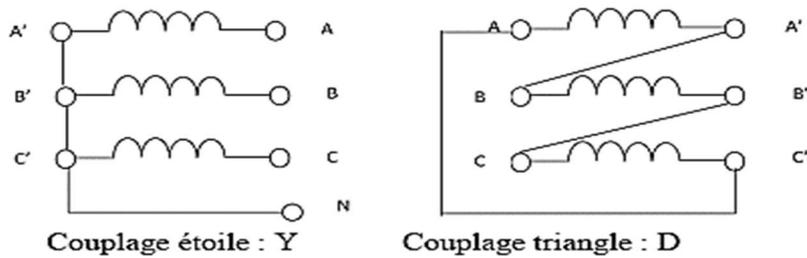


Fig. 4.12 : Modes de couplage au primaire d'un transformateur

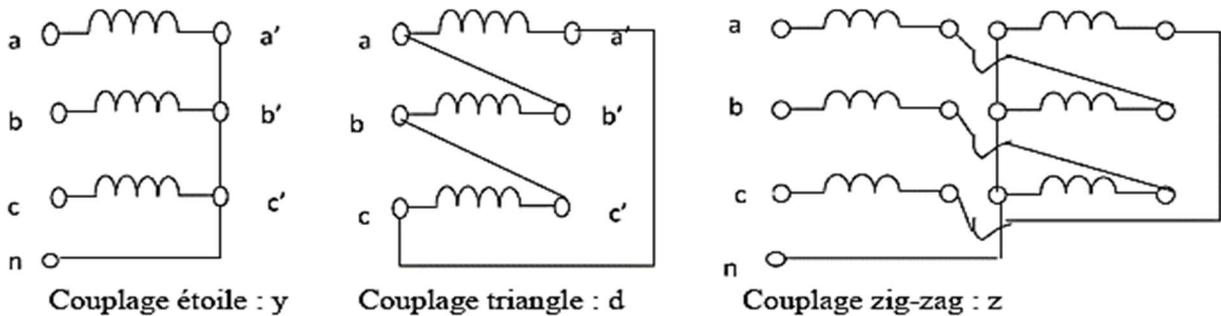


Fig. 4.13 : Modes de couplage au secondaire d'un transformateur

Pour le transformateur triphasé on a six possibilités de couplage :

- $Y - y$: étoile –étoile $Y - d$: étoile-triangle $Y - z$: étoile-zigzag
- $D - y$: triangle- étoile $D - d$: triangle –triangle $D - z$: triangle-zigzag

4.9.4 Rapport de transformation

Le rapport de transformation s'obtient lors de l'essai à circuit secondaire ouvert. Le rapport de transformation est défini :

$$M = \frac{U_{ab}}{U_{AB}} \tag{4.28}$$

Ce rapport ne dépend pas seulement du rapport de la tension du secondaire sur le primaire $\frac{N_2}{N_1}$ mais aussi des couplages choisis au primaire et au secondaire.

Tableau 4.2: Rapport de transformation

Secondaire \ Primaire	Etoile	Triangle
Etoile	$\frac{N_2}{N_1}$	$\sqrt{3} \frac{N_2}{N_1}$
Triangle	$\frac{1}{\sqrt{3}} \frac{N_2}{N_1}$	$\frac{N_2}{N_1}$
Zigzag	$\sqrt{3} \frac{N_2}{N_1}$	$3 \frac{N_2}{N_1}$

4.9.5 Indice horaire

Les conditions de couplage des enroulements primaires et secondaires ont aussi pour effet d'introduire un déphasage entre des tensions primaires et secondaires et homologues, c'est à dire apparaissant entre les bornes désignées par des mêmes lettres (V_A, V_a) ou (U_{AB}, U_{ab}).

En pratique : le déphasage θ est toujours un multiple entier de 30° ($I_h = \theta / 30^\circ$)

$\theta =$ Retard d'une tension BT sur son homologue HT

L'indice horaire I_h est : $I_h = \theta / 30^\circ$ $0 \leq I_h \leq 11$ (entier)

4.9.5.a Détermination de l'indice horaire à partir du schéma de couplage du transformateur

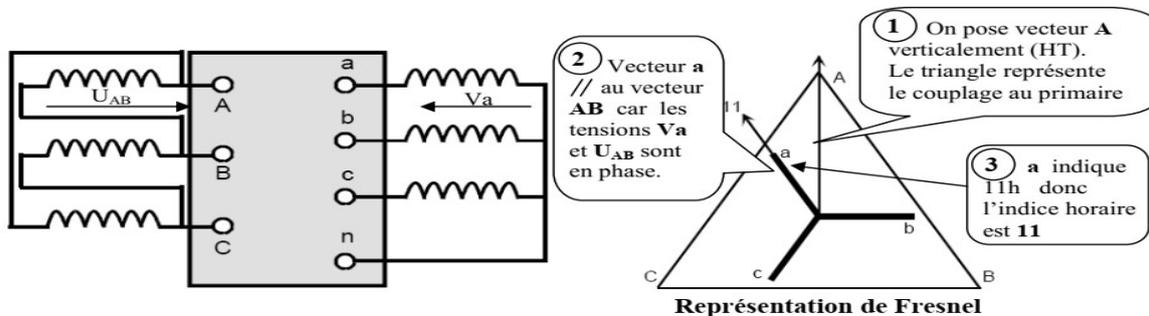


Fig. 4.14 : Détermination de l'indice horaire

Donc la désignation de ce transformateur est Dyn11.

- D : couplage au primaire du transformateur soit Triangle ;
- y : couplage au secondaire du transformateur soit étoile ;
- n : neutre secondaire ;
- 11 : indice horaire soit $11 \times 30 = 330^\circ$ déphasage entre la tension primaire et secondaire.

4.9.6 Couplages usuels des transformateurs triphasés

La figure 4.15 donne le symbole, le déphasage θ de V_a en arrière de V_A , le rapport de transformation, le montage électrique des phases et le diagramme vectoriel correspondant aux transformateurs usuels. Le symbole comporte trois indications : le couplage des phases primaires, celui des phases secondaires et l'indice horaire.

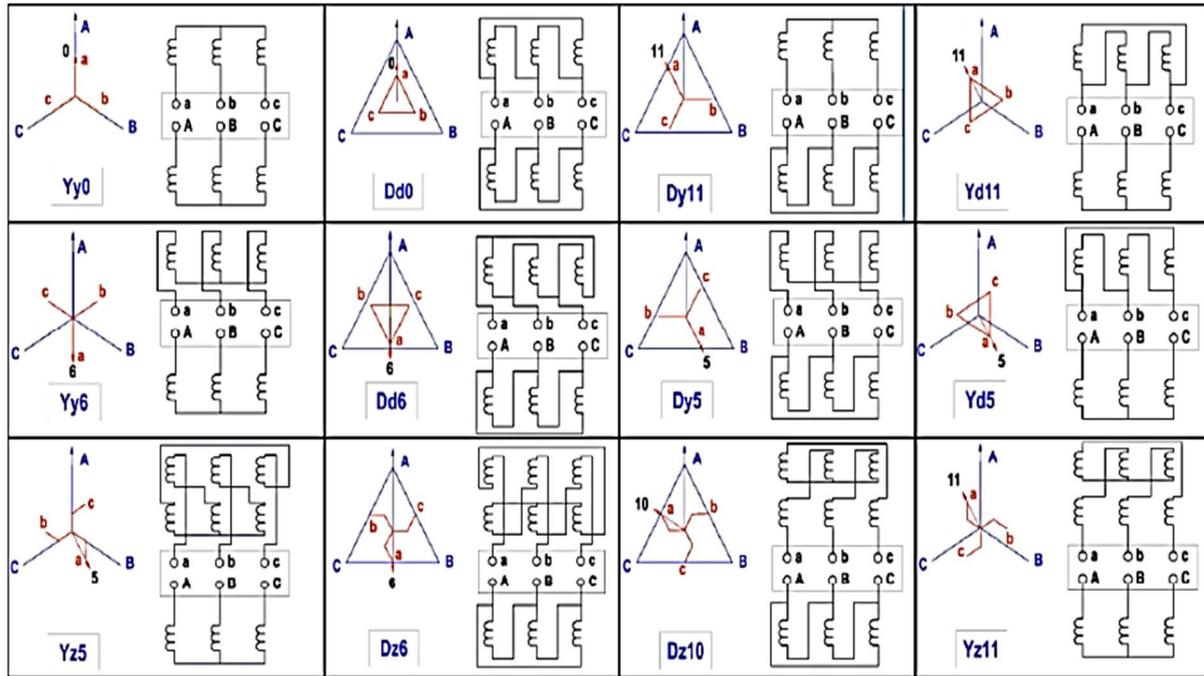


Fig.4.15. Principaux couplages des transformateurs triphasés

4.9.7 Schéma monophasé équivalent

Le fonctionnement 'étant 'équilibre, l'étude d'un transformateur triphasé peut être ramenée à l'étude d'un transformateur monophasé équivalent par la méthode de Kapp.

4.9.7.a Méthode du transformateur colonne

Marche à suivre :

- On ramène les données à une colonne (tension par colonne, courant par colonne et puissances par colonne) tout en tenant compte des couplages ;
- On résout le problème au niveau d'une colonne ;
- On exprime les résultats finaux en fonction des grandeurs des lignes.

Remarque : Cette méthode est inapplicable lorsqu'on ignore le couplage. Elle est délicate si le couplage du secondaire est en zigzag.

Schéma équivalent par colonne vu au secondaire.

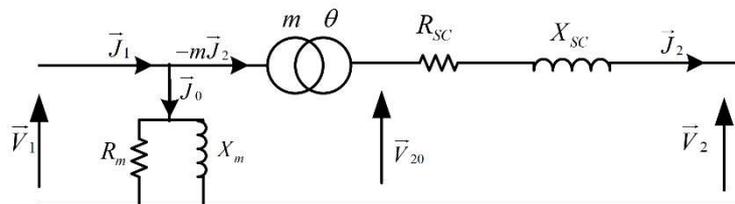


Fig. 4.16. Schéma équivalent par colonne

Les 'éléments du schéma équivalent sont donnés par :

$$m = \frac{V_{20}}{V_{10}} \tag{4.29}$$

$$R_m = \frac{3V_{10}^2}{P_0} \quad (4.30)$$

$$X_m = \frac{3V_{10}^2}{Q_0} \quad (4.31)$$

$$R_S = \frac{P_{cc}}{3J_{2cc}^2} \quad (4.32)$$

$$Z_S = \frac{mV_{1cc}}{J_{2cc}} \quad (4.33)$$

$$X_S = \sqrt{Z_S^2 - R_S^2} \quad (4.34)$$

La chute de tension peut être déterminée de la même manière qu'avec un transformateur monophasé.

4.9.7.b Méthode des dipôles équivalents de Thévenin

Cette méthode est applicable même si l'on ignore le couplage. Dans ce cas, on considère les données par phase (tension étoilée, courant de ligne et puissance et pertes par phase). Chaque phase sera remplacée par son dipôle de Thévenin équivalent.

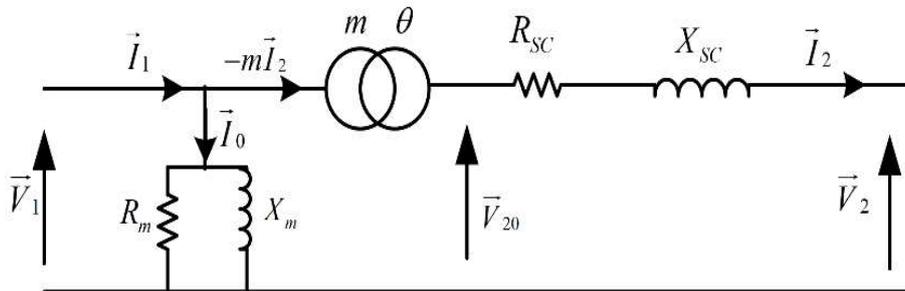


Fig. 4.16. Dipôle de Thévenin équivalent

Les éléments du schéma sont donnés par :

$$m = \frac{V_{20}}{V_{10}} \quad (4.35)$$

$$R_m = \frac{3V_{10}^2}{P_0} \quad (4.36)$$

$$X_m = \frac{3V_{10}^2}{Q_0} \quad (4.37)$$

$$R_S = \frac{P_{cc}}{3I_{2cc}^2} \quad (4.38)$$

$$Z_S = \frac{mV_{1cc}}{I_{2cc}} \quad (4.39)$$

$$X_S = \sqrt{Z_S^2 - R_S^2} \quad (4.40)$$

On détermine graphiquement ou par calcul la chute de tension ΔV .

4.9.7.c Equations et diagramme

La loi des mailles appliquée au secondaire donne :

$$\underline{V}_2 = \underline{V}_{20} - \underline{Z}_2 \underline{I}_2 \tag{4.41}$$

$$\underline{V}_{20} = m \underline{V}_{1} e^{-j\theta} \tag{4.42}$$

Quant aux courants on aura, d'après la loi des nœuds :

$$\underline{I}_1 = m \underline{I}_2 e^{j\theta} + \underline{I}_{10} \tag{4.43}$$

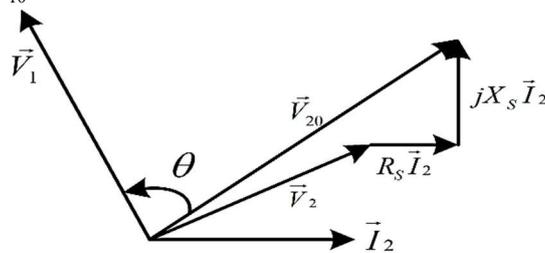


Fig. 4.17. Diagramme vectoriel

4.9.8 Marche en parallèle des transformateurs triphasés

Répondre à une demande croissante en énergie électrique la figure suivante est un exemple, généralement T_1 et T_2 sont de même ordre de puissance pour garantir un bon rendement de l'ensemble.

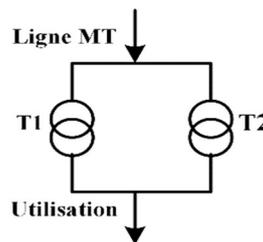


Fig. 4.18. Branchement en parallèle

4.9.8.a Equations électriques

Soient deux transformateurs T_1 et T_2 de même ordre de puissance et dont les caractéristiques sont :

- $T_1 : R_{S1}, X_{S1}, m, \theta_1$ et Y_1
- $T_2 : R_{S2}, X_{S2}, m, \theta_2$ et Y_2

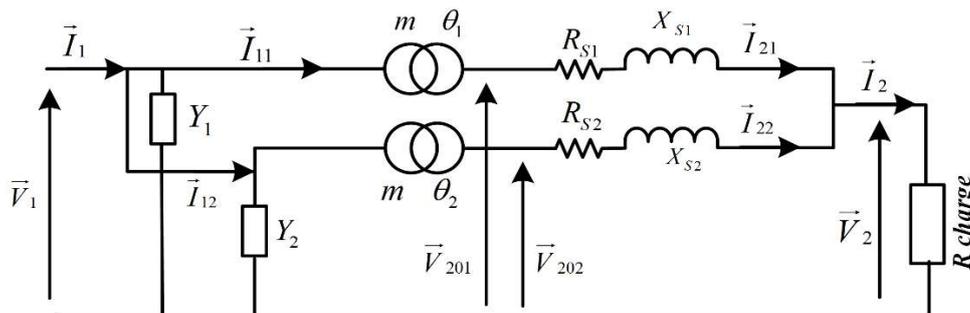


Fig. 4.19. Schéma équivalent de deux transformateurs en parallèle

Appliquons la loi des mailles aux secondaires :

$$\underline{V}_2 = m\underline{V}_1 e^{-j\theta} - \underline{Z}_{S1} \underline{I}_{21} \quad (4.44)$$

$$\underline{V}_2 = m\underline{V}_1 e^{-j\theta} - \underline{Z}_{S2} \underline{I}_{22} \quad (4.45)$$

$$\underline{Z}_{S1} \underline{I}_{21} = \underline{Z}_{S2} \underline{I}_{22} \quad (4.46)$$

Si l'on désigne par :

$$\varphi_{1cc} = \arg(\underline{Z}_{S1}) \quad (4.47)$$

$$\varphi_{2cc} = \arg(\underline{Z}_{S2}) \quad (4.48)$$

$$\psi = \varphi_{1cc} - \varphi_{2cc} \quad (4.49)$$

Le courant \underline{I}_{21} est déphasé de ψ sur \underline{I}_{22}

Si on pose $K = \frac{\underline{Z}_{S1}}{\underline{Z}_{S2}}$, on aura $\underline{I}_{22} = K \underline{I}_{21} e^{j\psi}$

Le courant global dans la charge est :

$$\underline{I}_2 = \underline{I}_{21} + \underline{I}_{22} = \underline{I}_{21} (1 + K e^{j\psi}) \quad (4.50)$$

Le transformateur ayant Z_S la plus faible débite le courant le plus fort.

Les deux transformateurs en parallèle peuvent être remplacés par le schéma d'un transformateur équivalent ayant :

- Même rapport de transformation m et même déphasage θ .
- Impédance équivalente ramenée au secondaire $\underline{Z}_S = \underline{Z}_{S1} // \underline{Z}_{S2}$

4.9.9 Caractéristiques d'un transformateur triphasé

La plaque signalétique d'un transformateur donne les principales caractéristiques électriques et de raccordement.

- La puissance assignée (en KVA) ;
- Les tensions primaire et secondaire assignées (en V ou KV) ;
- Les courants primaire et secondaire assignés (en A ou KA) ;
- La fréquence d'emploi (50 Hz) ;
- Les couplages côtés HT et BT ;
- L'indice horaire ;
- La tension de court-circuit (pourcentage de la tension primaire assignée pour obtenir le courant nominal au secondaire, lorsque le secondaire est en court-circuit) ;
- Le mode de refroidissement.

4.9.10 Groupes d'indices horaires

En pratique, on peut aisément modifier l'indice horaire d'un transformateur en effectuant une permutation circulaire des lettres affectées aux bornes : toute permutation correspond à une augmentation ou à une diminution de 4 de la valeur de l'indice horaire.

On pourra donc coupler en parallèle sans difficulté des transformateurs dont les indices diffèrent de ± 4 . Il existe 4 groupes :

Tableau4.3 : Groupes d'indices horaires

Groupe	Indice horaire	Couplage
Groupe I	0-4-8	$Yy - Dd - Dz$
Groupe II	1-5-9	$Yy - Dd - Dz$
Groupe III	2-6-10	$Dy - Yz - Yd$
Groupe IV	3-7-11	$Dy - Yz - Yd$

4.9.11 Couplage en parallèle des transformateurs

La mise en parallèle de transformateurs permet de répondre à l'augmentation de la demande de la puissance à fournir.

Pour pouvoir placer des transformateurs en parallèle il faut que :

- Leurs primaires soient alimentés par un même réseau et leurs secondaires connectés à une même ligne ;
- Leurs indices horaires soient identiques ou appartenant au même groupe d'indice horaire ;
- Leurs rapports de puissance soient < 2 ;
- Leurs rapports de transformation soient le même ;
- Leurs tensions de Court circuit soient égales (ou à 10 % près).

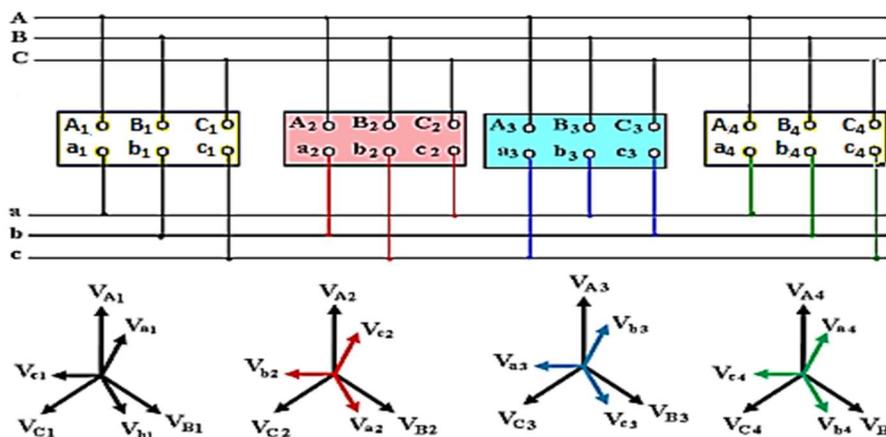


Fig.4.20. Branchement en parallèle et indices horaires de quatre transformateurs triphasés

4.10. Principaux types de transformateurs

4.10.1 Transformateurs de mesure

Les transformateurs de mesure permettent de :

- ❖ Mesurer des intensités élevées en BT ;
- ❖ Mesurer la tension et l'intensité des circuits à tension élevée.

Ils se divisent en deux catégories :

- ❖ Les transformateurs de tension ou de potentiel (*TT* ou *TU*) ;
- ❖ Les transformateurs d'intensité ou de courant (*TC* ou *TI*).

4.10.1.a Les transformateurs de tension (*TT* ou *TU*)

Lorsqu'on veut mesurer une tension trop élevée pour pouvoir utiliser directement un voltmètre, on peut prélever une image de cette tension grâce à un transformateur qui fonctionne en abaisseur.

Le *TT* est donc un transformateur abaisseur qu'il ne faudra pas « charger » sinon par un voltmètre dont l'impédance interne est très grande. Comme il s'agit d'un maillon dans une chaîne de mesure, il devra avoir une construction très soignée.

- L'enroulement primaire de ces transformateurs est branché entre les bornes de la tension à mesurer.
- L'enroulement secondaire alimente en **dérivation**, les appareils de mesure.

4.10.1.a.1 Schéma de principe

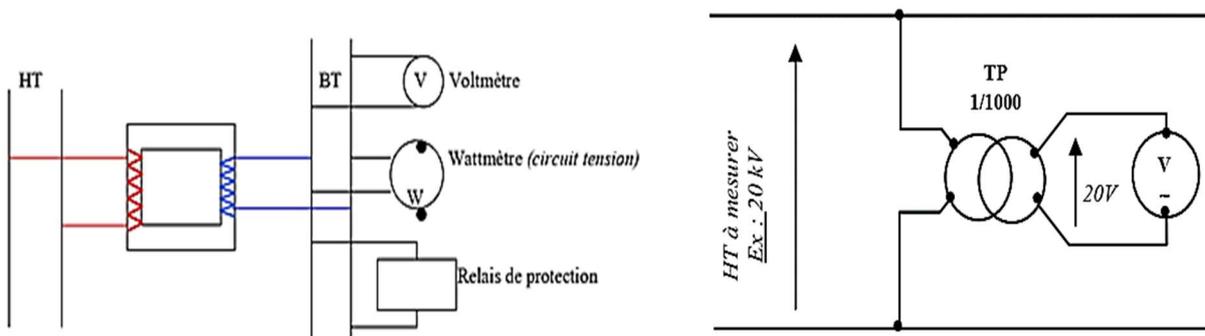


Fig.4.21. Schéma de principe des transformateurs de tension

4.10.1.a.2 Symbole

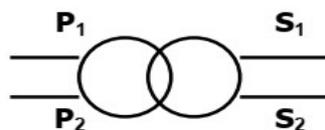


Fig.4.22. Symbole électrique des transformateurs de tension.

4.10.1.a.3 Principe de Fonctionnement (le même que le transformateur de puissance)

Dans les conditions courantes d'emploi :

$$\frac{U_2}{U_1} = \frac{N_2}{N_1} \tag{4.51}$$

4.10.1.a.4 Caractéristiques

Tensions nominales : les tensions nominales primaires et secondaires figurent dans la désignation d'un transformateur. Elle s'exprime sous la forme $\frac{U}{\sqrt{3}}$. La tension nominale secondaire composée est normalisée à 100 V.

4.10.1.b Les transformateurs de courant (TC)

L'enroulement primaire de ces transformateurs est en **série** dans le circuit dont on veut connaître l'intensité. L'enroulement secondaire est fermé sur les appareils de mesure.

4.10.1.b.1 Branchés en série

Le transformateur de courant (ou d'intensité) est utilisé pour fournir un courant secondaire proportionnel au courant primaire, tout en limitant la tension secondaire à un niveau relativement peu élevé, avec un transfert de puissance limité.

C'est également un accessoire de mesure qui est utilisé lorsque le courant est trop élevé. Ce transformateur ne fonctionne plus à flux forcé.

Il comprend un circuit magnétique généralement « torique » sur lequel est bobiné le secondaire qui fonctionne en court-circuit sur un ampèremètre (ou sur une résistance de mesure très faible).

Le primaire ne comprend généralement qu'une seule spire qui est simplement le fil dans lequel circule le courant à mesurer (on peut parfois faire passer deux ou trois fois le fil pour modifier le rapport de transformation).

4.10.1.b.2 Schéma de principe

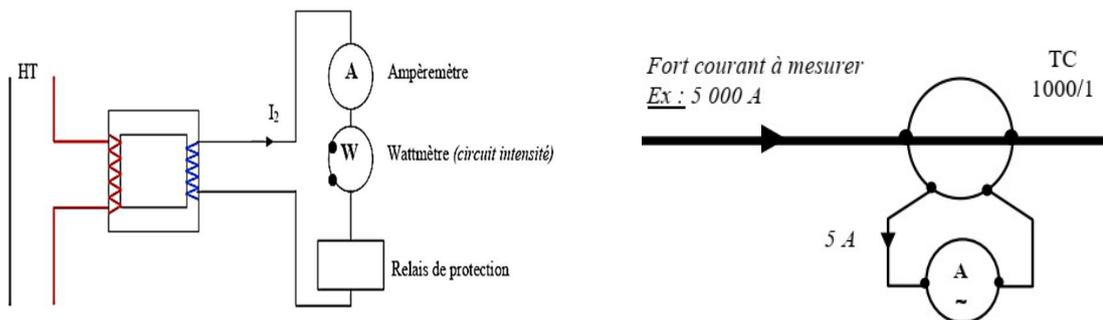


Fig.4.23. Schéma de principe des transformateurs de courant

4.10.1.b.3 Symboles

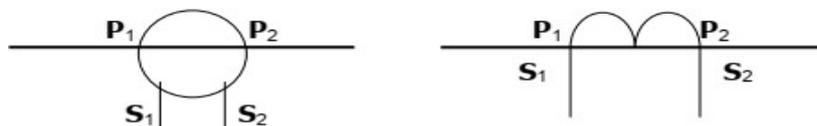


Fig.4.22. Symbole électrique des transformateurs de courant

4.10.1.b.4 Principe de fonctionnement

Equation des ampères-tours : $\overline{N_1 I_1} = \overline{N_1 I_0} + \overline{N_2 I_2}$, $N_1 I_0$ étant négligeable on peut écrire

$$I_2 = \frac{N_1}{N_2} I_1 \tag{4.52}$$

L'intensité I_2 est proportionnelle à I_1 et en opposition de phase avec elle.

On veut en général $m_v = \frac{I_1}{I_2} = \frac{N_2}{N_1}$ très grand ($I_2 \ll I_1$); ($N_1 \ll N_2$).

Lorsqu'on ouvre le secondaire d'un TC, la force magnétomotrice développée par I_2 est supprimée et la force magnétomotrice magnétisante $N_1 I_0$ se trouve multipliée par un nombre très grand. Cela entraîne une sursaturation du circuit magnétique et un échauffement important. En outre, une surtension apparaît au niveau du secondaire d'où danger pour les appareils et le personnel.

Considérons le TC comme un générateur de courant parfait ($I_2 = 5A$).

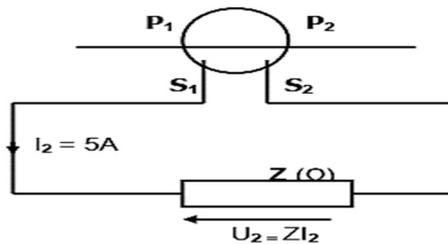


Fig.4.23. Principe de fonctionnement des transformateurs de courant

$Z(\Omega)$	1	10	100	1000	∞
$U_2(V)$	5	50	500	5000	$U_2 \rightarrow U_1$

- Il est dangereux d'ouvrir le secondaire d'un TC ;
- Ne jamais laisser à circuit ouvert, le secondaire d'un TC en service.

4.10.1.b.5 Caractéristiques principales

Les valeurs des courants primaires et secondaires nominaux sont normalisées. $I_2 N_2$ est normalisée à (5A) sauf cas spéciaux (1A).

4.10.1.c Transformateurs avec régleur en charge

Les transformateurs HTB / HTA alimentent les départs HTA via des jeux de barres (demi-ramas). Ces transformateurs sont équipés d'un régleur en charge qui permet de modifier le rapport de transformation par pas de 1%, en diminuant ou augmentant le nombre de spires de l'enroulement primaire en fonction de l'évolution des charges et des fluctuations de la tension amont, et ce sans coupure de l'alimentation (figure 4.24).

La commande de ce régleur en charge est assurée par un automate local de régulation de tension qui joue sur le rapport de transformation pour réguler la tension au jeu de barres HTA autour d'une tension de consigne donnée, et contribuer ainsi au réglage de tension sur les réseaux HTA et BT.

Le réglage de la tension HTA peut se faire avec ou sans compoundage. Le compoundage est une technique qui prend en compte, par mesure du courant dans le transformateur (et donc de l'état de charge moyen du réseau), les chutes de tension dans le réseau aval. Cela permet de tenir la tension en un point du réseau différent du poste source : centre de gravité, nœud prioritaire ou critique, etc.

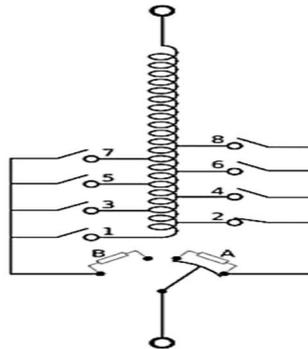


Fig.4.24. Régulateur en charge

4.10.1.d Transformateurs à trois enroulements

Les transformateurs ayant trois enroulements sont souvent utilisés pour interconnecter trois circuits qui peuvent avoir différentes tensions. Ces enroulements sont appelés primaire, secondaire et tertiaire.

4.10.1.d.1 Applications

- Fourniture de deux charges indépendantes à tensions différentes à partir de la même source.
- Interconnexion de deux systèmes de transport de tensions différentes.

Généralement, les enroulements tertiaires sont utilisés pour fournir la tension pour des objectifs de puissance auxiliaire dans le poste ou pour fournir un système de distribution local. En plus, les capacités sont connectées au bus tertiaire pour la compensation de l'énergie réactive.

4.10.1.d.2 Modèle d'un transformateur à trois enroulements

Il est possible de dessiner un circuit en *T* équivalent en phase simple singulière (en négligeant le courant d'excitation d'un transformateur à 3 enroulements) d'un transformateur à 3 enroulements.

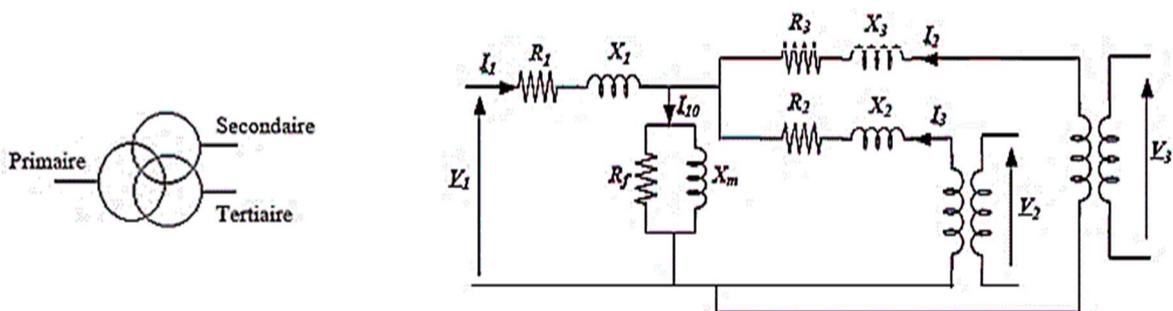


Fig.4.25. Schéma équivalent d'un transformateur à trois enroulements

Trois essais en court-circuit sont mis en œuvre sur un transformateur à trois enroulements avec N_P, N_S et N_T tours par phase dans les trois enroulements, respectivement.

Les trois essais sont similaires que dans chaque cas un enroulement est à vide, un autre est court-circuité, et une tension réduite est appliquée à l'enroulement restant. Les impédances suivantes sont mesurées en côté dans lequel la tension est appliquée.

- Z_{PS} : Impédance mesurée dans le circuit primaire avec le secondaire court-circuité et le tertiaire à vide.
- Z_{PT} : Impédance mesurée dans le circuit primaire avec le tertiaire court-circuité et le secondaire à vide.
- Z'_{ST} : Impédance mesurée dans le circuit secondaire avec le tertiaire court-circuité et le primaire à vide.

En ramenant Z'_{ST} au côté primaire, nous obtenons :

$$Z_{ST} = \left(\frac{N_P}{N_S} \right)^2 Z'_{ST} \quad (4.53)$$

Si Z_P, Z_S et Z_T sont les impédances des trois enroulements séparés ramenés au primaire, donc :

$$\begin{cases} Z_{PS} = Z_P + Z_S \\ Z_{PT} = Z_P + Z_T \\ Z_{ST} = Z_S + Z_T \end{cases} \quad (4.54)$$

En résolvant ces équations nous avons :

$$\begin{cases} Z_P = \frac{1}{2}(Z_{PS} + Z_{PT} - Z_{ST}) \\ Z_S = \frac{1}{2}(Z_{PS} + Z_{ST} - Z_{PT}) \\ Z_T = \frac{1}{2}(Z_{PT} + Z_{ST} - Z_{PS}) \end{cases} \quad (4.55)$$

4.10.1.e Transformateur déphaseur

Un transformateur déphaseur est une forme spéciale de transformateur électrique, ou plus exactement de transformateur de puissance, utilisée pour réguler le transit de puissance active entre plusieurs lignes électriques triphasées. En effet, dans une ligne de transmission à courant alternatif, la puissance active transmise est proportionnelle au sinus de l'angle de transport. Quand deux lignes sont en parallèle, un réglage de cet angle permet de régler la répartition du courant entre les deux lignes et d'optimiser la capacité de transmission tout en évitant les surcharges.

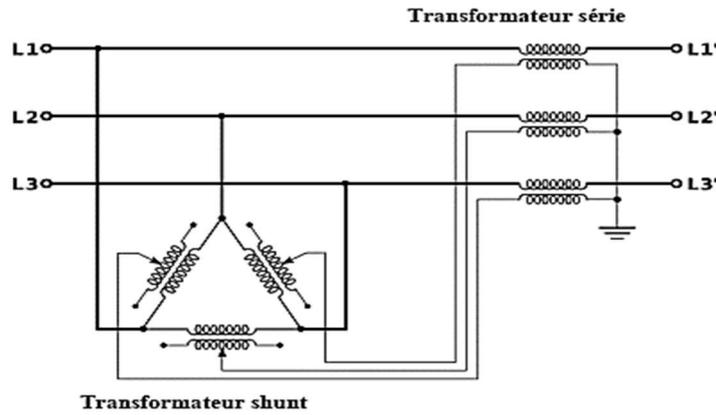


Fig.4.26. Schéma équivalent d'un transformateur déphaseur

4.10.1.f Autotransformateur

C'est un transformateur statique dans lequel les deux enroulements primaire et secondaire ne sont plus distincts électriquement.

Il ne comporte qu'un seul bobinage, le secondaire utilisant une partie des spires du primaire.

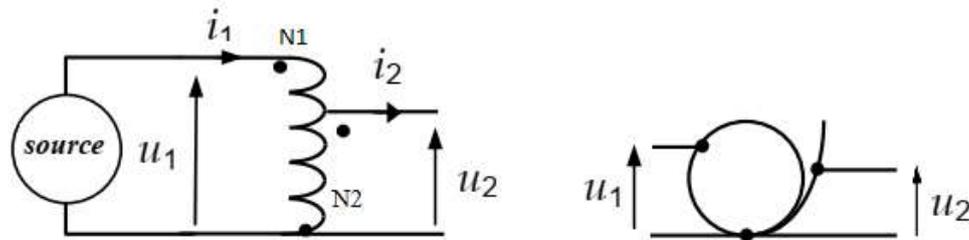


Fig.4.27. Symbole électrique d'un autotransformateur

Un transformateur conventionnel à deux enroulements peut être changé à un autotransformateur par connexion des enroulements primaire et secondaire en série de telle sorte que les polarités sont additives (figure. 4.28).

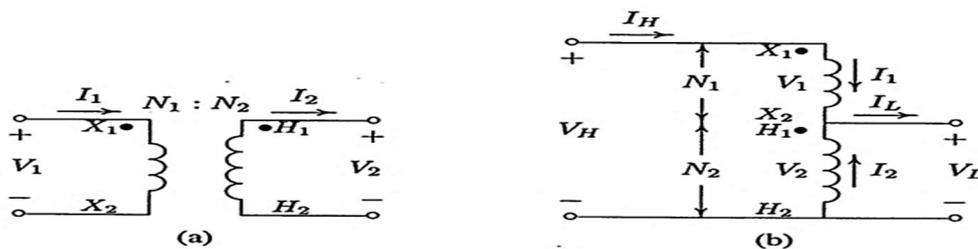


Fig. 4.28. a) Transformateur à deux enroulements, b) Reconnecté comme autotransformateur

X_1 à X_2 est l'enroulement série ; H_1 à H_2 est l'enroulement commun.

À partir de cette figure il suit qu'un autotransformateur peut fonctionner comme un transformateur élévateur ou abaisseur. Dans les deux cas, la partie de l'enroulement H_1 à H_2 est commune au primaire comme au côté secondaire du transformateur. La performance d'un autotransformateur est caractérisée par les considérations fondamentales déjà présentées pour des transformateurs ayant des enroulements séparés. Pour déterminer le rapport de puissance

pour un autotransformateur, les relations du transformateur idéal sont ordinairement utilisées, qui fournit une approximation aux valeurs du transformateur actuel.

Nous avons, pour un transformateur à deux enroulements :

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{N_1}{N_2} = \frac{I_2}{I_1} = m \quad (4.56)$$

$$V_H = V_1 + V_2 \quad (4.57)$$

Remplaçant pour V_1 à partir de (4.56) dans (4.57) on trouve :

$$V_H = V_2 \frac{N_1}{N_2} + V_2 \quad (4.58)$$

Puisque $V_2 = V_L$, la tension entre les deux côtés d'un autotransformateur devient :

$$V_H = V_L \frac{N_1}{N_2} + V_L = (1+m)V_L \quad (4.59)$$

Où

$$\frac{V_H}{V_L} = 1+m \quad (4.60)$$

Puisque le transformateur est idéal, la fmm due à I_1 doit être égale et opposée à la fmm produite par I_2 :

$$N_2 I_2 = N_1 I_1 \quad (4.61)$$

À partir des lois de Kirchhoff, $I_2 = I_L - I_1$ donc :

$$N_1 I_1 = N_2 (I_L - I_1) \quad (4.62)$$

Où

$$I_L = \left(\frac{N_2 + N_1}{N_2} \right) I_1 \quad (4.63)$$

$I_H = I_1$, donc la relation du courant entre les deux côtés d'un autotransformateur devient :

$$\frac{I_L}{I_H} = 1+a \quad (4.64)$$

Le rapport de la puissance apparente nominale d'un autotransformateur à un transformateur à deux enroulements, connue comme l'avantage de la puissance nominale, est donné par :

$$\frac{S_{\text{autotransformateur}}}{S_{2\text{enroulement}}} = \frac{(V_1 + V_2) I_1}{V_1 I_1} = 1 + \frac{N_2}{N_1} = 1 + \frac{1}{m} \quad (4.65)$$

Nous remarquons qu'un rapport élevé est obtenue tant qu'un autotransformateur avec un nombre élevé de tours dans l'enroulement commun (N_2).

En comparaison avec un transformateur à deux enroulements avec le même rapport, les autotransformateurs sont plus petits, plus efficace, est à une impédance interne inférieure.

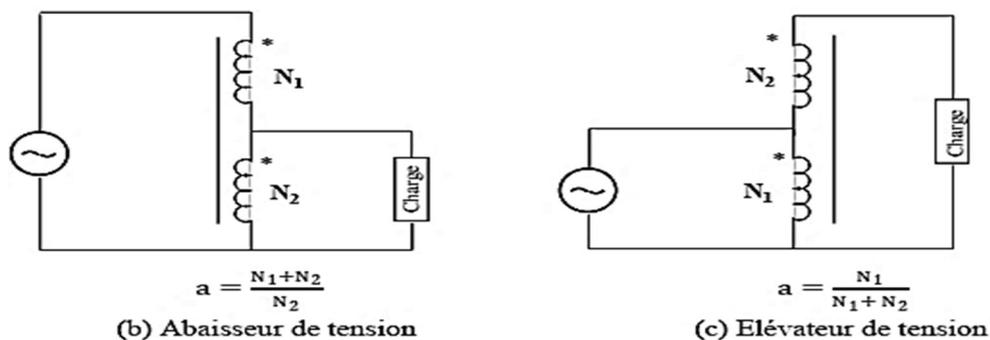


Fig.4.29. Schéma d'un autotransformateur

4.10.1.f.1 Avantages

- Un seul bobinage suffit et le fil de la partie commune peut être plus fin.
- Les pertes joules sont réduites d'où meilleur rendement.

4.10.1.f.2 Inconvénient

Le primaire et le secondaire ne sont plus isolés électriquement. En cas de défaut, il peut y avoir propagation de la haute-tension à la basse-tension.

4.10.1.f.3 Utilisation

Les dangers auxquels exposeraient les inconvénients de l'autotransformateur font que cet appareil n'est pas utilisé en distribution. Dans certains pays on l'utilise en *MT* lorsque les tensions sont voisines (15/20 kV par exemple) et en *THT* dans les postes d'interconnexion.

4.11. Système d'unité relative

4.11.1 Introduction

Le système per unit permet d'exprimer toutes les grandeurs des éléments du réseau (générateurs, transformateurs, lignes, etc...) dans un système unique de référence donnant lieu à des grandeurs réduites. Le système per unit était utilisé initialement pour faciliter les calculs manuels. Il continue cependant à l'être malgré le développement des outils informatiques. L'un de ses principaux avantages est qu'il permet de détecter rapidement les valeurs de calcul erronées dans un calcul de réseau. En effet, toutes les valeurs doivent être dans une plage de calcul étroite d'où la rapide détection des grandeurs qui s'écartent de cette plage.

4.11.2 Formule de base

Une grandeur réelle quelconque (tension, courant, impédance, etc...) $g_{réelle}$ peut être exprimée en per unit g_{pu} par rapport à une grandeur de base correspondante g_{base} par la relation :

$$g_{pu} = \frac{g_{réelle}}{g_{base}} \quad (4.66)$$

Par exemple :

$$\begin{aligned} S_{pu} &= \frac{S_{réelle}}{S_{base}} \\ V_{pu} &= \frac{V_{réelle}}{V_{base}} \\ I_{pu} &= \frac{I_{réelle}}{I_{base}} \\ Z_{pu} &= \frac{Z_{réelle}}{Z_{base}} \end{aligned} \quad (4.67)$$

La grandeur de base s'exprime toujours avec la même unité que la grandeur réelle ce qui conduit la grandeur en per unit à être sans dimension « pu » (ou en % de sa valeur de base) dont les ordres de grandeur sont bien connus. La grandeur de base est toujours exprimée dans le corps des réels tandis que la grandeur réelle peut être exprimée dans le corps des complexes. Dans ce cas, une grandeur complexe donnée sous forme polaire permet de montrer que l'angle dans le système en per unit s'exprime dans la même unité que celle donnée pour l'angle de la grandeur réelle.

Au minimum 4 quantités de base sont nécessaires pour définir complètement un système per unit: la puissance apparente, la tension, le courant, et l'impédance. Généralement, la puissance apparente de base triphasé S_{base} et la tension composée V_{base} sont sélectionnées. Le courant de

base et l'impédance de base sont ensuite dépendants de S_{base} et V_{base} et doivent obéir aux lois des circuits. Ceci est donné par :

$$I_{base} = \frac{S_{base}}{\sqrt{3}V_{base}} \quad (4.68)$$

$$Z_{base} = \frac{V_{base}/\sqrt{3}}{I_{base}} \quad (4.69)$$

En remplaçant I_{base} dans Z_{base} , l'impédance de base devient :

$$Z_{base} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}}; \quad \left[\frac{(kV_{base})^2}{MVA_{base}} \right] \quad (4.70)$$

$$R_{base} = X_{base} = Z_{base} = \frac{1}{Y_{base}} \quad (4.71)$$

Les quantités de phase et de ligne exprimés en per unit sont les mêmes, les lois d'électricité sont valides, c.à.d. :

$$S_{pu} = V_{pu} \cdot I_{pu}^* \quad (4.72)$$

$$V_{pu} = Z_{pu} \cdot I_{pu} \quad (4.73)$$

La puissance de charge à son tension nominale peut aussi être exprimé par l'impédance per-unit, si $S_{ch(3\phi)}$ est la puissance apparente de charge, le courant de charge par phase à la tension de phase V_p est donnée par :

$$S_{L(3\phi)} = 3V_p I_p^* \quad (4.74)$$

Le courant de phase en termes de l'impédance de charge ohmique est :

$$I_p = \frac{V_p}{Z_p} \quad (4.75)$$

Remplaçant I_p de l'équation (4.75) dans l'expression (4.74), la valeur ohmique de l'impédance de charge est donnée par :

$$Z_p = \frac{3|V_p|^2}{S_{L(3\phi)}^*} = \frac{|V_{L-L}|^2}{S_{L(3\phi)}^*} \quad (4.76)$$

À partir de (4.70), l'impédance de charge en per-unit est :

$$Z_{pu} = \frac{Z_p}{Z_{base}} = \left| \frac{V_{L-L}}{V_{base}} \right|^2 \frac{S_{base}}{S_{L(3\phi)}^*} \quad (4.77)$$

$$Z_{pu} = \frac{|V_{pu}|^2}{S_{L(pu)}^*} \quad (4.78)$$

4.11.3 Changement de base

Généralement, les valeurs d'impédances des générateurs et transformateurs fournies par les constructeurs sont données dans un système per unit dont les grandeurs de base correspondent aux tensions et puissances nominales de l'appareil.

Le problème qui se pose alors est celui d'uniformiser les données, soit, de convertir les impédances et admittances - exprimées dans un système quelconque - dans le système lié aux grandeurs de base (S_{base} et V_{base}) choisies pour le tronçon considéré.

Nous pouvons écrire, pour deux systèmes de base différents :

$$Z = Z_{pu1} \cdot Z_{base1} = Z_{pu2} \cdot Z_{base2} \quad (4.79)$$

D'où :

$$Z_{pu2} = Z_{pu1} \cdot \frac{Z_{base1}}{Z_{base2}} = Z_{pu1} \cdot \left(\frac{U_{base1}}{U_{base2}} \right)^2 \left(\frac{S_{base2}}{S_{base1}} \right) \quad (4.80)$$

Pour les admittances, nous obtenons une formule analogue :

$$Y_{pu2} = Y_{pu1} \cdot \frac{Y_{base1}}{Y_{base2}} = Y_{pu1} \cdot \left(\frac{U_{base2}}{U_{base1}} \right)^2 \left(\frac{S_{base1}}{S_{base2}} \right) \quad (4.81)$$

Les avantages du système per-unit pour l'analyse sont décrites comme suit :

- ✓ Les valeurs per-unit des impédances, tensions et courant d'un transformateur sont les mêmes indépendamment si elles sont ramenées au primaire ou au secondaire. Ceci est un grand avantage puisque les différents niveaux de tension disparaissent et le système entier se réduit à un système à une seule impédance simple ;
- ✓ Le système par unité est idéal pour calculer (analyser) et simuler des problèmes complexes de réseaux électriques ;
- ✓ Les lois d'électricité sont valides en systèmes per-unit, et les équations de la puissance et de la tension comme données en (4.72) et (4.73) sont simplifiées puisque les facteurs de $\sqrt{3}$ et 3 sont éliminés dans le système per-unit.

5.1. Introduction

Jusqu'à présent, nous avons traité le comportement du système de puissance en régime permanent dans des conditions de fonctionnement normales.

Les réseaux d'énergie électrique peuvent être le siège d'un certain nombre d'incidents : apparition de défauts. Ces défauts donnent lieu à l'établissement de courant de court-circuit soit entre conducteurs, soit entre un ou plusieurs conducteurs et le sol. L'intensité du courant de court-circuit est à calculer aux différents étages d'une installation électrique ; ceci pour pouvoir déterminer les caractéristiques du matériel qui doit supporter ou couper ce courant de défaut.

La première partie de ce chapitre est consacré au comportement anormal du système dans des conditions de court-circuit symétrique (défaut symétrique triphasé). De telles conditions sont provoquées dans le système accidentellement par une défaillance de l'isolation de l'équipement ou par le claquage des lignes déclenchées par une foudre ou par un fonctionnement accidentel défectueux. Le système doit être protégé contre les courants de court-circuit importants (qui peuvent causer des dommages permanents aux principaux équipements) en déconnectant la partie défectueuse du système au moyen de disjoncteurs actionnés par un relais de protection. Pour choisir correctement les disjoncteurs et les relais de protection, il faut estimer l'amplitude des courants qui circuleraient dans des conditions de court-circuit.

La majorité des défauts du système ne sont pas des défauts triphasés, mais des défauts impliquant une phase à la terre ou parfois deux phases à la terre. Ce sont des défauts asymétriques nécessitant des outils spéciaux comme des composants symétriques et qui font l'objet d'études des deux parties suivantes. Bien que les défauts symétriques soient rares, l'analyse symétrique des défauts doit être effectuée, car ce type de défaut conduit généralement au flux de courant de défaut le plus sévère contre lequel le système doit être protégé. L'analyse symétrique des défauts est, bien entendu, plus simple à réaliser.

Le fonctionnement du système déséquilibré peut entraîner un système équilibré autrement en raison d'un défaut asymétrique, par exemple défaut phase-terre ou défaut biphasé. Ces défauts sont, en effet, plus fréquents que les défauts symétriques (triphases). Le fonctionnement du système peut également devenir déséquilibré lorsque les charges sont déséquilibrées comme dans la présence de grandes charges monophasées. L'analyse dans des conditions déséquilibrées doit être effectuée sur une base triphasée. Alternativement, une méthode plus commode d'analyse du fonctionnement déséquilibré est à travers les composantes symétriques où les tensions triphasées (et les courants) qui peuvent être déséquilibrés sont transformées en trois ensembles de tensions (et de courants) équilibrés appelés composantes symétriques. Heureusement, dans une telle transformation, les impédances présentées par divers éléments du

système d'alimentation (générateurs synchrones, transformateurs, lignes) à des composantes symétriques sont découplées les unes des autres, ce qui entraîne un système de réseaux indépendants de pour chaque composante (ensemble équilibré). C'est la raison fondamentale de la simplicité de la méthode d'analyse des composantes symétriques.

Pour résumer, il existe trois types de circuits triphasés déséquilibrés

1. Charge déséquilibrée : Il peut exister un court-circuit dans la charge, ou une mauvaise répartition des charges monophasées sur le réseau triphasé.

2. Source déséquilibrée : Court-circuit à la source ou dans un transformateur.

3. Combinaison de source et charge déséquilibrées : De façon pratique, on retrouve des charges déséquilibrées plus souvent que des sources déséquilibrées. On conçoit les sources pour qu'elles soient les plus équilibrées possibles.

On peut utiliser l'une de deux méthodes d'étude pour résoudre ces circuits :

1. Utilisation des lois relatives aux circuits électriques (mailles, nœuds, etc..)
2. Méthodes des composantes symétriques.

5.2. Importance de calcul des courants de court-circuit

L'intensité du courant de court-circuit est à calculer aux différents étages de l'installation ; Ce calcul n'implique pas seulement la connaissance de ces courants sur les autres lignes et phases du réseau ainsi que leurs conséquences sur les tensions. Ces valeurs permettent ensuite de choisir les protections les plus adaptés pour chaque type de réseau.

Pour choisir et régler convenablement les protections, on utilise les courbes du courant en fonction du temps. Deux valeurs du courant de court-circuit doivent être connues :

- Le courant maximal de court-circuit qui détermine :
 - ✓ Le pouvoir de coupure des disjoncteurs,
 - ✓ Le pouvoir de fermeture des appareils,
 - ✓ La tenue électrodynamique des canalisations et de l'appareillage.

Il correspond à un court-circuit à proximité immédiate des bornes aval de l'organe de protection. Il doit être calculé avec une bonne précision (marge de sécurité).

- Le courant minimal de court-circuit indispensable au choix de la courbe de déclenchement des disjoncteurs et des fusibles, en particulier quand :
 - ✓ La longueur des câbles est importante et/ou que la source est relativement impédante (générateurs-onduleurs) ;
 - ✓ La protection des personnes repose sur le fonctionnement des disjoncteurs ou des fusibles, c'est essentiellement le cas avec les schémas de liaison à la terre du neutre TN ou IT.

5.3. Causes des courants de court-circuit

Les causes les plus courantes d'un court-circuit sont :

- Conditions atmosphériques (coup de foudre, vent, tempête, etc.) : dans ces conditions climatiques sévères, des claquages diélectriques (à cause d’une surtension temporaires) ou la destruction partielle de matériel peuvent engendrer des courts-circuits ;
- Vieillessement du matériel : ce phénomène engendre des ruptures ou défaillances locales pouvant engendrer des courts-circuits ;
- Défauts d’isolation : ce défaut est souvent à l’origine de certains courts-circuits ou l’isolant n’est plus en mesure d’assurer sa fonction d’isolation conduisant à un contact entre phases ou entre spires d’un transformateur ;
- Défaut de manœuvre ou erreurs humaines : ce type de manœuvre ou d’erreur est souvent à l’origine de courts-circuits graves. Cela va depuis l’oubli d’une mise à la terre lors d’une maintenance quelconque jusqu’au défaut de manœuvre engendrant des surtensions temporaires susceptibles de provoquer des claquages diélectriques ;
- Vandalisme : le jet intentionnel d’une barre de fer sur une ligne aérienne ;
- Animaux : les oiseaux sont souvent à l’origine de courts-circuits (les ailes d’une cigogne par exemple).

5.4. Les principaux défauts de court-circuit

Dans les installations électriques différents courts-circuits peuvent se produire. Ces différents courants de court-circuit sont présentés sur la figure 5.1 :

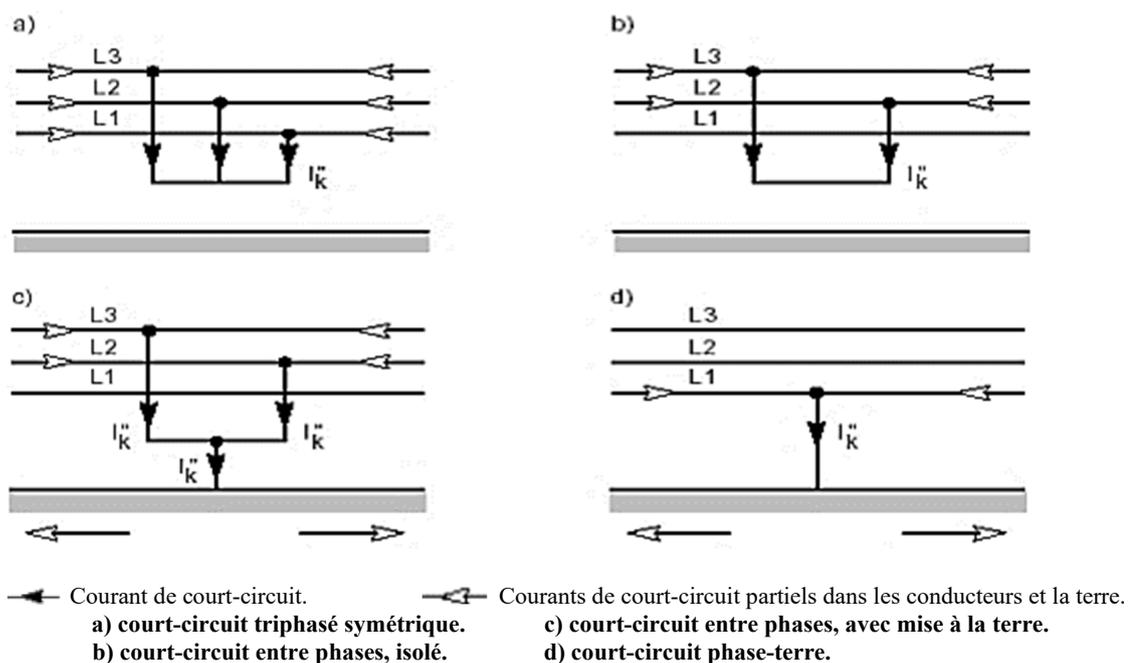


Fig.5.1 : les différents courts-circuits et leurs courants. Le sens des flèches figurant les courants est arbitraire (cf. CEI 60909).

5.5. Caractéristiques des courts-circuits

Ils sont principalement caractérisés par :

- **Leurs durées** : auto-extincteur, fugitif ou permanent ;
- **Leurs origines** :
 - ✓ Mécaniques (rupture de conducteurs, liaison électrique accidentelle entre deux conducteurs par un corps étranger conducteur tel que outils ou animaux),

- ✓ Surtensions électriques d'origine interne ou atmosphérique,
- ✓ Ou à la suite d'une dégradation de l'isolement, consécutive à la chaleur, l'humidité ou une ambiance corrosive ;
- Leurs localisations : interne ou externe à une machine ou à un tableau électrique.

Outre ces caractéristiques, les courts-circuits peuvent être :

- Monophasés : 80 % des cas ;
- Biphasés : 15 % des cas. Ces défauts dégénèrent souvent en défauts triphasés ;
- Triphasés : 5 % seulement dès l'origine.

5.6. Conséquences des défauts de court-circuit

Elles sont variables selon la nature et la durée des défauts, le point concerné de l'installation et l'intensité du courant :

- Au point de défaut, la présence d'arcs de défaut, avec :
 - ✓ Détérioration des isolants,
 - ✓ Fusion des conducteurs,
 - ✓ Incendie et danger pour les personnes ;
- Pour le circuit défectueux :
 - ✓ Les efforts électrodynamiques, avec déformation des JdB (jeux de barres), Arrachement des câbles ;
 - ✓ Sur échauffement par augmentation des pertes joules, avec risque de détérioration des isolants ;
- Pour les autres circuits électriques du réseau concerné ou de réseaux situés à proximité :
 - ✓ Les creux de tension pendant la durée d'élimination du défaut, de quelques millisecondes à quelques centaines de millisecondes,
 - ✓ La mise hors service d'une plus ou moins grande partie du réseau suivant son schéma et la sélectivité de ses protections,
 - ✓ L'instabilité dynamique et/ou la perte de synchronisme des machines,
 - ✓ Les perturbations dans les circuits de contrôle commandent, etc.

5.7. Etablissement de l'intensité de court-circuit

Un réseau simplifié se réduit à une source de tension alternative constante, un interrupteur et une impédance Z_{cc} représentant toutes les impédances situées en amont de l'interrupteur, et une impédance de charge Z_s (figure.5.2).

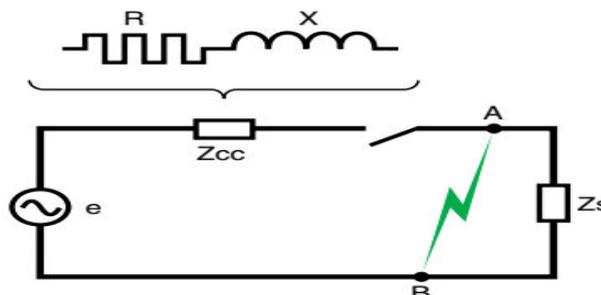


Fig.5.2 : schéma simplifié d'un réseau

Dans la réalité, l'impédance de la source est composée de tout ce qui est en amont du court-circuit avec des réseaux de tensions différentes (HT, BT) et des canalisations en série qui ont des sections et des longueurs différentes. Sur le schéma de la figure.5.2, l'interrupteur étant fermé, hors défaut l'intensité I_s du courant de service circule dans le réseau.

Un défaut d'impédance négligeable apparaissant entre les points A et B donne naissance à une intensité de court-circuit très élevée I_{cc} , limitée uniquement par l'impédance Z_{cc} .

L'intensité I_{cc} s'établit suivant un régime transitoire en fonction des réactances X et des résistances R composant l'impédance Z_{cc} :

$$Z_{cc} = \sqrt{R^2 + X^2} \quad (5.1)$$

En distribution de puissance, la réactance $X = L\omega$ est généralement bien plus élevée que la résistance R , et le rapport $\frac{R}{X}$ se situe entre 0.1 et 0.3. Il est pratiquement égal pour ces faibles valeurs au $\cos \varphi$ (en court-circuit) soit :

$$\cos \varphi = \frac{R}{\sqrt{R^2 + X^2}} \quad (5.2)$$

Cependant, le régime transitoire d'établissement du courant de court-circuit diffère suivant l'éloignement du point de défaut par rapport aux alternateurs. Cet éloignement n'implique pas nécessairement une distance géographique, mais sous-entend que les impédances des alternateurs sont inférieures aux impédances de liaison entre ces derniers et le point de défaut.

5.7.1 Défaut éloigné des alternateurs

C'est le cas le plus fréquent. Le régime transitoire est alors celui résultant de l'application à un circuit self-résistance d'une tension :

$$e = E\sqrt{2} \sin(\omega \cdot t + \alpha) \quad (5.3)$$

L'intensité I est alors la somme des deux composantes :

$$I = I_{CA} + I_{CC} \quad (5.4)$$

❖ L'une I_{CA} est alternative et sinusoïdale :

$$I_{CA} = I\sqrt{2} \sin(\omega \cdot t + \alpha - \varphi) \quad (5.5)$$

Où

$$I = \frac{E}{Z_{CC}} \quad (5.6)$$

α : angle électrique qui caractérise le décalage entre l'instant initial du défaut et l'origine de l'onde de tension.

❖ L'autre I_{CC} est une composante continue :

$$I_{CC} = -I\sqrt{2} \sin(\alpha - \varphi) e^{-\frac{R}{L}t} \quad (5.7)$$

Sa valeur initiale dépend de α , et son amortissement est d'autant plus rapide que $\frac{R}{L}$ est élevé.

A l'instant initial du court-circuit, I est nulle par définition (l'intensité de service I_s étant négligée), d'où :

$$I = I_{CA} + I_{CC} = 0 \quad (5.8)$$

La figure 5.3 montre la construction graphique de i par l'addition algébrique des ordonnées de ses 2 composantes (I_{CA}) et (I_{CC}) :

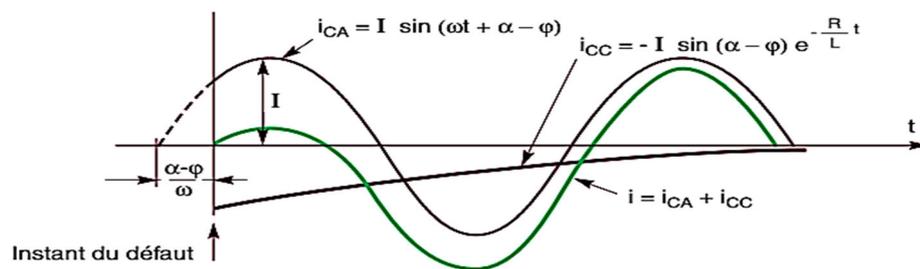


Fig. 5.3 : présentation graphique et décomposition du courant d'un court-circuit s'établissant en un point éloigné d'un alternateur.

5.7.2 Défaut à proximité des alternateurs

Lorsque le défaut se produit à proximité immédiate de l'alternateur alimentant le circuit concerné, la variation de l'impédance alors prépondérante de l'alternateur provoque un amortissement du courant de court-circuit.

En effet, dans ce cas, le régime transitoire d'établissement du courant se trouve compliqué par la variation de la f.é.m. (force électromotrice) résultant du court-circuit. Pour simplifier, on considère la f.é.m. constante, mais la réactance interne de la machine comme variable ; cette réactance évolue suivant les 3 stades :

- Subtransitoire intervenant pendant les 10 à 20 premières millisecondes du défaut ;
- Transitoire pouvant se prolonger jusqu'à 500 millisecondes ;
- Permanent ou réactance synchrone.

La réactance subtransitoire est inférieure à la réactance transitoire elle-même inférieure à la réactance permanente. Cette intervention successive des trois réactances entraîne une diminution progressive de l'intensité de court-circuit, intensité qui est donc la somme de quatre composantes (figure 5.4) :

- Les trois composantes alternatives (subtransitoire, transitoire et permanente) ;
- La composante continue qui résulte de l'établissement du courant dans le circuit (selfique).

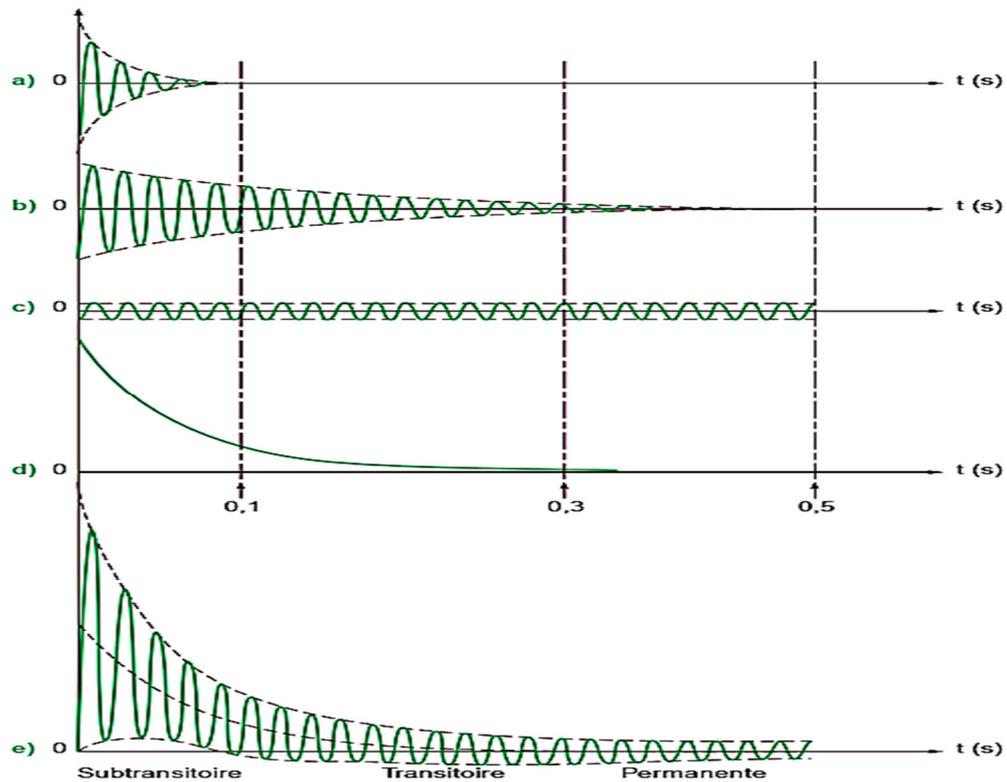


Fig.5. 4 : forme du courant total de court-circuit I_{CC} , courbe (e), avec la contribution de :
 a) la réactance subtransitoire : X_d'' c) la réactance synchrone : X_d
 b) la réactance transitoire : X_d' d) la composante continue.

Il y a lieu de noter la décroissance de la réactance de l'alternateur plus rapide que celle de la composante continue. Ce cas rare peut poser des problèmes de coupure et de saturation des circuits magnétiques car le courant ne passe pas au zéro avant plusieurs périodes.

5.8. Valeur du courant I_{CC} selon les différents types de court-circuit

Il existe principalement deux types de courts-circuits :

- ❖ **Courts-circuits symétriques** : Ce type de défaut engendre un courant symétrique, c'est-à-dire des courants de défaut égaux avec un déphasage de 120° . En raison de la nature équilibrée du défaut, une seule phase doit être considérée dans les calculs puisque la condition dans les deux autres phases sera également similaire.

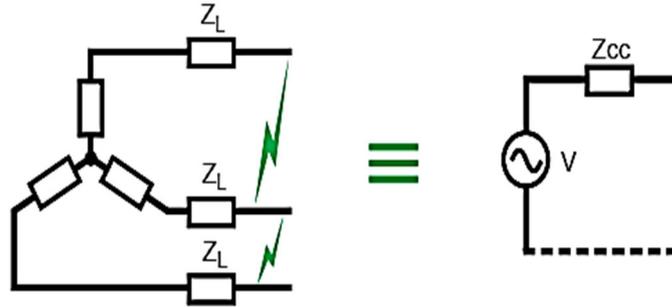
Il s'agit des courts-circuits triphasés isolés ou à la terre, ils engendrent en général les courants de défaut les plus élevés ;

- ❖ **Courts-circuits asymétriques** : Lorsqu'un tel défaut se produit, il en résulte des courants asymétriques, c'est-à-dire que l'amplitude des courants de défaut dans les trois phases est différente et que le déphasage est différent. Il s'agit des courts-circuits suivants : court-circuit monophasé (phase-terre) et court-circuit biphasé isolé (phase-phase) ou à la terre (phase-phase-terre).

5.8.1 Courts-circuits symétriques

5.8.1.a Calcule des courants de court-circuit symétrique par la méthode des impédances

C'est le défaut qui correspond à la réunion des trois phases (figure 5.5).



Z_{CC} : Impédance équivalente pour un court-circuit triphasé

Fig.5.5 : Court-circuit triphasé.

L'intensité de court-circuit I_{CC3} est :

$$I_{CC} = \frac{U}{\sqrt{3} \times Z_{CC}} \tag{5.9}$$

Avec U (tension composée entre phases) correspondant à la tension à vide du transformateur, laquelle est supérieure de 3 à 5 % à la tension aux bornes en charge.

Par exemple, dans les réseaux 390 V, la tension composée adoptée est $U = 410 V$, avec comme tension simple $\frac{U}{\sqrt{3}} = 237 V$.

On peut exprimer la tension à vide U en fonction de la tension nominale entre phase par la relation : $U = m \cdot c \cdot U_n$ tel que c : facteur de tension ($c_{max} = 1.05$) et m : facteur de charge à vide ($m = 1.05$). On obtient alors l'expression suivante :

$$I_{CC3} = \frac{c \cdot m \cdot V_n}{Z_d} \tag{5.10}$$

Avec :

I_{CC3} : courant de court-circuit triphasé symétrique ;

V_n : tension nominale simple ;

m : facteur de charge à vide ($m = 1.05$) ;

c : facteur de tension ($c_{max} = 1.05$; $c_{min} = 0.95$) ;

Z_d : impédance directe $Z_d = Z_{cc}$.

Le calcul de l'intensité de court-circuit se résume alors au calcul de l'impédance Z_{CC} , impédance équivalente à toutes les impédances parcourues par le courant I_{CC} , du générateur jusqu'au point de défaut de la source et des lignes (figure 5.5).

$$Z_{cc} = \sqrt{(\sum R)^2 + (\sum X)^2} \tag{5.11}$$

Avec, $\sum R$ = somme des résistances en série, et $\sum X$ somme des réactances en série.

Le défaut triphasé est généralement considéré comme celui provoquant les courants de défaut les plus élevés. En effet, le courant de défaut dans le schéma équivalent d'un système polyphasé, n'est limité que par l'impédance d'une phase sous la tension simple du réseau.

Le calcul de I_{CC3} est donc indispensable pour choisir les matériels (intensités et contraintes électrodynamiques maximales à supporter).

5.8.1.b Calcul des courants de court-circuit symétrique par la théorie de Thévenin

Une autre méthode de calcul des courants de court-circuit est l'application du théorème de Thévenin. Cette méthode est plus rapide et facile à adopter pour le calcul systématique des grands réseaux. Bien que la méthode soit parfaitement générale, elle est illustrée ici par un exemple simple.

▪ Exemple :

La figure 5.6 montre un diagramme unifilaire d'un système d'énergie à 3 bus (nœuds). Chaque générateur est représenté par la f.é.m. avant la réactance transitoire. Toutes les impédances sont exprimées en pu sur une base commune de 100MVA, et pour simplifications :

- Les résistances sont négligées ;
- Les capacités shunt sont négligées et le système est considéré sans charge.
- Tous les générateurs sont en cours d'exécution à leurs tensions nominales et les fréquences nominales avec leurs f.é.m en phase.

Déterminer le courant de défaut, les tensions aux bus, et les courants de ligne durant le défaut, lorsqu'un défaut triphasé symétrique avec une impédance de défaut $Z_f = 0.16 pu$ se produit au bus 3, au bus 2 puis au bus 1.

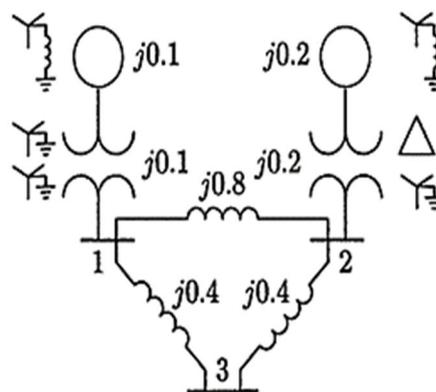


Fig.5.6 : Diagramme du réseau à étudier

Le théorème de Thévenin déclare que l'ajout de l'impédance de défaut Z_f au bus 3 (figure 5.7. a) est équivalent à l'ajout d'un générateur de tension ($V_{th} = V_3(0)$) et les autres sont court-circuités (figure.5.7. b).

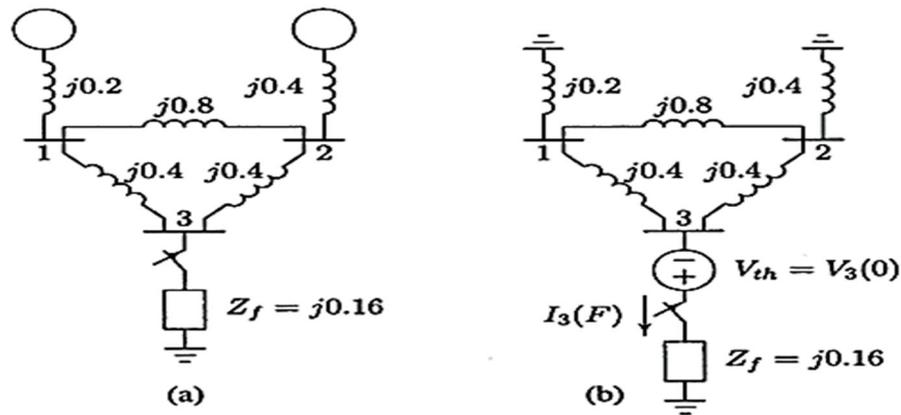


Fig.5.7 : a. Réseau d'impédance pour un défaut au bus 3 ; b. Réseau équivalent de Thévenin

1 – Défaut au nœud 3 :

Au bus 3, le courant de défaut est :

$$I_3(F) = \frac{V_3(0)}{Z_{33} + Z_f} \tag{5.12}$$

$V_3(0)$: est la tension de Thévenin ou la tension du bus 3 avant le défaut. Puisque les f.é.m des générateurs sont considérées égales aux valeurs nominales donc :

$$V_1(0) = V_2(0) = V_3(0) = 1pu \tag{5.13}$$

Z_{33} : est l'impédance de Thévenin vue à partir du bus en défaut.

Pour trouver l'impédance de Thévenin, nous convertissons les impédances Δ à des impédances Y équivalentes comme montrés en figure.5.8. a :

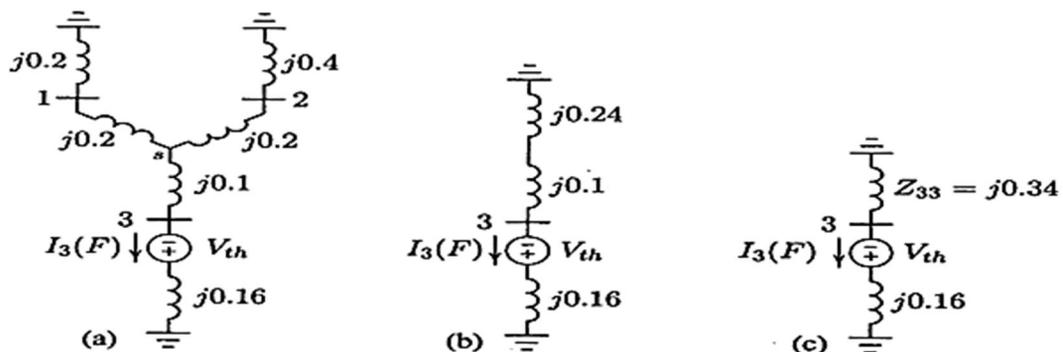


Fig. 5.8 : Réduction du réseau équivalent de Thévenin

$$Z_{1S} = Z_{2S} = \frac{(j0.4)(j0.8)}{(j1.6)} = j0.2 \tag{5.14}$$

$$Z_{3S} = \frac{(j0.4)(j0.4)}{(j1.6)} = j0.1 \tag{5.15}$$

$$Z_{33} = \frac{(j0.4)(j0.6)}{j0.4 + j0.6} + j0.1 = j0.24 + j0.1 = j0.34 \tag{5.16}$$

À partir de la figure. 5.8. c, le courant de défaut est:

$$I_3(F) = \frac{V_3(0)}{Z_{33} + Z_f} = \frac{1.0}{j0.34 + j0.16} = -j2.0 pu \quad (5.17)$$

À partir de la figure.5.8. a, les divisions de courant entre les générateurs sont :

$$I_{G1} = \frac{j0.6}{j0.4 + j0.6} I_3(F) = -j1.2 pu \quad (5.18)$$

$$I_{G2} = \frac{j0.4}{j0.4 + j0.6} I_3(F) = -j0.8 pu \quad (5.19)$$

Pour les changements des tensions aux bus à partir de la figure.5.7. b, nous obtenons :

$$\begin{aligned} \Delta V_1 &= V_{terre} - (jX_{G1})(I_{G1}) \\ \Delta V_2 &= V_{terre} - (jX_{G2})(I_{G2}) \end{aligned} \quad (5.20)$$

$$\Delta V_3 = (Z_f)(I_3(F)) - V_3(0)$$

$$\Delta V_1 = 0 - (j0.2)(-j1.2) = -0.24 pu$$

$$\Delta V_2 = 0 - (j0.4)(-j0.8) = -0.32 pu \quad (5.21)$$

$$\Delta V_3 = (j0.16)(-j2) - 1.0 = -0.68 pu$$

Les tensions aux bus durant le défaut sont obtenues par superposition des tensions aux bus avant défaut et les changements des tensions aux bus causées par la fem équivalente connectée au bus en défaut :

$$V_1(F) = V_1(0) + \Delta V_1 = 1.0 - 0.24 = 0.76 pu$$

$$V_2(F) = V_2(0) + \Delta V_2 = 1.0 - 0.32 = 0.68 pu \quad (5.22)$$

$$V_3(F) = V_3(0) + \Delta V_3 = 1.0 - 0.68 = 0.32 pu$$

Les courants de court-circuit dans les lignes sont :

$$I_{12}(F) = \frac{V_1(F) - V_2(F)}{Z_{12}} = \frac{0.76 - 0.68}{j0.8} = -j0.1 pu$$

$$I_{13}(F) = \frac{V_1(F) - V_3(F)}{Z_{13}} = \frac{0.76 - 0.32}{j0.4} = -j1.1 pu \quad (5.23)$$

$$I_{23}(F) = \frac{V_2(F) - V_3(F)}{Z_{23}} = \frac{0.68 - 0.32}{j0.4} = -j0.9 pu$$

2- Défaut au nœud 2 :

Le défaut au bus 2 avec l'impédance Z_f est montré en figure.5.9. a, et le réseau équivalent de Thévenin est montré en figure.5.9. b.

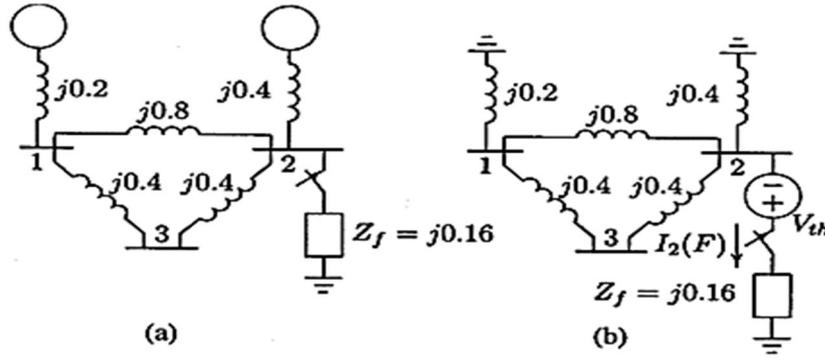


Fig.5.9 : a. Réseau d'impédance pour un défaut au bus 3 ; b. Réseau équivalent de Thévenin

L'impédance de Thévenin est donnée par :

$$Z_{22} = \frac{(j0.6)(j0.4)}{j0.6 + j0.4} = j0.24 \quad (5.24)$$

À partir de la figure. 5.10. b, le courant de défaut est :

$$I_2(F) = \frac{V_2(0)}{Z_{22} + Z_f} = \frac{1.0}{j0.24 + j0.16} = -j2.5 pu \quad (5.25)$$

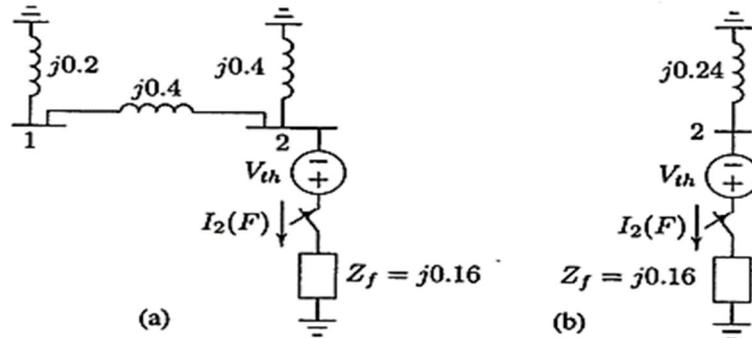


Fig. 5.10 : Réduction du réseau équivalent de Thévenin

À partir de la figure.5.10. a, les divisions de courant entre les générateurs est :

$$I_{G1} = \frac{j0.4}{j0.4 + j0.6} I_2(F) = -j1.0 pu \quad (5.26)$$

$$I_{G2} = \frac{j0.6}{j0.4 + j0.6} I_2(F) = -j1.5 pu$$

Pour les changements des tensions aux bus à partir de la figure.5.9. a, nous obtenons :

$$\begin{aligned} \Delta V_1 &= V_{terre} - (jX_{G1})(I_{G1}) \\ \Delta V_2 &= V_{terre} - (jX_{G2})(I_{G2}) \\ \Delta V_3 &= \Delta V_1 - (jZ_{13}) \left(\frac{I_{G1}}{2} \right) \end{aligned} \quad (5.27)$$

Ou

$$\Delta V_3 = \Delta V_2 + (jZ_{23}) \left(\frac{I_{G1}}{2} \right)$$

$$\begin{aligned} \Delta V_1 &= 0 - (j0.2)(-j1.0) = -0.2 pu \\ \Delta V_2 &= 0 - (j0.4)(-j1.5) = -0.6 pu \\ \Delta V_3 &= (-0.2) - (j0.4)\left(\frac{-j1.0}{2}\right) = -0.4 pu, \end{aligned} \quad (5.28)$$

Ou

$$\Delta V_3 = (-0.6) + (j0.4)\left(\frac{-j1.0}{2}\right) = -0.4 pu$$

Les tensions aux bus durant le défaut sont obtenues par superposition des tensions aux bus avant défaut et les changements dans les tensions aux bus causées par la fem équivalente connectée au bus en défaut :

$$\begin{aligned} V_1(F) &= V_1(0) + \Delta V_1 = 1.0 - 0.2 = 0.8 pu \\ V_2(F) &= V_2(0) + \Delta V_2 = 1.0 - 0.6 = 0.4 pu \\ V_3(F) &= V_3(0) + \Delta V_3 = 1.0 - 0.4 = 0.6 pu \end{aligned} \quad (5.29)$$

Les courants de court-circuit dans les lignes sont :

$$\begin{aligned} I_{12}(F) &= \frac{V_1(F) - V_2(F)}{Z_{12}} = \frac{0.8 - 0.4}{j0.8} = -j0.5 pu \\ I_{13}(F) &= \frac{V_1(F) - V_3(F)}{Z_{13}} = \frac{0.8 - 0.6}{j0.4} = -j0.5 pu \\ I_{32}(F) &= \frac{V_3(F) - V_2(F)}{Z_{32}} = \frac{0.6 - 0.4}{j0.4} = -j0.5 pu \end{aligned} \quad (5.30)$$

3- Défaut au nœud 1 :

Le défaut au bus 1 avec l'impédance Z_f est montré en figure.5.11. a, et le réseau équivalent de Thévenin est montré en figure .5.11.b.

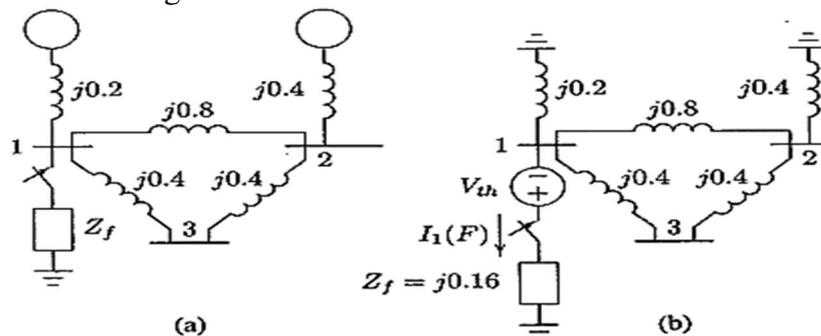


Fig.5.11 : a. Réseau d'impédance pour un défaut au bus 3 ; b. Réseau équivalent de Thévenin

L'impédance de Thévenin est donnée par :

$$Z_{11} = \frac{(j0.2)(j0.8)}{j0.2 + j0.8} = j0.16 pu \quad (5.31)$$

À partir de la figure. 5.12. b, le courant de défaut est:

$$I_1(F) = \frac{V_2(0)}{Z_{11} + Z_f} = \frac{1.0}{j0.16 + j0.16} = -j3.125 pu \quad (5.32)$$

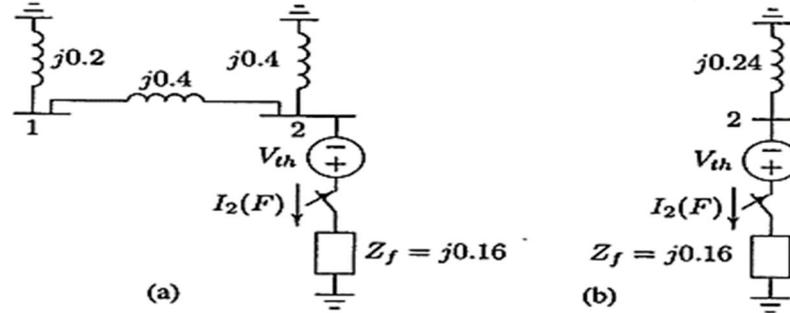


Fig. 5.12 : Réduction du réseau équivalent de Thévenin

À partir de la figure.5.12. a, les divisions de courant entre les générateurs est :

$$I_{G1} = \frac{j0.8}{j0.2 + j0.8} I_1(F) = -j2.5 pu \quad (5.33)$$

$$I_{G2} = \frac{j0.2}{j0.2 + j0.8} I_1(F) = -j0.625 pu$$

Pour les tensions aux bus à partir de la figure.5.11. b, nous obtenons :

$$\begin{aligned} \Delta V_1 &= V_{terre} - (jX_{g1})(I_{g1}) \\ \Delta V_2 &= V_{terre} - (jX_{g2})(I_{g2}) \\ \Delta V_3 &= \Delta V_1 + (jZ_{13})\left(\frac{I_{g2}}{2}\right) \end{aligned} \quad (5.34)$$

Ou

$$\begin{aligned} \Delta V_3 &= \Delta V_2 - (jZ_{23})\left(\frac{I_{g2}}{2}\right) \\ \Delta V_1 &= 0 - (j0.2)(-j2.5) = -0.5 pu \\ \Delta V_2 &= 0 - (j0.4)(-j0.625) = -0.25 pu \\ \Delta V_3 &= -0.5 + (j0.4)\left(\frac{-j0.625}{2}\right) = -0.375 pu \end{aligned} \quad (5.35)$$

Ou

$$\Delta V_3 = -0.25 - (j0.4)\left(\frac{-j0.625}{2}\right) = -0.375 pu$$

Les tensions aux bus durant le défaut sont obtenues par superposition des tensions aux bus avant défaut et les changements dans les tensions aux bus causées par la fem équivalente connectée au bus en défaut :

$$\begin{aligned}
V_1(F) &= V_1(0) + \Delta V_1 = 1.0 - 0.5 = 0.5 \text{ pu} \\
V_2(F) &= V_2(0) + \Delta V_2 = 1.0 - 0.25 = 0.25 \text{ pu} \\
V_3(F) &= V_3(0) + \Delta V_3 = 1.0 - 0.375 = 0.625 \text{ pu}
\end{aligned} \tag{5.36}$$

Les courants de court-circuit dans les lignes sont :

$$\begin{aligned}
I_{21}(F) &= \frac{V_2(F) - V_1(F)}{Z_{21}} = \frac{0.75 - 0.5}{j0.8} = -j0.3125 \text{ pu} \\
I_{31}(F) &= \frac{V_3(F) - V_1(F)}{Z_{31}} = \frac{0.625 - 0.5}{j0.4} = -j0.3125 \text{ pu} \\
I_{23}(F) &= \frac{V_3(F) - V_2(F)}{Z_{23}} = \frac{0.75 - 0.625}{j0.4} = -j0.3125 \text{ pu}
\end{aligned} \tag{5.37}$$

Dans cet exemple, les courants de charge sont négligés et toutes les tensions avant-défaut sont assumées égales à 1 pu . Pour un calcul exact, les tensions avant-défaut peuvent être obtenues par la solution du flux de puissance.

5.9. Puissance du court-circuit

La puissance du court-circuit dans un bus est une mesure commune de la force d'un bus. La puissance apparente (MVA) du court-circuit est utilisée pour déterminer la dimension d'un jeu de barre, et la puissance (pouvoir) de coupure d'un disjoncteur. La puissance (MVA) de court-circuit dans un bus k est donnée par :

$$S_{CC} = \sqrt{3} V_{Lk} I_k(F) \times 10^{-3} \quad (MVA) \tag{5.38}$$

Où V_{Lk} : Tension composée en kilovolt [kV]; $I_k(F)$ est le courant de défaut au bus (nœud) k en [A]

Le courant de défaut triphasé symétrique en per unit est donné par :

$$I_k(F)_{pu} = \frac{V_k(0)}{X_{kk}} \tag{5.39}$$

Où $V_k(0)$ est la tension du bus avant-défaut en pu, et X_{kk} est la réactance en pu au point de défaut. La résistance du système est négligée et seulement la réactance inductive du système est considérée. Cela donne une impédance du système minimale et un courant de défaut maximal. Le courant de base est :

$$I_B = \frac{S_B \times 10^3}{\sqrt{3} V_B} \tag{5.40}$$

Où S_B est la puissance apparente de base en [MVA] et V_B est la tension composée de base en [kV]. Le courant de défaut en [A]:

$$I_k(F) = I_k(F)_{pu} I_B = \frac{V_k(0) S_B \times 10^3}{X_{kk} \sqrt{3} V_B} \quad (5.41)$$

Substituant $I_k(f)$ dans SCC nous avons :

$$S_{CC} = \frac{V_k(0) S_B V_L}{X_{kk} V_B} \quad (5.42)$$

Si la tension de base V_B est égale à la tension nominale V_L :

$$S_{CC} = \frac{V_k(0) S_B}{X_{kk}} \quad (5.43)$$

La tension au bus avant-défaut est généralement assumée pour être égale à $1pu$, et donc nous obtenons :

$$S_{CC} = \frac{S_B}{X_{kk}} \quad MVA \quad (5.44)$$

5.10. Courts-circuits asymétriques

Deux méthodes sont particulièrement étudiées pour le calcul des courants de court-circuit dans les réseaux radiaux :

- L'une dont l'usage est surtout réservé aux réseaux *BT*, il s'agit de **la méthode des impédances**. Elle a été retenue pour la précision qu'elle permet d'obtenir, et pour son aspect didactique puisqu'elle nécessite la prise en compte de la quasi-totalité des caractéristiques du circuit concerné.
- L'autre, surtout utilisée en *HT*, est celle de la (*CEI – 909*) : **méthode des composantes symétriques**, retenue pour sa précision et pour son aspect analytique. Plus technique elle exploite le principe des composantes symétriques.

5.10.1 Calcul des courants de court-circuit par la méthode des impédances

La méthode des impédances permet de calculer avec une bonne précision tous les courants de court-circuit (maximaux, minimaux, triphasés, biphasés, monophasés) et les courants de défaut en tout point d'une installation à base tension.

Elle est utilisable lorsque toutes les caractéristiques des différents des différents éléments de la boucle de défaut sont connues (sources, canalisations).

Elle consiste à totaliser séparément les différentes résistances et différentes réactances de la boucle de défaut depuis y compris la source jusqu'au point considéré et à calculer l'impédance correspondante, ce qui permet de déterminer les courants de court-circuit et de défaut

correspondants et les conditions de protection correspondantes contre les courts-circuits et contre les contacts indirects.

5.10.1.a Court-circuit biphasé isolé

Il correspond à un défaut entre deux phases (figures 5.13), alimenté sous une tension composée U.

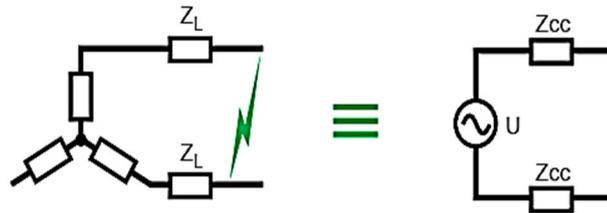


Fig.5.13 : Court-circuit biphasé-isolé

L'intensité I_{CC2} débitée est alors inférieure à celle du défaut triphasé :

$$I_{CC2} = \frac{U}{2 \times Z_{CC}} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{CC3} \approx 0.86 I_{CC3} \tag{5.45}$$

On peut exprimer ce courant de court-circuit par la relation suivante :

$$I_{CC2} = \frac{c \times m \times \sqrt{3} \times V_n}{2 \times Z_d} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{CC3} \approx 0.86 I_{CC3} \tag{5.46}$$

Avec :

- I_{CC2} : courant de court-circuit biphasé ;
- V_n : tension nominale simple ;
- m : facteur de charge à vide ($m = 1.05$) ;
- c : facteur de tension ($c_{max} = 1.05$; $c_{min} = 0.95$) ;
- Z_d : impédance directe $Z_d = Z_{cc}$.

5.10.1.b Court-circuit monophasé isolé

Il correspond à un défaut entre une phase et le neutre (figures 5.14), alimenté sous une tension simple $V = \frac{U}{\sqrt{3}}$

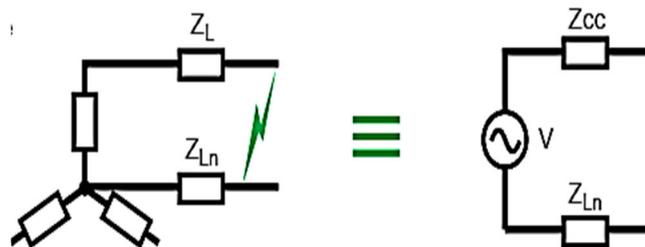


Fig.5.14 : court-circuit monophasé

L'intensité I_{CC1} débitée est alors :

$$I_{CC1} = \frac{U}{\sqrt{3}(Z_{CC} + Z_{LN})} \quad (5.47)$$

Ce courant de court-circuit peut être défini par l'expression suivante :

$$I_{CC1} = \frac{c \times m \times V_n}{2 \times Z_d} \quad (5.48)$$

Avec :

I_{CC1} : courant de court-circuit monophasé ;

V_n : tension nominale simple ;

m : facteur de charge à vide ($m = 1.05$) ;

c : facteur de tension ($c_{\max} = 1.05$; $c_{\min} = 0.95$) ;

Z_d : impédance directe $Z_d = Z_{cc}$. Si le conducteur neutre a une section différente du conducteur de phase : il faut alors remplacer $2 \times Z_d$ par $Z_{d(phase)} + Z_{d(neutre)}$

Dans certains cas particuliers de défaut monophasé, l'impédance homopolaire de la source est plus faible que Z_{cc} (par exemple aux bornes d'un transformateur à couplage étoile-zigzag ou d'un alternateur en régime subtransitoire).

L'intensité monophasée peut être alors plus élevée que celle du défaut triphasé.

5.10.1.c Court-circuit à la terre (monophasé ou biphasé)

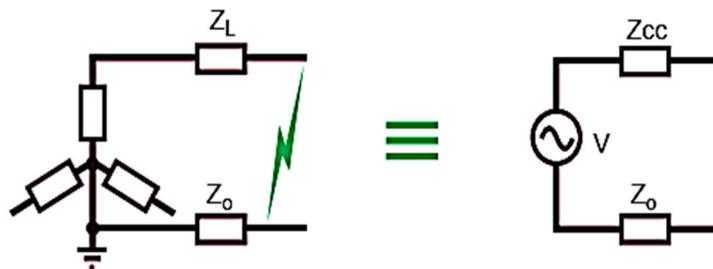


Fig.5.15 : Court-circuit à la terre

Ce type de défaut fait intervenir l'impédance homopolaire Z_h . Sauf en présence de machines tournantes où l'impédance homopolaire se trouve réduite, l'intensité I_{CCh} débitée est alors inférieure à celle du défaut triphasé (figures 5.15).

L'intensité I_{CCh} débitée s'exprime comme suit :

$$I_{CCh} = \frac{U/\sqrt{3}}{Z_{CC} + Z_h} \quad (5.49)$$

Son calcul peut être nécessaire, selon le régime du neutre (schéma de liaison à la terre), pour le choix des seuils de réglage des dispositifs de protection homopolaire (HT) ou différentielle (BT).

Pratiquement, l'utilisation de l'expression suivante permet de déterminer ce courant de court-circuit :

$$I_{CCh} = \alpha \times \frac{C_{\min} \times m \times V_n}{2 \times Z_d} \quad (5.50)$$

Avec :

I_{CCh} : courant de court-circuit ;

V_n : tension nominale simple ;

m : facteur de charge à vide ($m = 1.05$) ;

c_{\min} : facteur de tension ($c_{\min} = 0.95$) ;

Z_d : impédance directe $Z_d = Z_{cc}$. Si le conducteur *PE* a une section différente du conducteur de phase, ce qui est généralement le cas : il faut alors remplacer $2 \times Z_d$ par $Z_{d(phase)} + Z_{d(PE)}$.

$\alpha = 1$ schéma *TT*; $\alpha = 0.86$ schéma *ITSN*; $\alpha = 0.5$ schéma *ITAN*.

5.10.2 Calcul des courants de court-circuit par la méthode des composantes symétriques

En fonctionnement normal, les réseaux industriels triphasés forment des ensembles de constitution à peu près symétriques et leurs charges sont, tout au moins statistiquement équilibrées. Dans ces conditions, l'étude de leur fonctionnement peut se ramener à celle d'un réseau monophasé équivalent. Cette réduction à un réseau monophasé équivalent cesse d'être valable dès qu'apparaît une dissymétrie un peu prononcée soit dans la configuration du réseau lui même (ce qui se produit notamment en cas de défaut dissymétrique, ou en cas de rupture d'un conducteur de phase), soit dans l'équilibrage des forces électromotrices appliquées (ce qui est très rares), soit dans l'équilibrage des charges (cas d'une charge monophasée importante prélevée en un point du réseau).

Le calcul des régimes déséquilibrés devient alors assez complexe, les lois traditionnelles des réseaux triphasés ne sont pas applicables. La méthode des composantes symétriques simplifie notablement ce genre de calculs. Elle repose essentiellement sur la propriété suivante : tout système de grandeurs sinusoïdales non équilibrées peut être décomposé en trois systèmes triphasés équilibrés, que l'on appelle les composantes symétriques du système non équilibré.

5.10.3 Les composantes symétriques

La théorie des composantes symétriques s'applique tout aussi bien à des vecteurs tournants tels que des courants et des tensions qu'à des vecteurs fixes tels que des impédances ou des admittances. En fonctionnement normal équilibré symétrique, l'étude des réseaux triphasés se ramène à celle d'un réseau monophasé équivalent, caractérisé par les tensions simples, les courants de phase, et les impédances du réseau (appelées impédances cycliques). Dès

qu'apparaît une dissymétrie significative dans la configuration ou le fonctionnement du réseau, la simplification n'est plus possible, on ne peut alors établir simplement les relations électriques dans les conducteurs à l'aide des impédances cycliques. On emploie la méthode des composantes symétriques, qui consiste à ramener le système réel à la superposition de trois systèmes monophasés indépendants, appelés : Système direct (*d*) ou séquence positive (1), système inverse (*i*) ou séquence négative (2) et système homopolaire (*h*) ou séquence nulle (0).

Pour chaque système respectivement 1,2,0, les tensions U^0, U^1 et U^2 les courants I^0, I^1 et I^2 sont liés par les impédances Z^0, Z^1 et Z^2 du même système (figure 5.16).

5.10.3.a Principes fondamentaux des composantes symétriques

Les composantes symétriques permettent aux quantités de phases déséquilibrées comme les courants et les tensions d'être remplacés par trois composantes symétriques équilibrées. Dans un système triphasé, la séquence de phase est définie comme l'ordre dans lequel ils passent à travers un maximum positif. Considérons la représentation phaseur d'un courant équilibré triphasé :

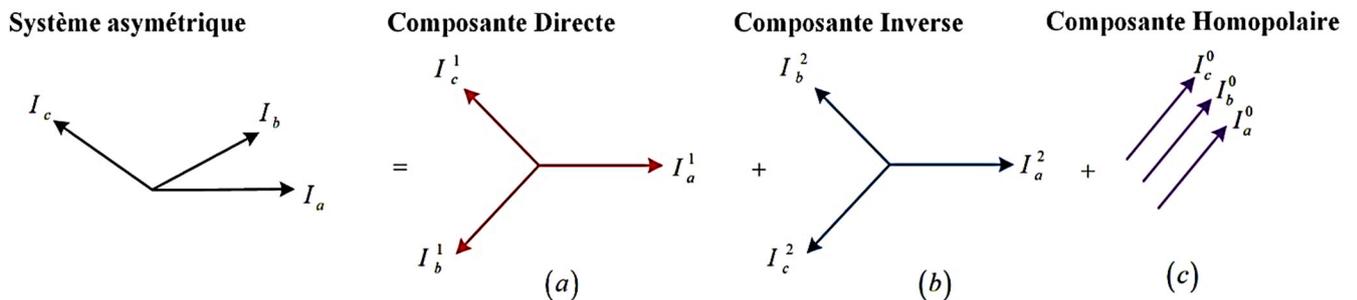


Fig.5.16 : Représentation des composantes symétriques

Par convention, la direction de rotation des phases est prise pour être en sens antihoraire. Les trois phases sont écrites comme :

$$\begin{aligned}
 I_a^1 &= I_a^1 \angle 0^\circ = I_a^1 \\
 I_b^1 &= I_b^1 \angle 240^\circ = a^2 I_a^1 \\
 I_c^1 &= I_c^1 \angle 120^\circ = a I_a^1
 \end{aligned}
 \tag{5.51}$$

Où nous avons défini un opérateur qui cause une rotation antihoraire de 120° , tel que :

$$\begin{aligned}
 a &= 1 \angle 120^\circ = -0.5 + j0.87 \\
 a^2 &= 1 \angle 240^\circ = -0.5 - j0.87 \\
 a^3 &= 1 \angle 360^\circ = 1 + j0
 \end{aligned}
 \tag{5.52}$$

Donc :

$$1 + a + a^2 = 0
 \tag{5.53}$$

L'ordre des phases est (abc) . Ceci est désigné par la séquence de phase positive (direct). Lorsque l'ordre est (acb) comme en figure.5.16 (b), il est désigné par la séquence de phase négative (inverse), où :

$$\begin{aligned} I_a^2 &= I_a^2 \angle 0^\circ = I_a^2 \\ I_b^2 &= I_a^2 \angle 120^\circ = a I_a^2 \\ I_c^2 &= I_a^2 \angle 240^\circ = a^2 I_a^2 \end{aligned} \quad (5.54)$$

En analysant certains types des défauts déséquilibrés, on constatera qu'un troisième groupe de phase doit être introduit, appelé séquence de phase zéro (homopolaire) et qui sont en phase et égales en amplitudes comme montré en figure.5.16. (c) :

$$I_a^0 = I_b^0 = I_c^0 \quad (5.55)$$

Considérant les courants triphasés déséquilibrés I_a, I_b et I_c en figure.5.16. Nous cherchons à trouver les trois composantes symétriques du courant tel que :

$$\begin{aligned} I_a &= I_a^0 + I_a^1 + I_a^2 \\ I_b &= I_b^0 + I_b^1 + I_b^2 \\ I_c &= I_c^0 + I_c^1 + I_c^2 \end{aligned} \quad (5.56)$$

D'après la définition des composantes symétriques, on peut réécrire l'équation (5.56) comme suit :

$$\begin{aligned} I_a &= I_a^0 + I_a^1 + I_a^2 \\ I_b &= I_a^0 + a^2 I_a^1 + a I_a^2 \\ I_c &= I_a^0 + a I_a^1 + a^2 I_a^2 \end{aligned} \quad (5.57)$$

Nous réécrivons l'équation ci-dessus en notation matricielle comme :

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a^0 \\ I_a^1 \\ I_a^2 \end{bmatrix} \quad (5.58)$$

Ou en notation compacte :

$$I^{abc} = A I_a^{012} \quad (5.59)$$

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad (5.60)$$

A : est appelée la matrice de transformation des composantes symétriques.

En résolvant ce système matriciel pour les composantes symétriques des courants, nous avons :

$$I_a^{012} = A^{-1} I_a^{abc} \quad (5.61)$$

Avec :

$$A^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \quad (5.62)$$

De l'équation 5.60 et 5.62, nous concluons que :

$$A^{-1} = \frac{1}{3} A^* \quad (5.63)$$

En remplaçant A^{-1} dans l'équation 5.61, nous avons alors :

$$\begin{bmatrix} I_a^0 \\ I_a^1 \\ I_a^2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (5.64)$$

Ou en forme de composante, les composantes symétriques sont :

$$\begin{aligned} I_a^0 &= \frac{1}{3} (I_a + I_b + I_c) \\ I_a^1 &= \frac{1}{3} (I_a + aI_b + a^2I_c) \\ I_a^2 &= \frac{1}{3} (I_a + a^2I_b + aI_c) \end{aligned} \quad (5.65)$$

Nous remarquons que la composante homopolaire (zéro) est égale à un tiers de la somme des courants de phase. Lorsque la somme des courants de phase est nulle (système triphasé avec un neutre mis à la terre par exemple), la séquence homopolaire du courant ne peut pas exister tant que ce courant s'écoule entre le neutre et le sol.

Les expressions sont similaires pour les tensions de phase déséquilibrées :

$$\begin{aligned} V_a &= V_a^0 + V_a^1 + V_a^2 \\ V_b &= V_a^0 + a^2V_a^1 + aV_a^2 \\ V_c &= V_a^0 + aV_a^1 + a^2V_a^2 \end{aligned} \quad (5.66)$$

Où :

$$V^{abc} = AV_a^{012} \quad (5.67)$$

Les composantes symétriques en termes de tensions déséquilibrées sont :

$$\begin{aligned} V_a^0 &= \frac{1}{3} (V_a + V_b + V_c) \\ V_a^1 &= \frac{1}{3} (V_a + aV_b + a^2V_c) \\ V_a^2 &= \frac{1}{3} (V_a + a^2V_b + aV_c) \end{aligned} \quad (5.68)$$

Sous une notation matricielle :

$$V_a^{012} = A^{-1}V_a^{abc} \quad (5.69)$$

La puissance apparente peut aussi être exprimée en termes des composantes symétriques :

$$S_{(3\phi)} = V^{abcT} I^{abc*} = (AV_a^{012})^T (AI_a^{012})^* = V_a^{012T} A^T A^* I_a^{012*} \quad (5.70)$$

Comme $A^T = A$, puis à partir de l'équation (7.63) $A^T A^* = 3$, et la puissance complexe devient :

$$S_{(3\phi)} = 3(V_a^{012T} I_a^{012*}) = 3V_a^0 I_a^{0*} + 3V_a^1 I_a^{1*} + 3V_a^2 I_a^{2*} \quad (5.71)$$

La puissance totale déséquilibrée peut être obtenue à partir de la somme des puissances en composantes symétriques.

5.10.3.b Impédances de séquence

C'est l'impédance d'un équipement ou d'un composant du courant de différentes séquences. Dans cette section, nous allons noter Z^1 l'impédance de séquence directe (positive), Z^2 l'impédance de séquence inverse (négative), et Z^0 l'impédance de séquence homopolaire (zéro).

5.10.3.b.1 Impédances de séquence des charges connectées en Y

La figure. 5.17 montre Charge triphasée équilibrée connectée en Y . Le neutre est enterré à travers Z_n .

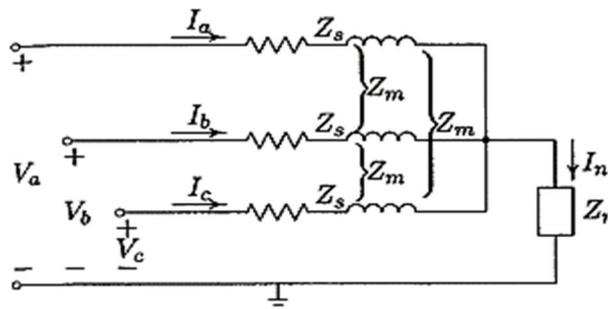


Fig.5.17 : Charge triphasée équilibrée connectée en Y

Les tensions simples (ligne-sol) sont :

$$\begin{aligned} V_a &= Z_s I_a + Z_m I_b + Z_m I_c + Z_n I_n \\ V_b &= Z_m I_a + Z_s I_b + Z_m I_c + Z_n I_n \\ V_c &= Z_m I_a + Z_m I_b + Z_s I_c + Z_n I_n \end{aligned} \quad (5.72)$$

D'après la loi de Kirchoff nous avons :

$$I_n = I_a + I_b + I_c \quad (5.73)$$

En substituant l'équation (5.73) dans (5.72), et en réécrivant les équations des tensions sous forme matricielle, donc :

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_s + Z_n & Z_m + Z_n & Z_m + Z_n \\ Z_m + Z_n & Z_s + Z_n & Z_m + Z_n \\ Z_m + Z_n & Z_m + Z_n & Z_s + Z_n \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (5.74)$$

$$V^{abc} = Z^{abc} I^{abc} \quad (5.75)$$

Où

$$Z^{abc} = \begin{bmatrix} Z_s + Z_n & Z_m + Z_n & Z_m + Z_n \\ Z_m + Z_n & Z_s + Z_n & Z_m + Z_n \\ Z_m + Z_n & Z_m + Z_n & Z_s + Z_n \end{bmatrix} \quad (5.76)$$

En écrivant V^{abc} et I^{abc} en termes de leurs composantes symétriques, nous obtenons :

$$AV_a^{012} = Z^{abc} AI_a^{012} \quad (5.77)$$

En multipliant (5.77) par A^{-1} nous avons :

$$V_a^{012} = A^{-1} Z^{abc} AI_a^{012} = Z^{012} I_a^{012} \quad (5.78)$$

Où :

$$Z^{012} = A^{-1} Z^{abc} A = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Z_s + Z_n & Z_m + Z_n & Z_m + Z_n \\ Z_m + Z_n & Z_s + Z_n & Z_m + Z_n \\ Z_m + Z_n & Z_m + Z_n & Z_s + Z_n \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad (5.79)$$

Donc :

$$Z^{012} = \begin{bmatrix} Z_s + 3Z_n + 2Z_m & 0 & 0 \\ 0 & Z_s - Z_m & 0 \\ 0 & 0 & Z_s - Z_m \end{bmatrix} \quad (5.80)$$

Lorsqu'il n'y a pas de couplage mutuel, nous mettons $Z_m = 0$ et Z^{012} devient :

$$Z^{012} = \begin{bmatrix} Z_s + 3Z_n & 0 & 0 \\ 0 & Z_s & 0 \\ 0 & 0 & Z_s \end{bmatrix} \quad (5.81)$$

5.10.3.b.2 Impédance de séquence des lignes de transmission

Les paramètres des lignes de transport sont dérivés dans le Chapitre 3. Pour les dispositifs statiques comme les lignes de transport, la séquence de phase n'a pas d'effet sur l'impédance, puisque les tensions et les courants rencontrent la même géométrie de la ligne, indépendamment de la séquence. Donc, les impédances de séquence direct et inverse sont égales ($Z^1 = Z^2$).

En dérivant les paramètres de la ligne, l'effet du sol et les fils de blindage sont négligés. Les courants homopolaires sont en phase et circulent à travers les conducteurs a, b, c pour retourner

à travers le neutre mis à la terre. Le sol ou n'importe quel fil de blindage sont sur le chemin de la séquence homopolaire. Donc, Z^0 , qui inclut l'effet du chemin de retour à travers le sol est généralement différente de Z^1 et Z^2 . La figure 5.18 montre une ligne triphasée de 1 m de longueur avec des conducteurs espacés équilatéralement. Les conducteurs de phase portent des courants homopolaires avec des chemins de retour à travers le neutre mis à la terre. Le sol est approximé à un conducteur équivalent fictif localisé à la distance moyenne D_n . à partir de chacun des 3 phases. Comme le conducteur n porte le courant de retour dans le sens opposé, donc :

$$I_a^0 + I_b^0 + I_c^0 + I_n = 0 \quad (5.82)$$

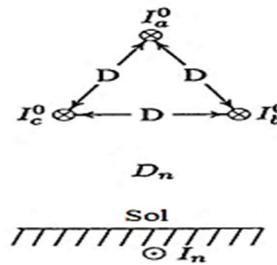


Fig.5.18 : Circulation des courants homopolaires avec le sol de retour

Puisque $I_a^0 = I_b^0 = I_c^0$, nous avons : $I_n = -3I_a^0$

En utilisant cette relation pour les liaisons de flux d'un conducteur dans un groupe exprimé dans le chapitre 3, la liaison de flux total du conducteur de phase a est :

$$\begin{aligned} \lambda_{a0} &= 2 \times 10^{-7} \left(I_a^0 \ln \frac{1}{r'} + I_b^0 \ln \frac{1}{D} + I_c^0 \ln \frac{1}{D} + I_n \ln \frac{1}{D_n} \right) \\ \lambda_{a0} &= 2 \times 10^{-7} I_a^0 \left(\ln \frac{1}{r'} + \ln \frac{1}{D} + \ln \frac{1}{D} - 3 \ln \frac{1}{D_n} \right) \quad (5.83) \\ \lambda_{a0} &= 2 \times 10^{-7} I_a^0 \ln \frac{D_n^3}{r' D^2} \quad (Wb / m) \end{aligned}$$

Donc :

$$L_0 = 0.2 \ln \frac{D_n^3}{r' D^2} = 0.2 \ln \frac{D D_n^3}{r' D^3} = 0.2 \ln \frac{D}{r'} + 3 \left(0.2 \ln \frac{D_n}{D} \right) \quad (mH / km) \quad (5.84)$$

A partie de cette expression, on peut écrire la réactance homopolaire comme :

$$X^0 = X^1 + 3X_n \quad (5.85)$$

Où :

$$X_n = 2\pi f \left(0.2 \ln \frac{D_n}{D} \right) \quad (m\Omega / km) \quad (5.86)$$

5.10.3.b.3 Impédance de séquence d'une machine synchrone

La machine synchrone est désignée des enroulements symétriques et ils induisent des fems de séquence direct (positive) seulement. L'impédance de séquence directe du générateur est la valeur trouvée lorsque les courants de séquence positive circulent due à un ensemble de tensions de séquence positive. En négligeant la résistance de l'armature, nous avons :

$$Z^1 = jX_d'' \quad \text{Si le subtransitoire est d'intérêt}$$

$$Z^1 = jX_d' \quad \text{Si le transitoire est d'intérêt}$$

$$Z^1 = jX \quad \text{Si le régime permanent est d'intérêt}$$

Avec la circulation des courants de séquence inverse dans le stator, le flux net dans l'entrefer tourne à la direction opposée de celle du rotor. Cependant, le flux net tourne deux fois la vitesse de synchronisme du rotor. Dans ce cas, l'enroulement du champ n'a pas d'influence puisque la tension du champ est associée avec les variables de séquence directe et seulement l'enroulement d'amortissement produit un effet dans l'axe de quadrature. Cependant, l'impédance de séquence inverse est proche de l'impédance subtransitoire de séquence directe :

$$Z^2 = jX_d'' \quad (5.87)$$

Dans une machine synchrone, il n'y a pas de tension de séquence homopolaire induite. L'impédance homopolaire de la machine est due à la circulation du courant homopolaire. Si la distribution spatiale de la fmm est assumée sinusoïdale, le résultant de l'entrefer sera nul, et il n'y a pas de réactance due à la réaction de l'armature. La machine offre une réactance très petite due au flux de fuite. Cependant, les enroulements du rotor présentent une réactance de fuite seulement à la circulation des courants homopolaires, c.à.d. :

$$Z^0 = jX_f \quad (5.88)$$

5.10.3.b.4 Impédance de séquence du transformateur

Dans les transformateurs de puissance, les pertes du noyau et le courant magnétisant sont de l'ordre de 1% des valeurs nominales et par conséquent la branche magnétisante est négligée. Le transformateur est modélisé avec l'impédance équivalente série de fuite. Le transformateur est un dispositif statique et si la séquence de phase est changée, l'impédance de fuite ne va pas changer. Cependant, les impédances direct, inverse, et homopolaire sont les mêmes et égales à l'impédance de fuite du transformateur :

$$Z^0 = Z^1 = Z^2 = Z_f \quad (5.89)$$

Le circuit équivalent pour l'impédance homopolaire dépend de la connexion d'enroulement et aussi sur si ou non les neutres sont mis à la terre. La figure.5.19 montre quelques configurations communes du transformateur et leurs circuits équivalents homopolaires :

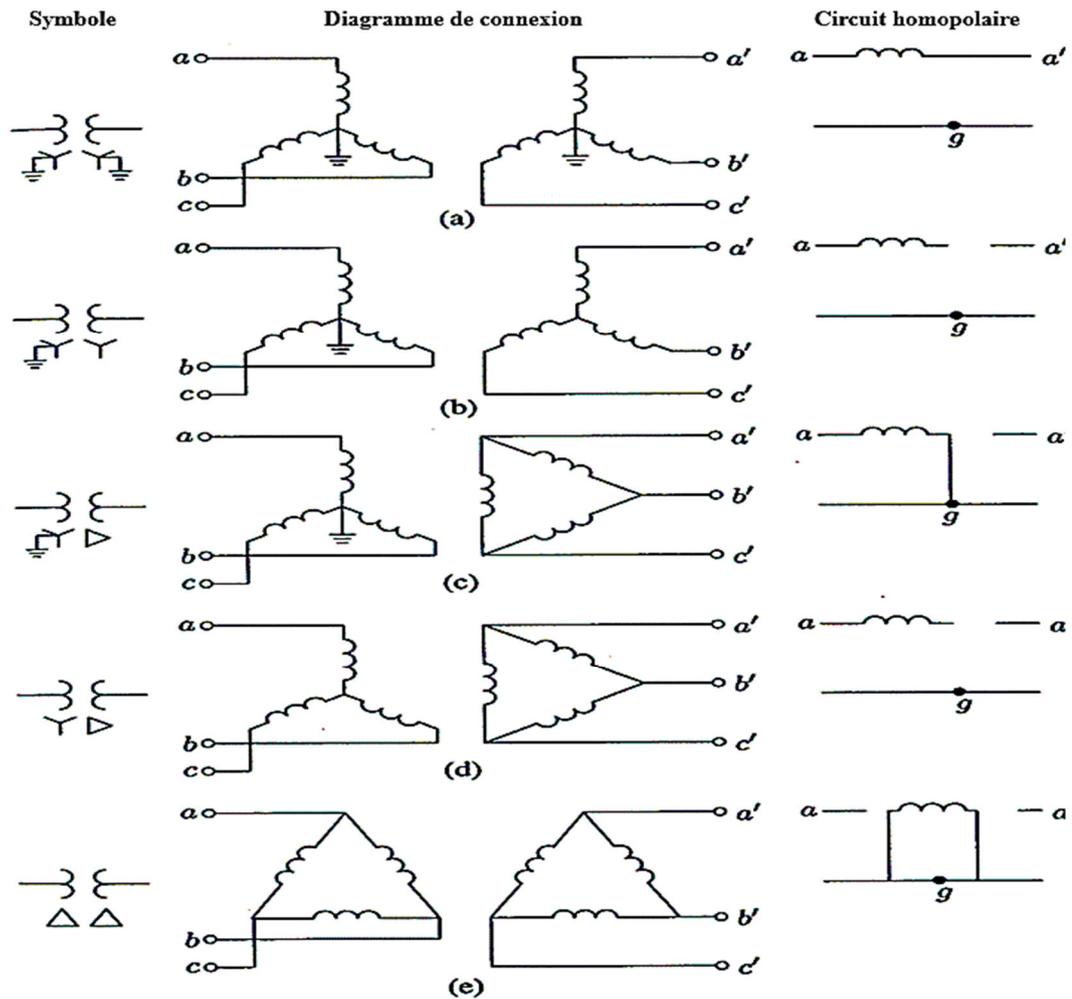


Fig.5.19 : Circuit équivalent homopolaire du transformateur

(a) **Connexion Y-Y** : Les deux neutres sont mis à la terre et il y a un chemin pour le courant homopolaire à circuler dans le primaire et le secondaire et le transformateur montre l'impédance équivalente de fuite par phase comme illustré en figure.5.19 (a).

(b) **Connexion Y-Y** : Le neutre primaire est mis à la terre et le neutre secondaire est isolé. Le courant homopolaire dans le secondaire est nul. Par conséquent, le courant homopolaire dans le primaire est nul reflétant une impédance infinie ou un circuit ouvert comme montré en figure 5.19 (b).

(c) **Connexion Y-Δ** : Le neutre est mis à la terre. Le courant primaire peut circuler parce qu'il y a circulation du courant homopolaire dans le secondaire connecté en Δ et un chemin de retour par le sol pour le primaire connecté en Y . Aussi, noter qu'aucun courant homopolaire ne peut quitter les bornes Δ, donc, il y a une isolation entre le primaire et le secondaire comme montré en figure 5.19 (c).

(d) **Connexion Y-Δ** : Le neutre est isolé. Comme le neutre est isolé, le courant homopolaire ne peut pas circuler. Figure 5.19 (d) donne le circuit équivalent homopolaire de la connexion.

(e) **Connexion Δ - Δ** : Le courant homopolaire circule dans les enroulements connectés en Δ , mais aucun courant ne peut quitter les bornes Δ , et le circuit équivalent est donné en figure.5.19 (e).

Il faut noter que l'impédance du neutre joue une partie importante dans le circuit équivalent.

Lorsque le neutre est mis à la terre à travers une impédance Z_n , puisque $I_n = 3I_0$, dans le circuit équivalent l'impédance du neutre apparaît comme $3Z_n$ dans le chemin de I_0 .

5.10.3.b.5 Réseaux de séquence d'une machine synchrone (générateur) chargée

La figure 5.20 montre une machine synchrone avec un neutre mis à la terre à travers une impédance Z_n . La machine alimente une charge triphasée équilibrée.

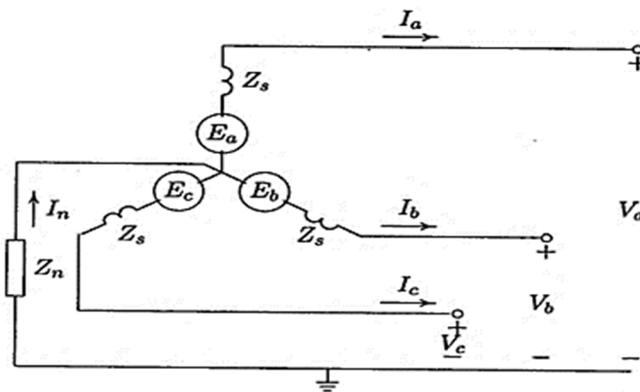


Fig.5.20 : Machine synchrone triphasée alimentant une charge triphasée équilibrée

La machine synchrone génère des tensions triphasées internes et est représentée comme un ensemble à séquence positive (direct) de phaseurs :

$$E^{abc} = \begin{bmatrix} 1 \\ a^2 \\ a \end{bmatrix} E_a \tag{5.90}$$

En appliquant les lois de Kirchoff en tension à chaque phase, nous obtenons :

$$\begin{aligned} V_a &= E_a - Z_s I_a - Z_n I_n \\ V_b &= E_b - Z_s I_b - Z_n I_n \\ V_c &= E_c - Z_s I_c - Z_n I_n \end{aligned} \tag{5.91}$$

Substituant pour :

$$I_n = I_a + I_b + I_c \tag{5.92}$$

Nous obtenons sous forme matricielle :

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E_a \\ E_b \\ E_c \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_s + Z_n & Z_n & Z_n \\ Z_n & Z_s + Z_n & Z_n \\ Z_n & Z_n & Z_s + Z_n \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \Leftrightarrow V^{abc} = E^{abc} - Z^{abc} I^{abc} \tag{5.93}$$

Transformant les tensions terminales et les courants phaseurs à leurs composantes symétriques :

$$AV_a^{012} = AE_a^{012} - Z^{abc} AI_a^{012} \quad (5.94)$$

En multipliant par A^{-1} nous avons :

$$V_a^{012} = E_a^{012} - A^{-1}Z^{abc} AI_a^{012} = E_a^{012} - Z^{012} I_a^{012} \quad (5.95)$$

Où :

$$Z^{012} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Z_s + Z_n & Z_n & Z_n \\ Z_n & Z_s + Z_n & Z_n \\ Z_n & Z_n & Z_s + Z_n \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad (5.96)$$

Ce qui donne :

$$Z^{012} = \begin{bmatrix} Z_s + 3Z_n & 0 & 0 \\ 0 & Z_s & 0 \\ 0 & 0 & Z_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z^0 & 0 & 0 \\ 0 & Z^1 & 0 \\ 0 & 0 & Z^2 \end{bmatrix} \quad (5.97)$$

Puisque la fem générée est équilibrée, il y a seulement une tension à séquence positive (directe), c.à.d.

$$E_a^{012} = \begin{bmatrix} 0 \\ E_a \\ 0 \end{bmatrix} \quad (5.98)$$

Substituant pour E_a^{012} et Z^{012} dans (5.95), nous avons :

$$\begin{bmatrix} V_a^0 \\ V_a^1 \\ V_a^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ E_a \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z^0 & 0 & 0 \\ 0 & Z^1 & 0 \\ 0 & 0 & Z^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a^0 \\ I_a^1 \\ I_a^2 \end{bmatrix} \quad (5.99)$$

En écrivant en forme de composantes :

$$\begin{aligned} V_a^0 &= 0 - Z^0 I_a^0 \\ V_a^1 &= E_a - Z^1 I_a^1 \\ V_a^2 &= 0 - Z^2 I_a^2 \end{aligned} \quad (5.100)$$

Ces trois équations peuvent être représentées par les réseaux de séquence équivalents en figure.5.21.

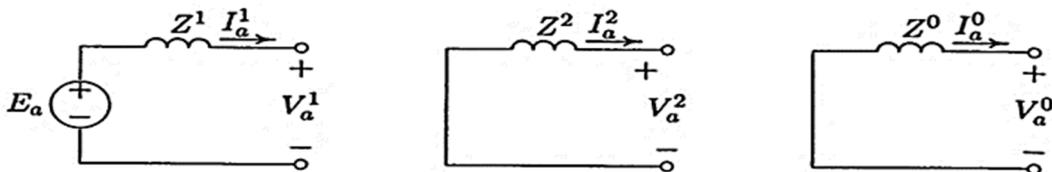


Fig.5.21 : Réseaux de séquence : (a) Séquence directe ; (b) Séquence inverse ; (c) Séquence homopolaire

Nous pouvons faire les remarques suivantes :

- Les trois réseaux de séquence sont indépendants.
- Le neutre du système est la référence pour les réseaux de séquences directe et inverse mais le sol est la référence pour le réseau homopolaire. Cependant, le courant homopolaire ne peut circuler que si le circuit des neutres à la terre du système est complet.
- Il n'y a pas de source de tension dans les réseaux de séquences inverse et homopolaire. Seulement le réseau de séquence directe a une source de tension.
- L'impédance de mise à la terre est reflétée dans le réseau homopolaire comme $3Z_n$.
- Les trois systèmes de séquence peuvent être résolus séparément sur une base par phase. Les courants et tensions de phase peuvent être ensuite déterminés par superposition de leurs composantes symétriques des courants et tensions respectivement.

5.10.4 Méthodologie pour le calcul des courants de court-circuit

5.10.4.a Hypothèses

- Les réseaux électriques sont symétriques.
- Les éléments shunt des transformateurs seront négligés (courant magnétisant faible).
- Les capacités shunt des lignes sont négligeables (surtout pour les niveaux de tensions inférieures à 150 kV).
- On ne considère que le régime sinusoïdal établi. La composante apériodique interviendra par un facteur de correction.
- En général, on néglige le courant de charge par rapport au courant de court-circuit. C'est-à-dire en d'autres termes, on suppose qu'il n'y a pas de transit de puissance avant défaut (réseau à vide).

Remarque : si on veut plus de précision concernant les calculs des courants de défaut, on tiendra compte de certains paramètres omis en général.

La démarche de calcul consiste à suivre les étapes suivantes :

- Ecrire les équations caractérisant le défaut : en effet, on a deux types d'équations :
 - Le premier type met en jeu les tensions existantes entre chaque phase et le sol ;
 - Le second type fait intervenir les courants de chaque phase.
- Ecrire les équations traduisant le principe de superposition (voir paragraphe précédent).
- Résoudre le système des équations ainsi obtenues par rapport à $I^0, I^1, I^2, V^0, V^1, V^2$ en tenant compte des relations existantes, d'une part, entre les courants de défauts I_a, I_b, I_c et leurs composantes symétriques I^0, I^1, I^2 et d'autre part, entre les tensions au lieu du défaut V_a, V_b, V_c et leurs composantes symétriques V^0, V^1, V^2 .
- Calculer les valeurs de I_a, I_b, I_c et V_a, V_b, V_c .

En pratique, le courant de court-circuit I_{cc} est calculé selon le type de défaut.

Dans cette partie, nous traiterons des défauts asymétriques. Les différents types de défauts asymétriques qui se produisent dans les réseaux d'alimentation sont :

➤ **Défauts de type shunt**

- ❖ Défaut Phase-Terre ($L-T$)
- ❖ Défaut Phase-à-Phase ($L-L$)
- ❖ Défaut double Phase-Terre ($L-L-T$)

➤ **Défauts de Type série**

- ❖ Défaut de conducteur ouvert (un ou deux conducteurs ouverts).

L'analyse de défauts asymétrique est importante pour le réglage du relais, la commutation monophasée et les études de la stabilité du système.

La méthode des composantes symétriques détaillée dans la partie précédente est un outil robuste pour l'étude des défauts asymétriques et elle sera appliquée dans cette partie.

5.10.5 Défaut Phase-Terre (L-T)

La figure.5.22 montre un générateur triphasé avec le neutre mis à la terre à travers l'impédance.

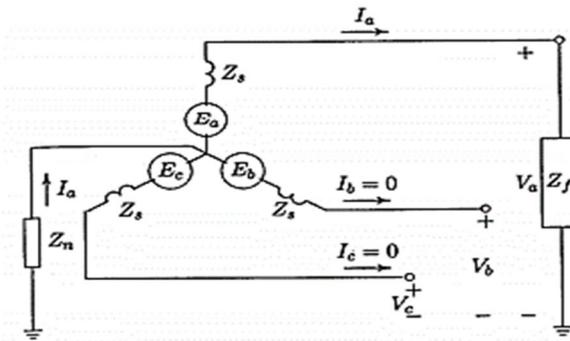


Fig. 5.22 : Défaut phase - terre

Supposant un défaut phase-terre se produit sur la phase(a)à travers l'impédance Z_f .

Assumant que le générateur est à vide, les conditions aux limites au point du défaut sont :

$$V_a = Z_f I_a \tag{5.101}$$

$$I_b = I_c = 0 \tag{5.102}$$

Substituant pour $I_b = I_c = 0$, les composantes symétriques des courants deviennent :

$$\begin{bmatrix} I_a^0 \\ I_a^1 \\ I_a^2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \tag{5.103}$$

De l'équation ci-dessus, nous trouvons que :

$$I_a^0 = I_a^1 = I_a^2 = \frac{1}{3} I_a \tag{5.104}$$

La tension de la phase (a) en termes des composantes symétriques est :

$$V_a = V_a^0 + V_a^1 + V_a^2 \quad (5.105)$$

Dans la partie 5.10.3.b.5 nous avons trouvé :

$$\begin{aligned} V_a^0 &= 0 - Z^0 I_a^0 \\ V_a^1 &= E_a - Z^1 I_a^1 \\ V_a^2 &= 0 - Z^2 I_a^2 \end{aligned} \quad (5.106)$$

Substituant pour V_a^0, V_a^1 et V_a^2 et notant que $I_a^0 = I_a^1 = I_a^2$ nous avons :

$$V_a = E_a - (Z^0 + Z^1 + Z^2) I_a^0 \quad (5.107)$$

Substituant pour V_a à partir de l'équation (5.101), et notant que $I_a = 3I_a^0$, nous obtenons :

$$3Z_f I_a^0 = E_a - (Z^0 + Z^1 + Z^2) I_a^0 \quad (5.108)$$

Où :

$$I_a^0 = \frac{E_a}{Z^0 + Z^1 + Z^2 + 3Z_f} \quad (5.109)$$

Donc le courant de défaut est :

$$I_a = 3I_a^0 = \frac{3E_a}{Z^0 + Z^1 + Z^2 + 3Z_f} \quad (5.110)$$

Substituant pour les composantes symétriques des courants dans l'équation (5.106), les composantes symétriques de la tension et les tensions de phase au point du défaut sont obtenues. Les équations (5.104) et (5.109) peuvent être représentées en connectant les réseaux de séquences en série comme montré dans le circuit équivalent de la figure.5.23. Donc, pour le défaut phase-terre, l'impédance de Thévenin au point du défaut est obtenue pour chaque réseau de séquence, et les trois réseaux de séquences sont placés en série. Dans plusieurs applications pratiques, les impédances directes et inverses sont égales. Si le neutre du générateur est directement mis à la terre, $Z_n = 0$ et pour les défauts direct (franc) $Z_f = 0$.

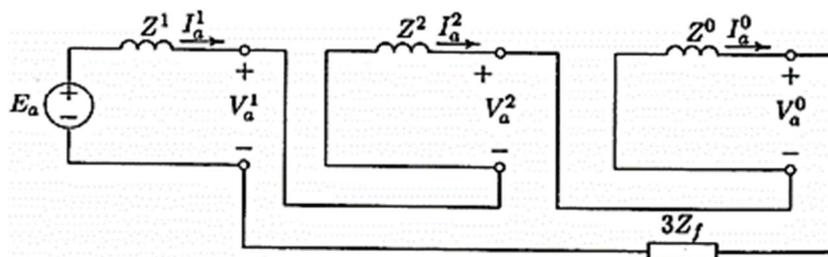


Fig.5.23 : Connexion du réseau de séquence pour le défaut phase - terre

5.10.6 Défaut Phase-Phase (L-L)

La figure 5.24 montre un générateur triphasé avec un défaut entre phases (b) et (c) à travers l'impédance Z_f .

D'après la figure 5.24, le générateur est à vide, et les conditions aux limites au point du défaut sont :

$$V_b - V_c = Z_f I_b \tag{5.111}$$

$$I_b + I_c = 0 \tag{5.112}$$

$$I_a = 0 \tag{5.113}$$

Substituant pour $I_a = 0$ et $I_b = -I_c$, les composantes symétriques du courant sont :

$$\begin{bmatrix} I_a^0 \\ I_a^1 \\ I_a^2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ I_b \\ -I_b \end{bmatrix} \tag{5.114}$$

De l'équation ci-dessus, nous trouvons que

$$I_a^0 = 0 \tag{5.115}$$

$$I_a^1 = \frac{1}{3}(a - a^2)I_b \tag{5.116}$$

$$I_a^2 = \frac{1}{3}(a^2 - a)I_b \tag{5.117}$$

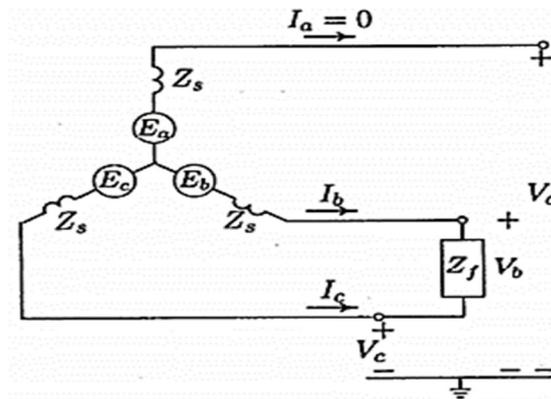


Fig. 5.24 : Défaut entre phase (a) et (b)

À partir des expressions des équations (5.116) et (5.117), nous remarquons que :

$$I_a^1 = -I_a^2 \tag{5.118}$$

Nous avons aussi :

$$V_b - V_c = (a^2 - a)(V_a^1 - V_a^2) = Z_f I_b \tag{5.119}$$

Substituant pour V_a^1 et V_a^2 à partir de l'équation (5.106) et notant que $I_a^1 = -I_a^2$, nous avons :

$$(a^2 - a) [E_a - (Z^1 + Z^2) I_a^1] = Z_f I_b \quad (5.120)$$

Substituant pour I_b à partir de l'équation (5.116), nous obtenons :

$$E_a - (Z^1 + Z^2) I_a^1 = Z_f \frac{3I_a^1}{(a - a^2)(a^2 - a)} \quad (5.121)$$

Puisque $(a - a^2)(a^2 - a) = 3$, donc :

$$I_a^1 = \frac{E_a}{Z^1 + Z^2 + Z_f} \quad (5.122)$$

Les courants de phase sont :

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ I_a^1 \\ -I_a^1 \end{bmatrix} \quad (5.123)$$

Le courant de défaut est :

$$I_b = -I_c = (a^2 - a) I_a^1 \quad (5.124)$$

Où :

$$I_b = -j\sqrt{3} I_a^1 \quad (5.125)$$

En substituant pour les composantes symétriques des courants dans l'équation (5.106), les composantes symétriques de la tension et les tensions de phase au point du défaut sont obtenues. Les équations (5.118) et (5.122) peuvent être représentées en connectant les réseaux de séquence directe et inverse en opposition comme montré en figure.5.25. Dans plusieurs applications pratiques, les impédances directe et inverse, sont obtenues égales. Pour un défaut franc, $Z_f = 0$

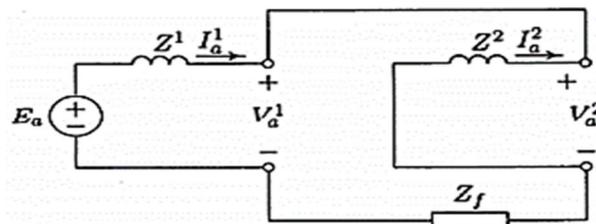


Fig. 5.25 : Connexion du réseau de séquence pour le défaut biphasé

5.10.7 Défaut biphasé -Terre (L-L-T)

La figure 5.26 montre un générateur triphasé avec un défaut sur les phases (b) et (c) à travers l'impédance à la terre.

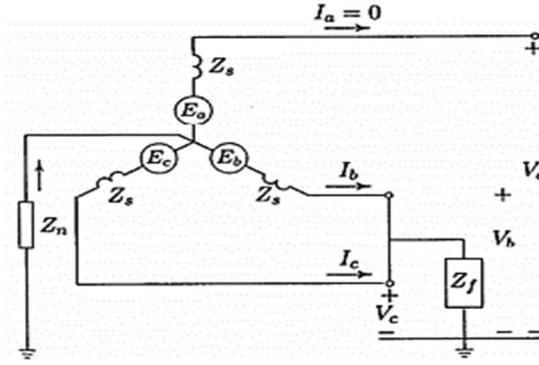


Fig. 5.26 : Défaut biphasé-terre

D'après la figure 5.26, le générateur est à vide, et les conditions aux limites au point du défaut sont :

$$V_b = V_c = Z_f I_f = Z_f (I_b + I_c) \quad (5.126)$$

$$I_a = I_a^0 + I_a^1 + I_a^2 = 0 \quad (5.127)$$

Nous avons aussi les équations des tensions V_b et V_c en fonction des composantes symétriques :

$$V_b = V_a^0 + a^2 V_a^1 + a V_a^2 \quad (5.128)$$

$$V_c = V_a^0 + a V_a^1 + a^2 V_a^2 \quad (5.129)$$

Puisque $V_b = V_c$, nous notons que :

$$V_a^1 = V_a^2 \quad (5.130)$$

Substituant pour les composantes symétriques des courants dans l'équation (5.126), nous obtenons :

$$V_b = Z_f (I_a^0 + a^2 I_a^1 + a I_a^2 + I_a^0 + a I_a^1 + a^2 I_a^2) = Z_f (2I_a^0 - I_a^1 - I_a^2) = 3Z_f I_a^0 \quad (5.131)$$

Substituant expression (5.131) et (5.130) dans (5.128), nous obtenons :

$$3Z_f I_a^0 = V_a^0 + (a^2 + a) V_a^1 = V_a^0 - V_a^1 \quad (5.132)$$

En substituant pour les composantes symétriques de la tension de l'équation (5.106) : dans (5.132), en trouve :

$$I_a^0 = -\frac{E_a - Z^1 I_a^1}{Z^0 + 3Z_f} \quad (5.133)$$

Aussi, substituant pour les composantes symétriques de la tension de l'équation (5.106) dans (5.130), nous obtenons :

$$I_a^2 = -\frac{E_a - Z^1 I_a^1}{Z^2} \quad (5.134)$$

Substituant pour I_a^0 et I_a^2 dans (5.127), et résolvant pour I_a^1 , nous avons :

$$I_a^1 = \frac{E_a}{Z^1 + \frac{Z^2(Z^0 + 3Z_f)}{Z^2 + Z^0 + 3Z_f}} \quad (5.135)$$

Les équations de I_a^0 , I_a^1 et I_a^2 peuvent être représentées en connectant l'impédance de séquence directe en série avec la combinaison parallèle des réseaux de séquences inverse et homopolaire comme montré en figure.5.27. Pour trouver les valeurs de I_a^0 et I_a^2 , on substitue la valeur de I_a^1 dans leur expression. Les courants de phase sont ensuite trouvés. Finalement, le courant de défaut est obtenu à partir :

$$I_f = I_b + I_c = 3I_a^0 \quad (5.136)$$

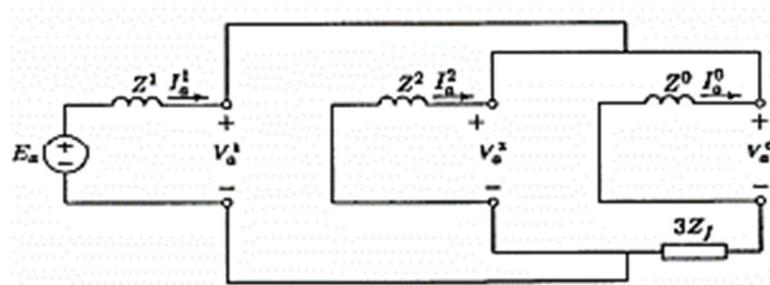


Fig. 5.25 : Connexion du réseau de séquence pour le défaut biphasé-terre

Références bibliographiques

- [1] H. Saadat, « Power System Analysis », 3rd Edition. McGraw-Hill series in electrical and computer engineering, 1999.
- [2] D. William Stevenson, Jr « Elements of Power System Analysis », 4th Edition. McGraw-Hill Companies, New York, 1955.
- [3] J. J. Grainger, W. D. Stevenson, Jr « Power System Analysis », International. Editions. 1994.
- [4] J. D. Glover, M. Sarma, and T. J. Overbye, « Power System Analysis And Design », 4th Edition. 2008.
- [5] J. D. Glover, M. Sarma, and T. J. Overbye, « Power System Analysis And Design », 5th Edition. 2012.
- [6] R.K. Rajput « Power System Engineering » 1st Edition, Laxmi Publications (P) Limited 113, Golden House, Daryaganj, New Delhi, 2006.
- [7] L. L. Grigsby « Power system engineering Handbook » 2nd Edition by Taylor & Francis Group, 2006.
- [8] D. Das « Electrical Power Systems » New age International (P) Limited, Publishers, 4835/24, Ansari Road, Daryaganj, New Delhi, 2006.
- [9] N. Hajsaid, J. C. Sabonnadière « Power System and Restructuring », ISTE. Limited, Wiley 2009.
- [10] A. Greenwood, « Electrical Transients in Power Systems », 2nd Edition. New York : Wiley Inter science, 1991.
- [11] Mohammed J. Al Essa « Fundamentals of Electric Power Analysis » Dar al-Sawaf for Printing and Publishing, 2018.
- [12] A. N. Syed, « Theory and problems of Electrical Power Systems », 1st Edition. Schaum's Outline SERIES McGraw-Hill, 1989.
- [13] P. S. R Murty « Power system analysis », 2nd Editions, Butterworth – Heinemann An imprint of Elsevier, 2017.
- [14] M. Gerin « Etude d'une installation Protection des circuits : Détermination des chutes de tension admissibles », catalogue distribution électrique Schneider K42, 2004 ;
- [15] R. Calvas, B. De Metz-Noblat, A. Ducluzaux et G. Thomasset, « Calcul des courants de court-circuit », cahier technique Schneider N° 158, 1992 ;
- [16] J. C. Das, « Power System Analysis: Short-Circuit Load Flow and Harmonics ». Marcel Dekker, Inc. New York, 2002.
- [17] G. Andersson, « Power System Analysis: Power Flow Analysis, Fault Analysis and Power System Dynamics and Stability ». EEH- Power System Laboratory ETH Zurich, 2012.