

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université de Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou
Faculté de Génie Electrique et de l'Informatique
Département d'Electrotechnique



MEMOIRE

De Fin D'Etudes

En vue d'obtention du Diplôme d'Ingénieur d'Etat en Electrotechnique

Option : Réseaux Electriques

THÈME

*Etude électrique d'un réseau de la
centrale de Cap Djinet*

Proposé et dirigé par :

Mr K.Gourari

(SONELGAZ)

Dirigé par :

Mr T.O Cherif

réalisé par :

M^{elle} Hamad Safia

M^{elle} Dahmane Souhila



REMERCIEMENT

*Nous tenons tout d'abord à remercier en premier lieu **Dieux**, le tout puissant, de nous avoir donné autant du courage, de la patience et de la volonté pour atteindre ce but.*

*Nos premiers remerciements vont naturellement à notre promoteur, Mr **T.OTMANE CHERIF** qui a accepté de nous encadrer et pour sa disponibilité et ses orientations pour mener à bien notre travail, Ce fut un plaisir de travailler avec lui.*

*Merci également à Mr **G.KHALED** notre ingénieur au niveau de la centrale thermique de **Cap Djinet***

Nous tenons à remercier tous le personnel de la centrale thermique pour leurs conseils et leur disponibilité durant toute la période de notre projet.

*Notre reconnaissance va également à tous les enseignants de l'Université **MOULOUD MAMMERI**, surtout les enseignants du département **Génie Electrique**.*

Enfin, toutes les personnes ayant contribué, de près ou de loin, à la réalisation de ce travail, soient chaleureusement remerciées.

Dédicaces

Je dédie ce mémoire de fin d'étude à:

*Mon adorable **papa** et ma chère **maman** qui mon beaucoup soutenus et encouragée durant toute mes études.*

*A mon cher frère : **Samir***

*A mon adorable petite sœur **Nabila***

*A ma chère sœur **Salima** et son mari **Mouloud** à qui je souhaite un heureux mariage.*

*A toute la famille **HAMAD** surtout :*

*Grand-mère, mes oncles et mes tantes, sans oubliée la petite **Taous***

A mes amis qui me connaisse sans exception.

*A mon cher **Azdine** et à toute sa famille.*

*A mon binôme **Souhila** avec qui j'ai partage ce travail et a toute sa famille.*

Safia

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail :

À mes chers parents

*Qui n'ont jamais cessé de m'encourager, de prier pour moi
Que Dieu les protège,*

À mes sœurs : Fatiha, Fafouche, Nassima, Hakima, Fadila, Kamilia,

À mes frères : Mokran, Nadir, Makouk

À toute la famille Dahmane

*À mon futur époux Moussa, qui n'a jamais hésité à m'apporter
De l'aide et du soutien et toute sa famille.*

À mes chères amis : Souhila, Rachida, Wahiba, Naima,

Toute la promotion d'Electrotechnique 2011/2012

À ma copine Safia et toute sa famille.

Souhila

SOMMAIRE

INTRODUCTION GENERALE.....	1
-----------------------------------	----------

Chapitre I : Présentation et Description

I. Présentation de la centrale de Cap Djinet	3
I.1. Principaux équipements constituant la centrale.....	3
I.1.1. Générateurs De Vapeur (SGP Autriche).....	3
I.1.2. Turbine.....	4
I.1.3. Pompes.....	4
I.1.4. Ventilateurs.....	4
I.1.5. Alternateurs (SIEMENS AUTRICHE).....	5
I.1.6. Condenseur.....	5
I.2. Rôle de la centrale thermique.....	6
I.3-Description du GTA.....	7
I.3.1- Le rôle du GTA.....	7
I.3.2- Description du GTA.....	7
I.3. 3- Description de la ligne d'arbre.....	7
I.3.4- La turbine à vapeur.....	8
I.3.5-L'Alternateur [2].....	12
I.3.5.1- Constitution.....	12
I.3.5.2- Caractéristiques de l'alternateur.....	13

Chapitre II : Généralités sur les réseaux électriques

II .1-Introduction.....	14
II .2-Structure générale des réseaux	14
II.2.1-Reseau de transport et d'interconnexion	14
II.2.2-Reseau de répartition.....	15
II.2.3-Reseau de distribution	15
II.3-Structure topologiques des réseaux de transport.....	18

II.3.1-Réseaux maillées	18
II.3.2-Réseau en antenne.....	19
II.4-Postes de transformations HT/MT.....	19
II.4.1-Partie haute tension	19
II.4.2-Partie moyenne tension.....	22
II.5-Réseau moyen tension.....	22
II.5.1-Structure des réseaux MT aériens.....	22
II.5.2-Structure des réseaux MT souterrains.....	23
II.5.2.1-Structure utilisables en réseaux souterrains.....	23
II.6-Equipement en lignes et câbles.....	27
II.6.1-Câbles souterrains.....	27
II.6.2-Lignes aériennes.....	28
II.6.2.1-Equipements des lignes aériennes(MT) en conducteur nus sur isolateurs rigides.....	28
II.7-Les postes de transformations.....	30
II.7.1-Fonctions	31
II.7.2-Différents types de postes électriques.....	31
II.7.3-Les différents éléments.....	32
II.7.4-Constitution d'un poste de transformation.....	33
II.7.4.1-Jeux de barre.....	33
II.7.4.2-Les sectionneurs.....	34
II.7.4.3-Disjoncteurs.....	34
II.8-Les transformateurs.....	38
II.8.1-Transformateur de mesures.....	38
II.8.2-Transformateur d'isolement.....	39

II.8.3-Les problèmes engendrés.....	40
-------------------------------------	----

Conclusion

Chapitre III : Défaits et moyens de protections dans les réseaux électriques

III.1-Introduction.....	41
III.2- Défaits électriques.....	41
III.2.1- Définition d'un défaut.....	41
III.2.2.1- Défaut momentanées.....	41
III.2.2.2- Défaut permanant.....	41
III.3- Les causes des défauts.....	41
III.3.1- Origine externe.....	42
III.3.2- Origine interne.....	42
III.4- Différents types de défauts.....	42
III.4.1- Courts-Circuits.....	42
III.4.2- Surintensités.....	42
III.4.3- Surtension.....	43
III.4.4- Les déséquilibre.....	43
III.5- Conséquences des défauts.....	43
III.5.1- Echauffement.....	44
III.5.2- Explosion de disjoncteur.....	44
III.5.3- Effets électrodynamique.....	44
III.5.4- Perturbations dans les lignes de télécommunications.....	44
III.5.5- Effet de la chute de tension.....	45
III.6- Calcul e courant de court-circuit.....	45
III.6.1- Intensité des courants de court-circuit.....	45

III.6.2- Calcul des impédances.....	45
III.6.2.1- Impédance du réseau HT ramenée en MT	45
III.6.2.2- Impédance du transformateur HT/MT.....	46
III.6.2.3- Impédance du réseau MT.....	47
III.6.2.4- Impédance des lignes et des câbles.....	48
III.6.3- Les composantes symétriques.....	52
III.6.3.1- Définition des composantes symétrique.....	52
III.6.3.2- Définition et propriété de l'opérateur « a ».....	53
III.6.3.3- Décomposition d'un système triphasé quelconque forme de trois vecteurs I_1, I_2, I_3	53
III.6.3.4- Expression des composantes symétriques.....	54
III.6.4- Analyse du défaut.....	54
1- Court-circuit monophasé.....	56
2- Court-circuit biphasé sans contact avec la terre.....	57
3- Court-circuit biphasé ayant contact avec la terre.....	59
4- Coupure sur une phase.....	60
III.6.5- Elimination des défauts.....	62
III.6.5.1- Détection des défauts.....	62
III.6.5.2- Identification de l'ouvrage atteint.....	62
III.6.5.3- Commande des organes de coupure.....	63
III.6.5.4- Sensibilité des protections.....	63
III.6.5.5- Contraintes supplémentaires pour les protections.....	64
III.6.5.6- Fiabilité des protections.....	64
III.6.6-Protection des réseaux MT.....	65
III.6.7-Organisation du système de protection.....	65
III.6.7.1- Objectifs du système de protection.....	65

III.6.7.2- Qualité des systèmes de protection.....	65
III.6.7.3- La sensibilité.....	65
III.6.7.4- La sélectivité.....	65
III.6.7.5- La rapidité.....	66
III.6.7.6- La fiabilité.....	66
III.6.7.7- La simplicité.....	66
III.6.8- Organisation des protections.....	66
a) Protections des jeux de barres.....	67
b) Protections des transformateurs HT/MT.....	68
III.6.9- Protections des départs MT des postes HT/MT.....	70
III.6.9.1- Protections contre les défauts entre phases.....	70
III.6.9.2-Protections contre les défauts entre phases et terre.....	71
III.6.10- Réenclenchement automatique.....	72
III.6.11- Protection des lignes.....	72
III.6.12-Appareils de protection.....	73
III.6.12.1- Disjoncteur.....	73
III.6.12.2- Sectionneur.....	73
III.6.12.3- Parafoudre.....	74
III.6.12.4- Les interrupteurs.....	75
III.6.13- Technique de protection dans le creux de tension.....	75
III.6.14- Relais.....	75
III.6.14.1- Classification.....	76
III.6.14.2- Constitution.....	76
III.6.15- Coupes circuits à fusibles.....	76

III.6.15.1- Caractéristiques.....	76
III.6.15.2- Différents types de coupe circuit.....	77
Conclusion.....	77

Chapitre IV : Méthode de calcul des chutes de tension

IV.1- Méthode générale (théorie des quadripôles).....	78
IV.1.1- Cas des lignes aériennes.....	78
IV.1.1.1- Ligne à constantes réparties.....	78
IV.1.1.2- Approximation de la ligne par des impédances localisée.....	80
IV.1.1.2.1- Schéma en π	80
IV.1.1.2.1- Diagramme vectoriel d'une ligne courte schématisée en π	81
IV.1.1.2.2- Schéma en T.....	82
IV.1.1.2.2.1- Diagramme vectoriel d'une ligne courte en T.....	83
IV.1.1.3- Cas des lignes de longueur inférieurs à 20 Km (très courte).....	84
IV.1.1.3.1- Diagramme vectoriel	84
IV.1.1.3.2- Expression de la chute de tension.....	85
IV.1.1.3.3- Chute de tension en phase et en quadrature.....	85
IV.1.2- Cas des câbles souterrains.....	86
IV.2- Méthode de séparation des puissances active et réactive.....	89
VI.2.1- Méthode de calcul par approximation successive	89
VI.2.2- Formules directes.....	91
VI.2.3- Méthode simplifiée.....	92
VI.3- Méthode des moments électriques.....	93
VI.3.1- Chute de tension absolue.....	93
VI.2.1- Chute de tension relative.....	93

IV.4- Calcul des constantes linéiques.....	96
IV.4.1- Cas de câbles souterrains.....	97
IV.4.1.1- Résistance linéique.....	97
IV.4.1.2- Capacité linéique.....	97
IV.4.1.3- Réactance linéique.....	98
IV.4.2- Cas des lignes aériennes.....	98
IV.4.2.1- Résistance linéique.....	98
IV.4.2.2- Capacité linéique.....	98
IV.4.2.3- Réactance linéique.....	99
IV.5- Calcul des puissances.....	99

V. Application et discussion de résultats

I- Introduction.....	100
II- Description de réseau à étudier	100
III. Schéma équivalent.....	101
III.1- Caractéristiques des éléments du réseau	102
III.1.1- Génératrice.....	102
III.1.2- Transformateur.....	102
III.1.3- Les lignes.....	102
III.1.3- Le réseau électrique.....	103
III.1.4- Charges.....	103
III.1.5- Jeux de barre.....	103
IV-Méthodes de calcul.....	104
IV.1- Calcul des courants de court-circuit triphasé.....	104

IV.1.1- Choix des valeurs de base.....	104
IV.1.2- Les différentes réactances des éléments de réseau considéré en valeurs réduites.....	104
IV.1.2.1- Pour la génératrice.....	104
IV.1.2.2- Pour les transformateurs.....	104
IV.1.2.3- Pour les lignes.....	105
IV.1.2.4- Pour le réseau électrique.....	106
IV.1.2.5- Pour les charges.....	106
IV.1.2.6- Pour les F.E.M des alternateurs et les charges.....	106
IV.1.3- Simplification du schéma équivalent.....	107
IV.1.3.1- Simplification du schéma équivalent.....	108
IV.1.4- Calcul de courant de court-circuit monophasé sur le point.....	112
IV.1.4.1- La composante directe.....	112
IV.1.4.2- La composante homopolaire.....	113
IV.1.4.2.1- Le schéma équivalent.....	113
IV.1.4.2.2- La simplification du schéma équivalent.....	113
V. Conclusion générale.....	117

Introduction

Général

L'énergie électrique est l'un des principaux éléments auquel on accorde une importance majeure du fait que son rôle dans le développement économique est primordial.

Cependant, parler de l'énergie électrique s'avère désormais insuffisant si l'on n'évoque pas les différents réseaux assurant sa desserte. En effet, les réseaux de transport et de distribution assurent l'acheminement de cette dernière des centres de production aux points de consommation. Retenons que leur construction est subordonnée à des règles établies et bien précises afin d'assurer le bon fonctionnement de tout le système.

Vu l'importance de la centrale de RAS-Djinet et le souci permanent d'une meilleure desserte des clients, une étude du réseau électrique s'impose pour réduire la durée d'interruption, diminuer au maximum les chutes de tension et rendre minimales les pertes en énergie électrique.

Donc, il est impératif de connaître la valeur du courant de court-circuit à tous les endroits d'une installation, où l'on veut placer un dispositif de protection chargé de l'interrompre. Il faut s'assurer que le pouvoir de coupure du disjoncteur est bien supérieur au courant de court-circuit à cet endroit. L'incapacité d'un disjoncteur d'interrompre un courant de court-circuit peut conduire à des résultats dangereux.

L'objet de notre étude est de calculer les courants de courts-circuits monophasés et triphasés sur un point donné du réseau électrique de la centrale de RAS-Djinet.

Nous avons jugé utile de subdiviser notre travail en Cinq chapitres :

- Le premier chapitre est consacré à la présentation de l'entreprise et la description du groupe turboalternateur.
- Le deuxième chapitre traite des généralités sur les réseaux électriques.
- Le troisième chapitre consiste à l'étude des défauts et des protections électriques.
- Le quatrième chapitre est consacré à l'étude des chutes de tension.
- Le dernier chapitre est une application.
- Enfin, nous terminons par une conclusion générale.

Chapitre I :
Présentation et description

I.1-Introduction : [1]

Une centrale est un site industriel destiné à la production d'électricité. Les centrales électriques transforment différentes sources d'énergie naturelle en énergie électrique afin d'alimenter en électricité les consommateurs, depuis la centrale de génération jusqu'aux maisons de campagne les plus éloignées.

D'après la forme d'énergie transformée on distingue : les centrales hydrauliques, les centrales nucléaires, les centrales solaires, les centrales éoliennes et les centrales thermiques.

La centrale Thermique de RAS- DJINET est située au bord de la mer, à l'est d'Alger, près de la ville de RAS-DJINET, dans la wilaya de BOUMERDES.

La mise en service des groupes s'est effectuée comme suit :

- Groupe 1, couplage sur réseau le 17/06/86
- Groupe 2, couplage sur réseau le 17/09/86
- Groupe 3, couplage sur réseau le 29/11/86
- Groupe 4, couplage sur réseau le 21/02/87

La Centrale de RAS-DJINET se compose de 4 tranches de type thermique vapeur d'une puissance unitaire de 176 MW Borne alternateur (BA). La puissance totale installée est de 704 MW (BA), La puissance fournie au réseau est de 672 MW borne usine (BU). La consommation totale des auxiliaires des 4 tranches et des auxiliaires communs est d'environ 32 MW.

I.1.1. Principaux équipements constituant la centrale :

La centrale se décompose de quatre (4) tranches identiques et chaque tranche contient comme équipements principaux (stratégiques) :

I.1.1.1. Générateurs De Vapeur (SGP Autriche)

Le générateur de vapeur (chaudière) de type pressurisé à circulation naturelle a pour rôle de transformer l'eau en vapeur à haute pression pour alimenter le GTA. Il est constitué essentiellement de :

- Chambre de combustion formée par les tubes écrans (faisceau vaporisateurs).

- Ballon (réservoir) et (01) Economiseur
- (03) Surchauffeurs et (02) resurchauffeurs.
- (03) Désurchauffeurs par injection d'eau pour la régulation t° vapeur.
- (04) Colonnes de descentes.
- (08) Brûleurs de combustion mixte gaz/fuel.

I.1.1.2. Turbine :

- Turbine à 03 corps : HP, MP et BP
- Nombre de soutirages de vapeur : 06 alimentant 03 réchauffeurs BP la bêche alimentaire et 02 réchauffeurs HP.

I.1.1.3. Pompes :

Deux pompes d'extraction : Assurent le transfert de l'eau du puit du condenseur jusqu'à la bêche alimentaire en passant par les trois (03) réchauffeurs BP (débit nominale d'une pompe 414 m³/h).

Trois Pompes d'alimentation : servent à alimenter la Chaudière à partir de la bêche alimentaire (Débit de 3 x 261,6 m³/h)

Deux pompes de circulation de 12 000 m³/h chacune, qui refoulent l'eau de mer jusqu'au condenseur.

I.1.1.4. Ventilateurs

- **(02) Ventilateurs de recyclage** : ont pour rôle de recycler, en fonction de la charge, une partie des fumées issues de la combustion afin de régler la T° à la sortie du resurchauffeur.
- **(02) Ventilateurs de soufflage** : ont pour rôle de fournir l'air de combustion nécessaire au générateur de vapeur.

I.1.1.5. Alternateurs (SIEMENS AUTRICHE)

Les alternateurs sont à refroidissement à l'hydrogène sous pression de 03 bars en circuit fermé, l'hydrogène étant lui-même refroidi à l'eau d'extraction.

I.1.1.6. Condenseur

Son rôle est d'assurer la condensation de la vapeur évacuée du corps BP de la turbine par la circulation de l'eau de mer de refroidissement (débit de 2 x 12000 m³/h).

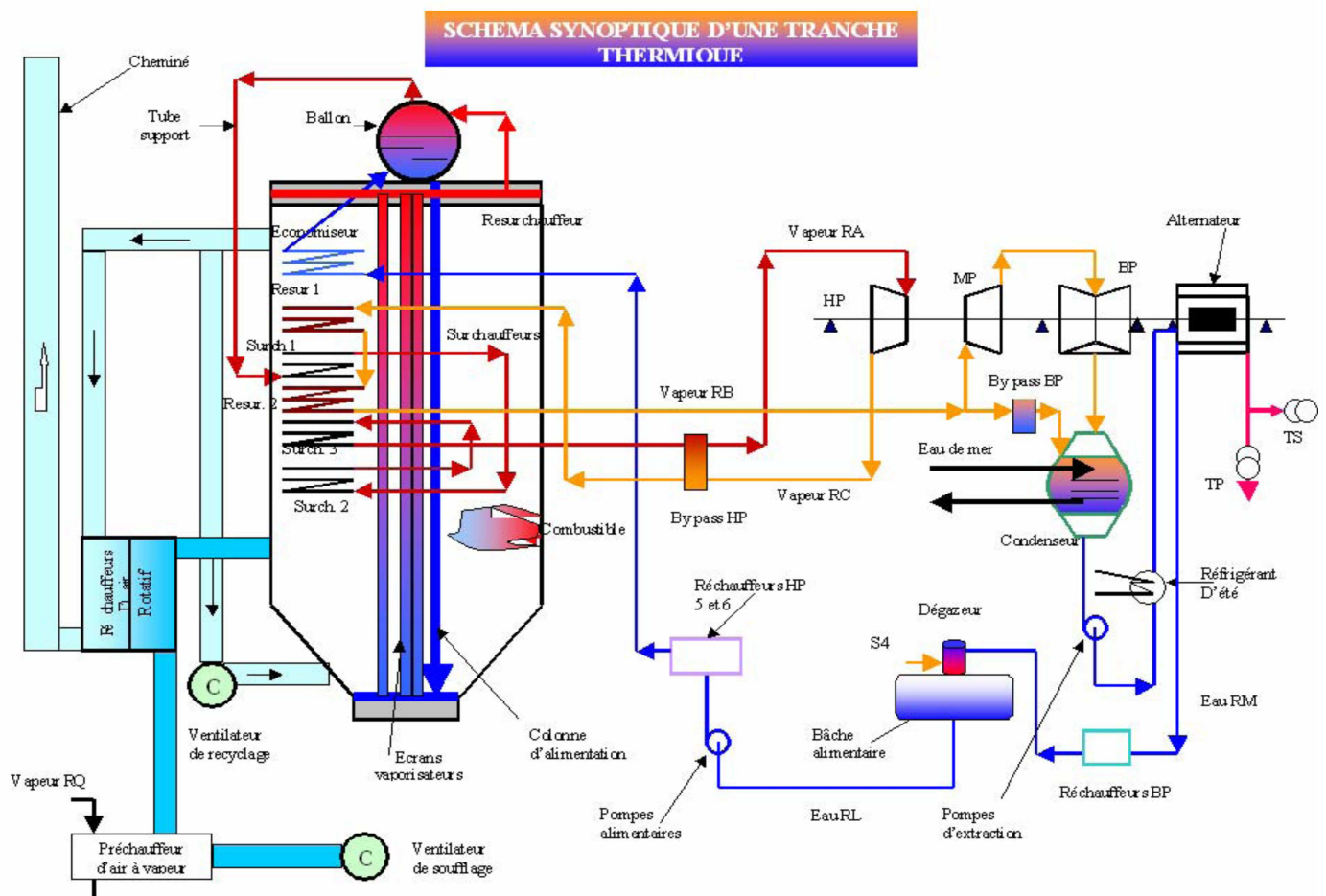


Fig.I.1.Schéma synoptique d'une tranche thermique

I.1.2. Rôle de la centrale thermique :

Le rôle d'une centrale thermique est de transformer l'énergie chimique contenue dans un combustible, en énergie électrique en passant par l'intermédiaire de l'énergie thermique et mécanique. Cette transformation s'opère dans divers appareils en utilisant les propriétés physiques de l'eau sous ses diverses formes liquides et vapeur.

Ces transformations sont données par le schéma suivant :

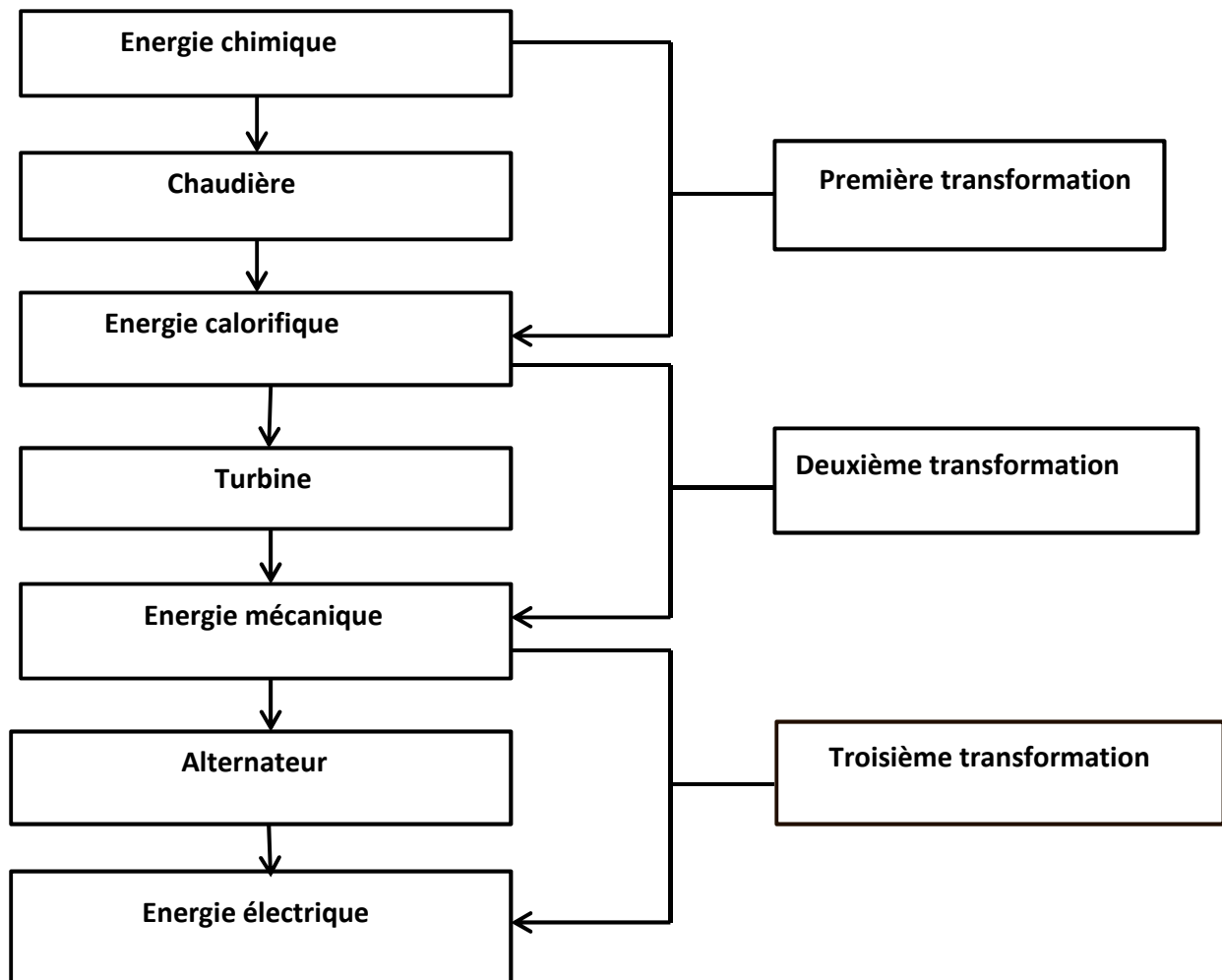


Fig.I.2 : Schéma des transformations d'énergie

I.2. Description du GTA

I.2.1. Le rôle du GTA

Le groupe turboalternateur joue un rôle fondamental dans la production de l'électricité, son but est de transformer l'énergie hydraulique ou thermique en énergie électrique.

I.2.2. Description du GTA

Dispositif composé d'une turbine qui transmet l'énergie mécanique de l'eau au rotor de l'alternateur pour le faire tourner et crée un courant électrique.

I.2.2.1. Description de la ligne d'arbre

La turbine, l'alternateur et l'excitatrice sont montés sur la même ligne d'arbre qui comporte :

- 04 paliers turbine.
- 02 paliers alternateur.
- 01 palier excitatrice.

La température maximale de fonctionnement des paliers est de 95°C.

La température limite de fonctionnement est de 120°C.

La vitesse de rotation est de 3000 tr/min.

La longueur de la ligne d'arbre est de 32m.

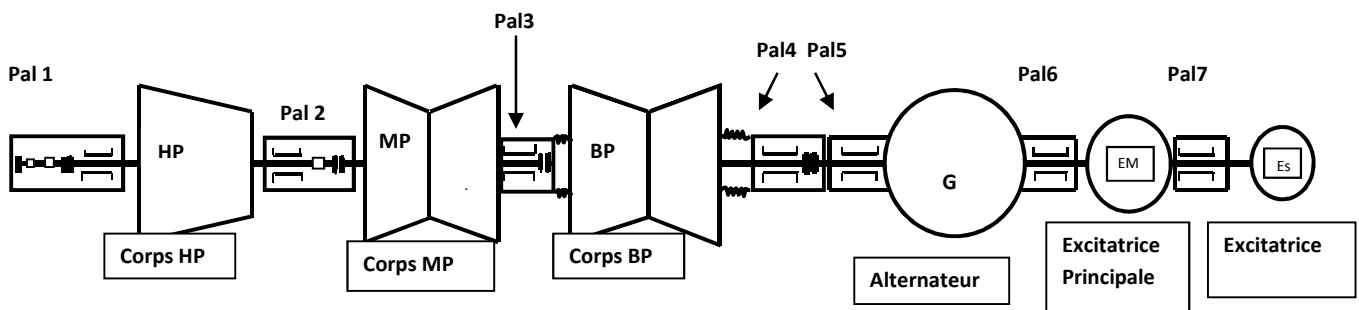


Fig.I.3 : Schéma cinématique de la ligne d'arbre

I.2.2.2. La turbine à vapeur

La turbine à vapeur est un moteur thermique à combustion externe, fonctionnant selon le cycle thermodynamique. Ce cycle se distingue par le changement d'état affectant le fluide moteur qui est en général de la vapeur d'eau.

Le rôle principal de la turbine est de transformer l'énergie thermique contenue dans la vapeur provenant de la chaudière (l'énergie thermique) en un mouvement de rotation de l'arbre (énergie mécanique de rotation). Le travail mécanique obtenu sert à entraîner l'alternateur.

Caractéristiques :

- Numéro de la machine : N°117327 ;
- Longueur : 13.725 m ;
- Pression : 138.2 bars ;
- Température vapeur : 535 °C ;
- Vitesse de rotation : 3000 tr/mn ;
- Fréquence : 50 Hz ;
- Pression de la vapeur d'échappement : 0,05 bar ;
- Puissance : 176 MW ;
- Poids : 500 tonnes

Constitution de la turbine :

1/Aubages :

Hormis l'étage de réglage, toute la turbine est du type à réaction. Les aubes mobiles des corps HP sont fraisées dans la masse avec un pied en forme de marteau et tenon. Les derniers étages de corps BP sont dotés d'aubes à profil gauche venues de matrice dont le pied en forme de sapin ou de marteau double est émanché dans les rainures correspondantes de l'arbre. Les aubes directrices des corps HP et MP soumises à de fortes sollicitations sont fraisées dans la masse avec un pied en forme de marteau et un tenon comme les aubes mobiles. Les autres aubes directrices ont un pied en forme de crochet et un tenon rivé. Les trois derniers étages du corps BP sont constitués par des couronnes d'aubes directrices en tôle.

2/ Corps HP

Le corps HP (haute pression) de la turbine est une construction en tonneau, il est équipé d'un étage de réglage pour régularisation par groupe de tuyères. Quatre ensembles combinés vannes d'arrêt/ soupapes régulatrices sont associés à autant de groupes de tuyère, ils sont disposés de chaque côté du corps. La vapeur conduite à la turbine par l'intermédiaire des tuyauteries parvient aux soupapes régulatrices après avoir traversé les vannes d'arrêt. A partir de ces soupapes la vapeur s'écoule dans l'enveloppe.

Des clapets anti-retour sont montés sur les tuyauteries sur les tuyauteries de resurchauffe entre le corps HP et le resurchauffeur pour empêcher le reflux chaud du resurchauffeur vers le corps MP.

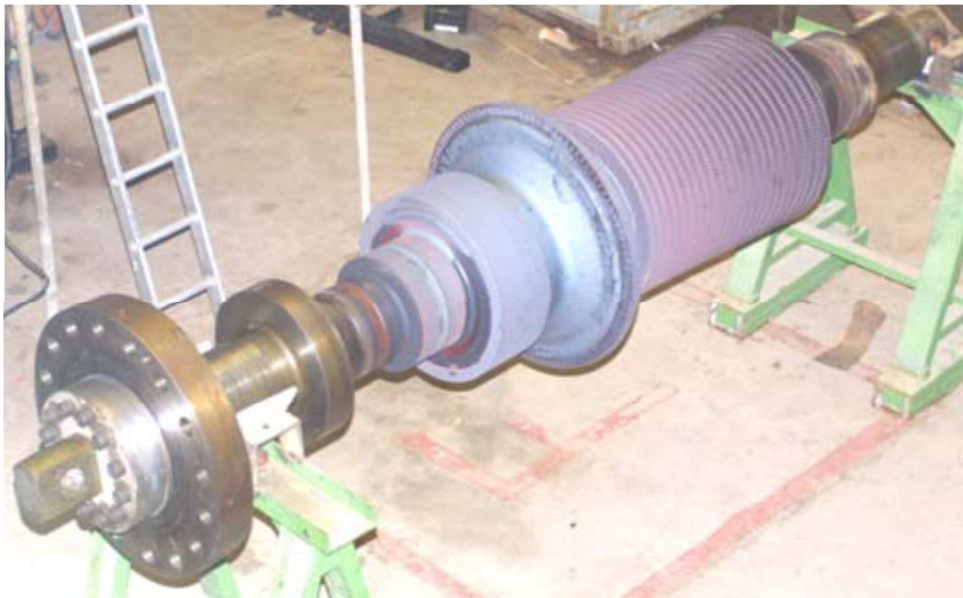


Fig. I.4 : Corps HP

Caractéristiques du corps HP

- Corps : à simple flux
- Débit vapeur : 532 T/H
- Pression vapeur : 138 bars
- Température vapeur : 535 °C
- Etage de réglage à action : 1
- Etage de réglage à réaction : 23
- Poids : 4910 kg

3/Corps MP

Le corps MP est à double flux. L'enveloppe externe possède un plan de joint horizontal, elle porte l'enveloppe interne montée de façon à ne pas entraver les dilatations thermiques.

Les aubes directrices sont logées dans l'enveloppe interne et la vapeur resurchauffe pénètre au milieu de l'enveloppe interne par le bas et le haut. La présence de l'enveloppe interne limite les caractéristiques élevées de la vapeur à la zone d'admission de cette enveloppe, alors le joint horizontal de l'enveloppe n'est exposé qu'aux faibles pressions et à la température réduite de la vapeur à la sortie de l'enveloppe interne.

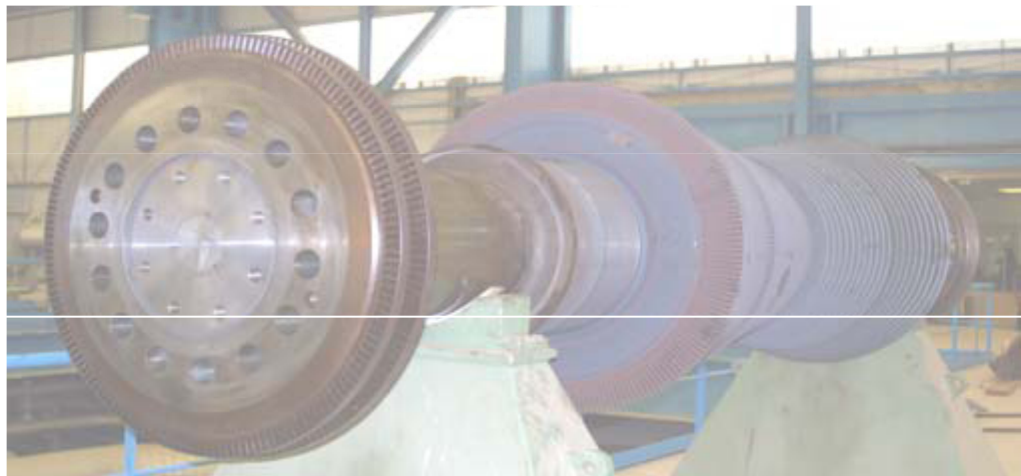


Fig.I.5: Corps MP

Caractéristiques du corps MP :

- Corps double flux
- Nombre d'étage à réaction 2x 19
- Pression d'admission 35.9 bar
- Température d'admission 535 °C
- Débit vapeur 467.9 T/H

4/Corps BP

Le corps BP (basse pression) est du type à double flux. Il s'agit d'une construction mécano-soudée comprenant une carcasse et une double enveloppe. La vapeur provenant du corps MP pénètre dans le corps interne de l'enveloppe double en amont des aubages BP par les pipes d'admission disposées de part et d'autre part du corps BP.

Des compensateurs sont montés sur les gaines de vapeur pour éviter la déformation sous l'effet de dilatation thermique.



Fig.I.6: Corps BP

Caractéristiques du corps BP

- Nombre d'étages : **2 x 8**
- Pression admission : **5.5 bars**
- Température admission vapeur : **282 °C**
- Débit vapeur : **406 T/H**
- Hauteur de l'ailette du dernier étage : **676.3 mm**
- Poids du corps BP équipé : **6810.3 kg**

I.2.2.3. L'Alternateur [17]

L'alternateur est un générateur qui transforme l'énergie mécanique de la turbine en énergie électrique, est une machine tournante destinée à produire un courant alternatif sinusoïdal. Son fonctionnement est proche de celui d'une génératrice de bicyclette à cette différence près qu'il pèse plusieurs dizaines de tonnes, l'alternateur est couplé avec la turbine.

I.2.2.3.1. Constitution

a. Le rotor :

Le rotor ou appelé **inducteur**, c'est la partie mobile de la machine, Son corps est tiré d'une seule pièce forgée en acier à haute perméabilité magnétique. Environ 2/3 de sa circonférence est occupée par l'enroulement de l'excitation.

Les bobines concentrées de l'enroulement sont ainsi disposées de façon à obtenir une distribution du champ magnétique à l'entrefer presque sinusoïdale.

b. Le stator :

Appelé couramment, **L'induit** est formé de tôles isolées et empilées les unes sur les autres, de sorte à constituer un cylindre, dans lequel tourne l'inducteur. Sur la surface interne de ce cylindre sont disposés les conducteurs où prend naissance la force électromotrice (f.e.m) générée. Constitué de :

➤ Carcasse

Dimensionnée, avec des passages des gaz de réfrigération, pour résister à la pression qu'ils exercent d'une part et d'autre part pour maintenir le poids des parties internes.

➤ Noyau magnétique

Conçu à base de tôle en acier doux collées et isolées entre elles, afin de minimiser les courants de Foucault et les pertes par hystérésis.

➤ Enroulement

Il est de type triphasé imbriqué, constitué de conducteurs élémentaires en cuivre, dont l'isolation principale est en papier de mica. A chaque encoche creusée dans le noyau sont logées deux barres dans le but d'atteindre un enroulement comportant plus de conducteurs par pôles et par phase.

c. Les Paliers :

Ce sont des paliers - flasques boulonnés aux deux extrémités de la carcasse. Ils sont munis de coussinets à rotule isolés électriquement du palier lui-même.

L'huile de graissage des paliers est prélevée du circuit de graissage de la turbine.

I.2.2.3.2. Caractéristiques de l'alternateur

- Tension nominale : 15,5 KV ;
- La longueur : 7,340m ;
- $\cos \Phi = 0,8$;
- Excitation : à diodes tournantes ;
- Poids du stator complet : 198 tonnes

Chapitre II :
Généralités sur les réseaux
électriques

II.1.Introduction :

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 de lignes électriques exploitées à différents niveaux de tension, connectées entre elle 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 transport consommation, mettant en œuvre des réglages ayant pour but d'assurer la stabilité de l'ensemble.

II.2.Structure générale des réseaux :[2][3]

Pour réaliser la liaison entre centrales de production d'électricité et les centres de consommation, il est nécessaire de réaliser des lignes aériennes et des canalisations souterraines .Les lignes sont raccordées à des nœuds appelés postes. Ces points comportent habituellement des transformateurs avec des dispositifs de contrôle, de réglage, et de protection .Les lignes qui relient les nœuds constituent les branches, ces dernières suivant le cas, disposent d'antennes ou de mailles .Les compagnies d'électricité divisent leurs réseaux en trois grandes catégories :

- Réseau de transport et d'interconnexion.
- Réseau de répartition.
- Réseau de distribution.

II.2.1 Réseau de transport et d'interconnexion :

Ce réseau est constitué de lignes à très haute tension 400 KV et a une double mission :

- Collecter l'énergie fournie par les centrales afin de l'acheminer vers les zones de consommation (fonction transport).
- Assurer les échanges d'énergie entre différentes régions et même avec les pays voisins (fonction interconnexion).La préparation des programmes, la surveillance du transport d'énergie, les ordres de réglage aux centrales et généralement la conduite du réseau sont confiés à un service du mouvement d'énergies plus souvent désigné sous le nom de « dispatching national ».

Les dispatchings sont des centres de décision qui ont pour mission d'assurer l'alimentation de la clientèle dans la meilleure condition de qualité, de sécurité et de prix de revient. Ils doivent être renseignés à tout instant sur la puissance transportée, la tension et la fréquence en des points bien déterminés du réseau, sur la charge des transformateurs et la production des centrales.

L'interconnexion des réseaux présente principalement trois avantages :

a) La stabilité

Les réseaux interconnectés forment un ensemble qui est plus puissant que les réseaux individuels, il s'ensuit que ces réseaux peuvent mieux supporter les perturbations qu'une centrale seule, d'où une plus grande stabilité. Par exemple, si la charge augmente subitement sur l'un des réseaux interconnectés, un transfert d'énergie s'effectue immédiatement de sorte que la charge accrue puisse être supportée par plusieurs centrales au lieu d'une seule.

b) La continuité de service

Si une des centrales interconnectées tombe en panne ou si on devait la débrancher pour des opérations d'entretien, les centrales prendraient immédiatement le relais pour assurer la continuité de service.

c) Economie

Lorsque les réseaux sont reliés, on peut répartir la charge entre différentes centrales afin de minimiser le coût de fonctionnement globale, on peut arrêter une centrale et faire fusionner les autres à leur rendement maximum. L'inconvénient principal de l'interconnexion provient de la nécessité d'une même fréquence pour toutes les centrales interconnectées et des relations très rigides qui relient les tensions de tous les points du réseau. Toute variation de ces grandeurs sera répercutée en tout point du dispositif, et tout incident susceptible de perturber une partie du réseau, pourra déséquilibrer l'ensemble.

II.2.2. Réseau de répartition

Ce réseau qui comporte des lignes à haute tension (ligne MT entre 30 KV à 60 KV) joue le rôle d'intermédiaire entre le réseau de transport et le réseau de distribution. Il doit être en mesure de transiter plusieurs dizaine de (MW) sur quelques dizaines de kilomètres. Ce réseau doit être particulièrement fiable ; aussi ses mailles sont beaucoup plus serrées que celles du réseau du transit.

II.2.3. Réseau de distribution

Il comprend les lignes et les postes de transformation servant à alimenter les clients. Ce réseau est composé de deux parties :

- Les lignes moyennes tensions alimentées par des postes HT /MT fournissent de l'énergie électrique, soit directement aux consommateurs importants, soit aux différents postes MT/BT.
- Des lignes basses tensions qui alimentent les usages, soit en monophasé 220 V, soit en triphasé 380 V. La liaison entre les sources d'énergie (centrales) et les centres de consommation est illustrée par le schéma ci-dessous (Fig. II.1) :

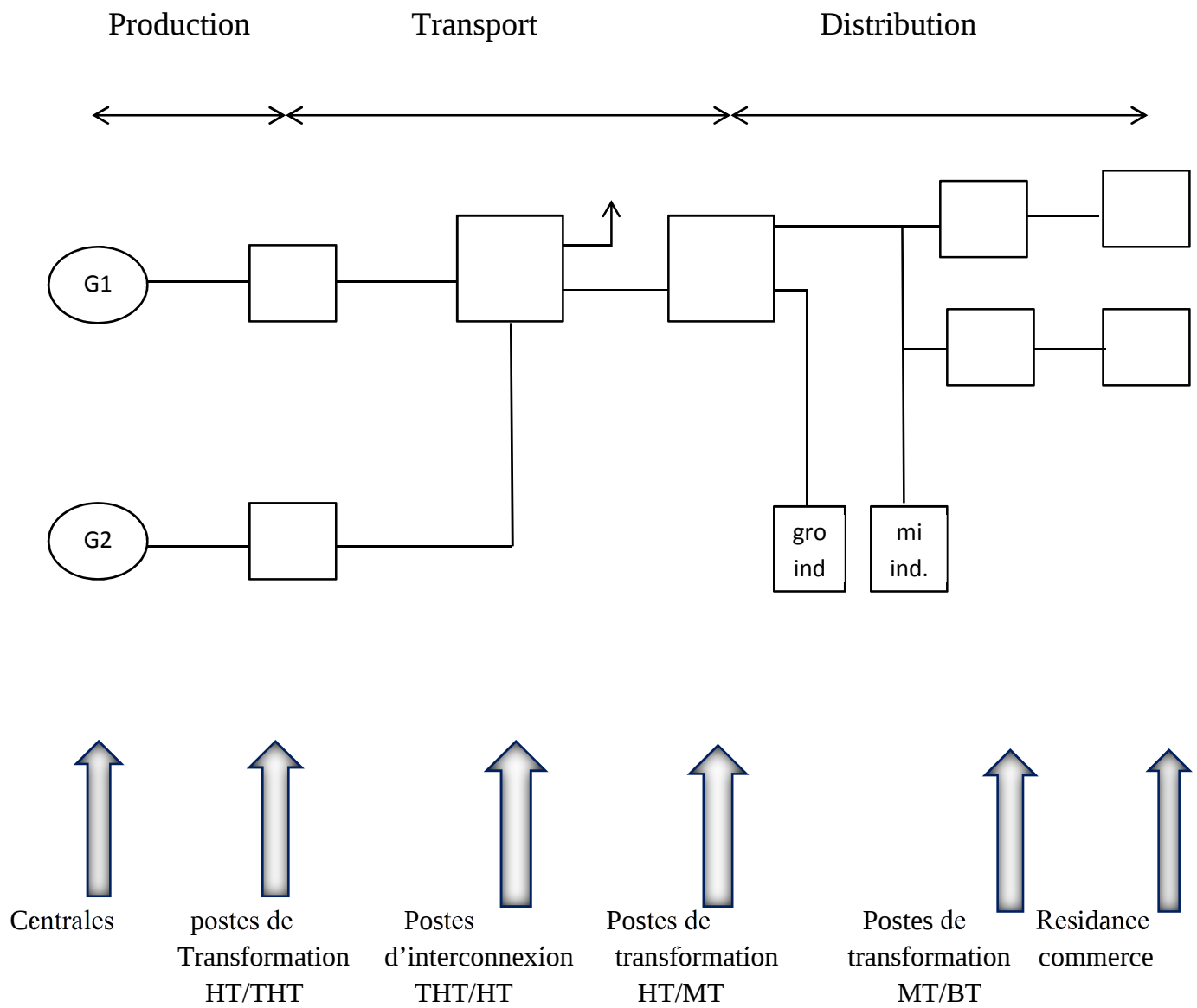
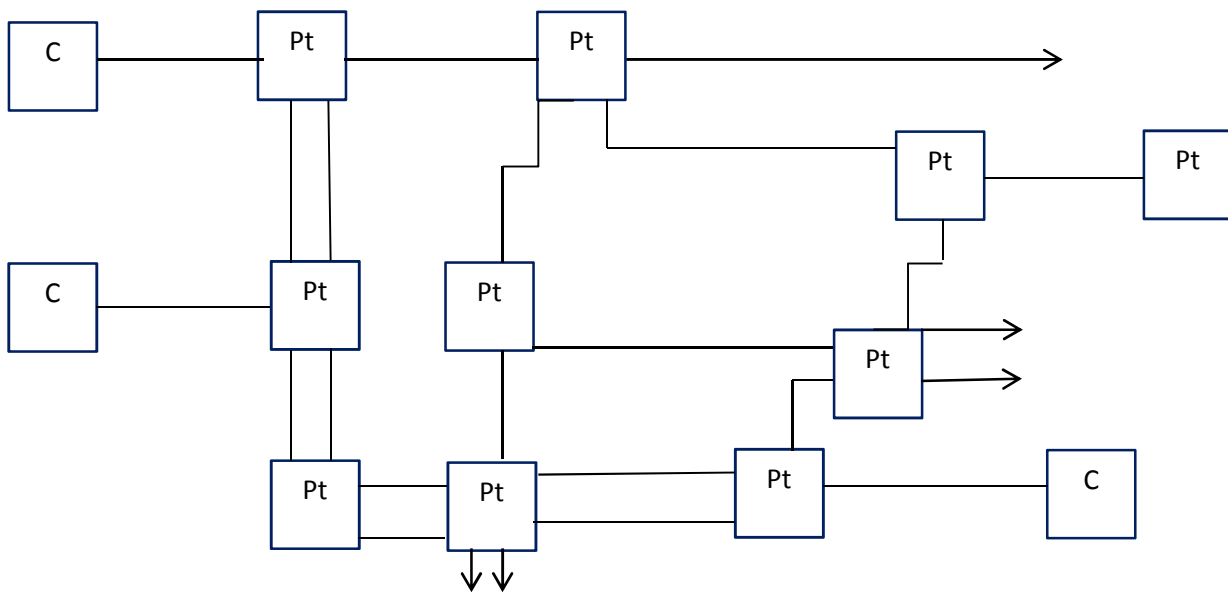


Fig.II.1.Représentation d'un réseau de distribution

II.3.Structures topologies des réseaux de transport

II.3.1.Réseaux maillés (Fig.II.2)

Les réseaux maillés sont des réseaux où des liaisons forment des boucles réalisant une structure aux mailles d'un filet. Généralement la structure d'un réseau de transport est donc maillée, jouant un rôle d'interconnexion entre les centrales.



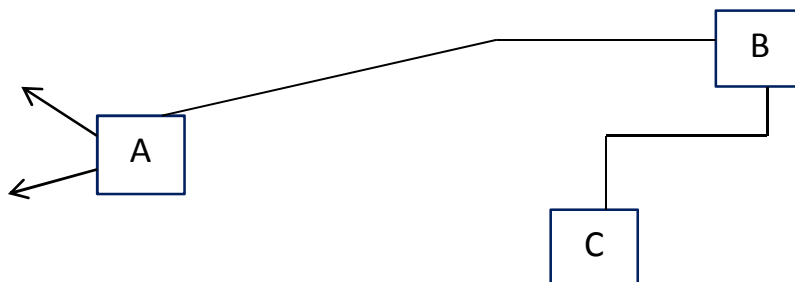
C : Centrale de production

Pt : Poste de transformation

Fig. II.2 : Représentation d'un réseau de transport maillé

II.3.2. Réseau en antenne (Fig.II-3)

L'alimentation en antenne est un cas particulier et simplifié d'un réseau radial. Parfois utilisé dans les réseaux HT et THT. Un poste en antenne est alimenté par une ligne simple issue d'un poste source. Le secours peut être assuré, soit par une seconde liaison issue du même poste d'origine, soit par une ligne appuyée sur un autre poste source. Mais non bouclé électriquement.



A : Poste de transformation

B, C : Poste source

Fig.II.3.Schéma de principe d'une alimentation en antenne.

II.4.Postes de transformation HT / MT [4]

II.4.1.Partie haute tension

Les schémas de principe à l'état final sont de deux types :

- Poste HT /MT pour réseau aérien à moyenne tension.
- Poste HT/ MT pour réseau souterrain a moyenne tension.

Dans la première exploitation d'un poste, l'alimentation peut se faire en antenne en raison de la charge et des possibilités d'apport d'un réseau MT adjacent. Un schéma provisoire est admissible dans le cas d'une dérivation ou d'une antenne HT et pour alimenter une charge MT d'importance réduite.

Un ensemble de cabines mobiles constituant une réserve dans ce cas devra être prévue. Si l'on accepte d'autre part de faire ouvrir pour des défauts sur le transformateur, les disjoncteurs placés aux extrémités de dorsale HT, le disjoncteur de ce transformateur peut être remplacé par un interrupteur. Dans ce cas une mise à la terre rapide d'une phase (court-circuit monophasé) ou une téléprotection sera prévue.

Les poste HT/ MT doivent pouvoir débiter la puissance maximale appelée prévue, même dans le cas de simple incident transformateur. Il est admis alors que les transformateurs pouvaient être surchargés de vingt pour-cent (20%) pendant deux heures à une température ambiante de 40°C (tableau II-1).

Les caractéristiques principales des transformateurs HT / MT (tableau II-2) doivent être en relation avec le réseau alimenté, aux plans des puissances appelées maximales.

Tension des Réseaux HT et MT (KV)	PUISSANCE (MVA)	Tension de court_circuit UCK%	Couplage	Rapport de Transformation
60/10	20	12,5	YN/d11	60/10,5
	30			
60/30	20	12,5	YN/yn0	60/31,5
	30			
220/10	30	12,5	YN /d11	220/10,5
220/30	30	12,5	YN/yn0	220/31,5
220/30	60	12,5	YN/yn0	220/31,5

Tableau (II-1) : Caractéristiques des transformateurs HT/ MT.

Type de réseau	Section du conducteur (mm ²)	Nombre de sortie MT (N)	Puissance installée-Solution possibles			
			Solution 1		Solution 2	
			N *P (MVA)	Rapport (KV/KV)	N*P (MVA)	Rapport (KV/KV)
Aérien ou Mixte	93.3 Al	8	2x 30	60/31.5	2x 30	220/ 31.5
	Ou 70 Cu	16	2x 60	220/31.5	-	-
Souterrain 10 KV	120 Cu	16-24-32	2x30	60/10.5	-	-
Cabine	120 Cu	4	20	60/10.5	-	-
Mobile	93.3 Al 70 Cu	4 à 16	20	60/31.5	30	220/31.5

Tableau (II.2) : Taille des transformateurs par niveau de tension

II.4.2.Partie moyenne tension

- La partie moyenne tension des postes HT/MT alimentant un réseau aérien est à deux demi-jeux de barres section nables par interrupteur en charge motorisé.
- Le nombre de départs pour ce type de réseau sera de 8 à 16 en fonction de la puissance maximale appelée à terme de la zone alimentée.
- La partie MT des postes HT/MT alimentant les réseaux souterrains est de type intérieur jusqu'à quatre jeux de barre commutable par disjoncteur.
- Le nombre de départ pour ce type de réseau sera de 16 ,24 ou 32.
- Les cellules seront en général sous enveloppe métallique. Les disjoncteurs seront débranchables et interchangeable. Il conviendra de préférer l'équipement en disjoncteurs à maintenance réduite.
- Les postes sources HT/MT peuvent être constitué d'un étage HT plus complexe avec deux jeux de barres.

II.5.Reseau moyenne tension[4]

II.5.1.Structure des réseaux MT aériens

La structure des réseaux est arborescente à deux ordres de lignes : dorsales et dérivations. Des sous dérivations peuvent être utilisées pour alimenter des charges isolées ou pour grouper sous même interrupteur aérien un ensemble de postes MT/BT. Cette structure est destinée à desservir des zones à faible densité de charge est exploitée en radial. D'une façon générale le bouclage entre réseaux voisins ne doit pas être recherché sauf pour des contraintes d'exploitation justifiées .Des interrupteurs automatiques seront installés à l'endroit de dérivation pour permettre l'élimination de la dérivation en défaut. Leur installation se fera suivant l'importance, et la probabilité d'incident sur la dérivation. (Fig.II-9).

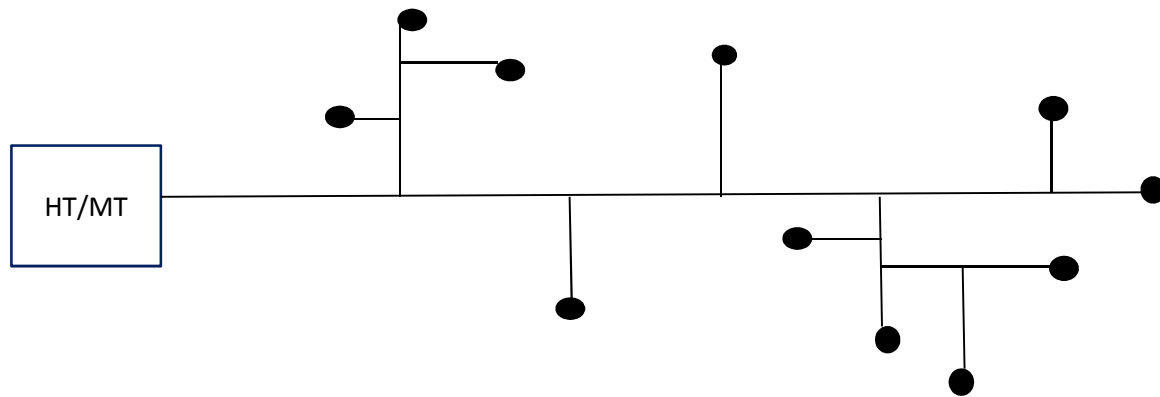


Fig.II-9 : Structure arborescente du réseau aérien

II.5.2. Structure des réseaux MT souterrains

La structure des réseaux souterrains est à un seul type de lignes : les dorsales. Ces réseaux, par leur constitution (faible longueur et forte section des conducteurs) sont le siège de chute de tension réduite. De ce fait, et en tenant compte de l'importance des incidents (charge coupée et durée d'interruption plus élevée qu'en réseau aérien), il sera prévu une réalimentation soit par les réseaux voisins, soit par un câble de secours.

II.5.2.1. Structure utilisables en réseaux souterrains

a) Structure maillée

La structure en maille est composée de boucles alimentées directement par les sources MT ou alimentées par des postes tête de boucles, eux-mêmes reliés aux sources des câbles de structures de forte section. Des liaisons inter boucles permettent le report de charge à une boucle sur l'autre, en cas de perte d'un câble de structure. (Fig.II-4).

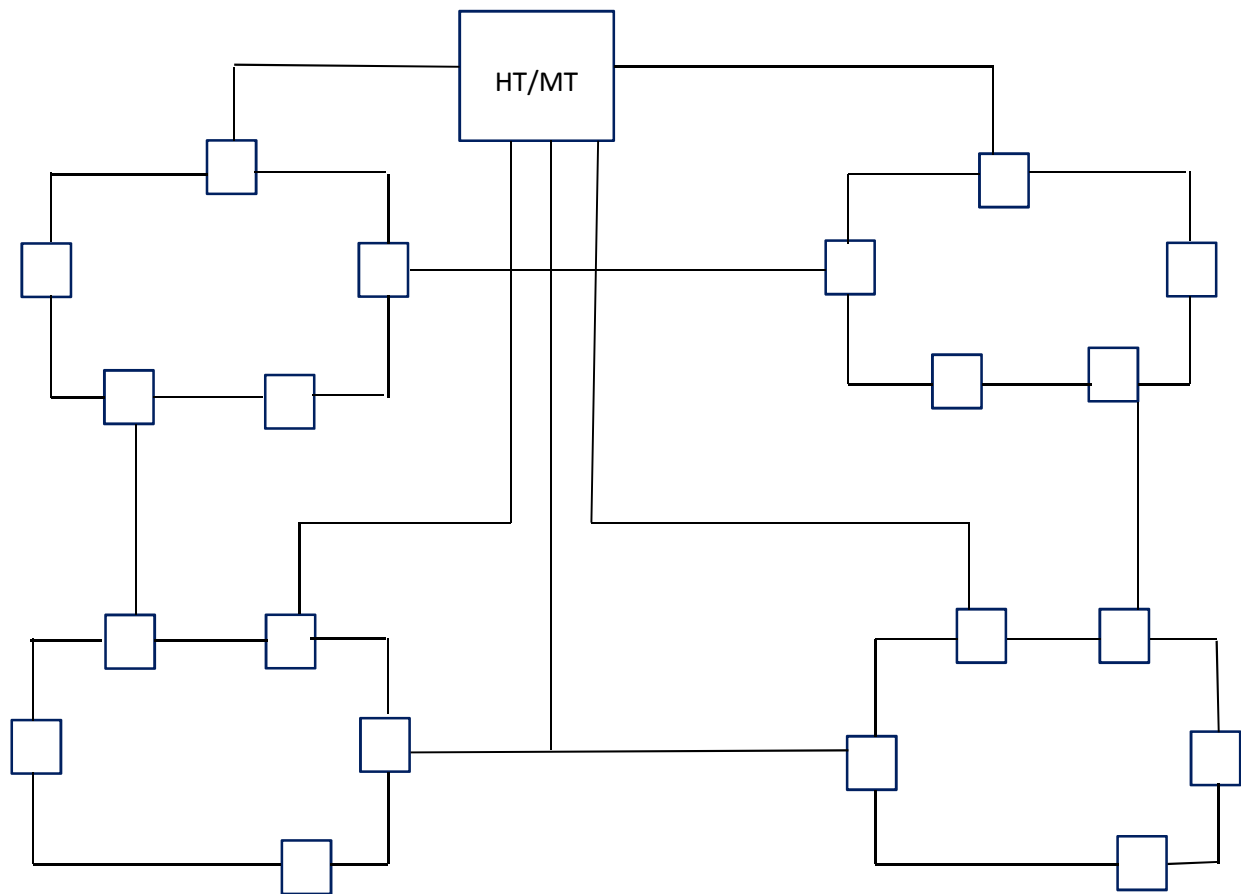


Fig. II.4 : Schémas de structure maille.

b) Structure à artère source à source

Les câbles sont issus de deux sources distinctes. Cette structure est cependant utilisée dans le cas de postes HT/MT où la puissance ne peut être garantie. Cette solution limite la charge à la moitié de la capacité des câbles de distribution. Le secours dans cette structure est assuré par les câbles contigus durant leur première exploitation. Cette structure peut se développer dès que la charge croît vers un cas particulier de la structure en fuseau avec un câble de secours et une liaison par un câble entre les différents points d'ouverture. Ce câble est installé pour éviter la limitation des courants à des seuils très inférieurs aux capacités thermiques des conducteurs. L'utilisation d'un deuxième câble de secours n'est pas justifiée même en cas d'incidents affectant simultanément les deux câbles. Le gain en énergie non distribuée qu'il procure est minime par rapport au coût d'un deuxième câble de secours.

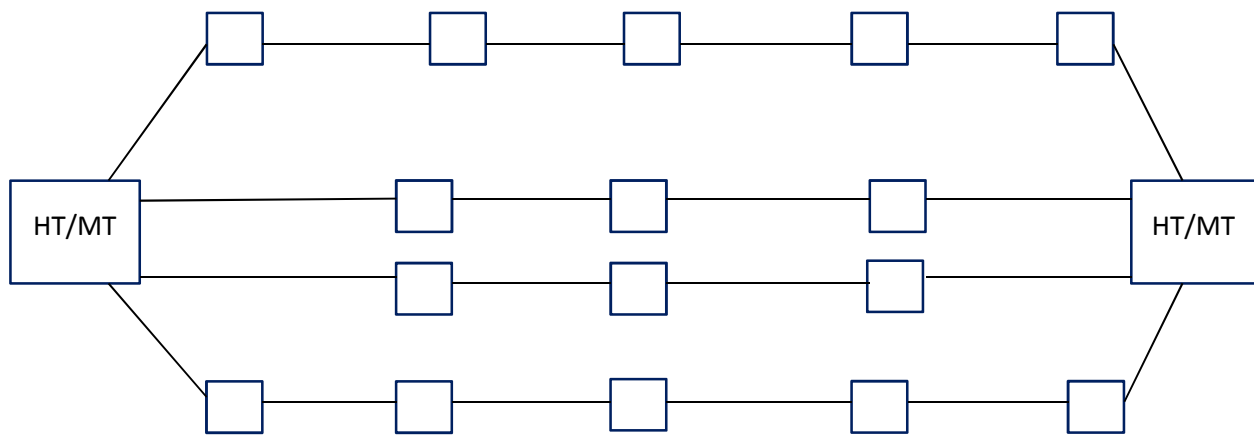


Fig.II-5 : Schéma de structure source à source

c) Structure en épi

Chaque câble de distribution est rabattu à son extrémité au câble de secours. Ce point de connexion est en général un poste de distribution publique alimentée soit par le câble de distribution, soit par le câble de secours. Cette structure permet une meilleure utilisation des câbles par rapport aux deux structures précédentes.

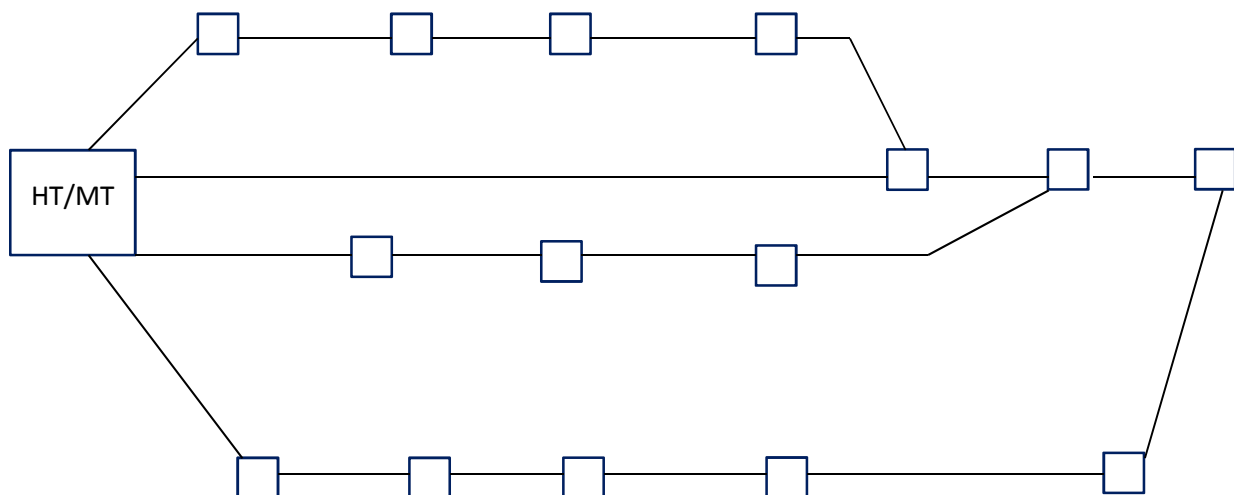


Fig. II.6 : Schéma de structure en EPI

d) Structure en fuseau

Elle est considérée comme l'aboutissement de l'évolution de la structure en épi pour laquelle tous les câbles de distribution aboutissent en un point unique qui permet de secourir chacun de ces dernières et contribue à une reprise rapide de service par la diminution des durées d'interruption (localisation précise du point de reprise). Elle s'intègre bien dans les réseaux existant et permet une pose progressive des câbles en particulier celle des câbles de secours .

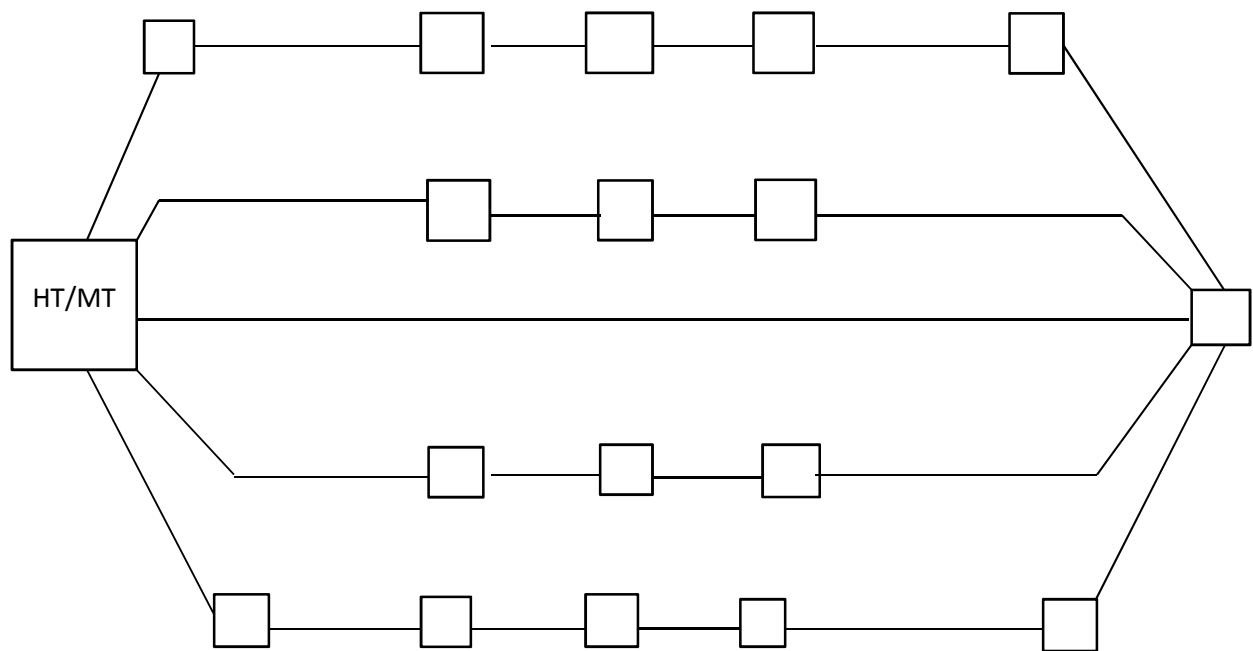


Fig. II-7 : Schéma de structure fuseau

e) Structure en double dérivation

Elle permet une grande sécurité d'alimentation et une reprise automatique du service. Cependant cette structure n'est utilisée qu'en cas de nécessité d'une fiabilité d'alimentation de très haut niveau pouvant justifier son coût élevé. (Fig.II.8).

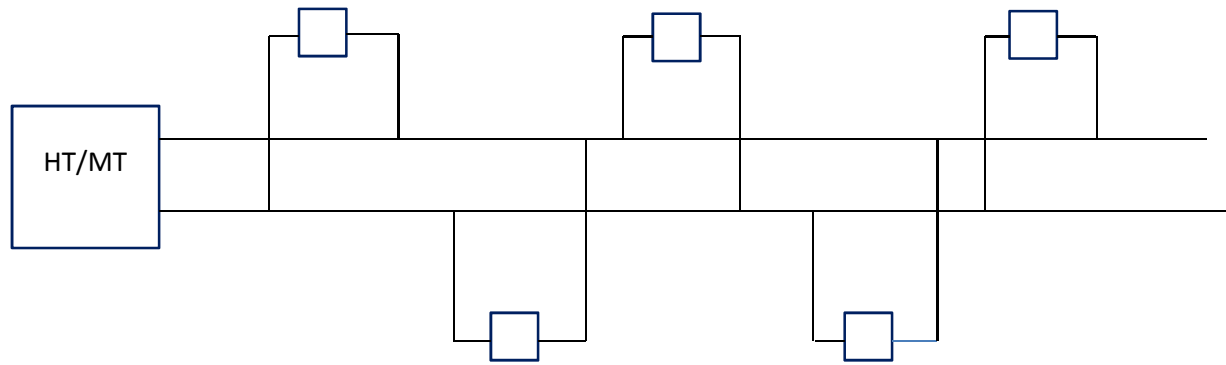


Fig.II.8 : Schéma de structure double dérivation

II.6.Equipement en lignes et câbles[5]

II.6.1. câbles sous terrains

Actuellement, on utilise sur les réseaux MT deux types de câbles :

Les câbles sous plomb isolent au papier imprégné unipolaires ou tripolaires pour réalisation des réseaux proprement dits. Des câbles unipolaires à isolation synthétique pour différents cas particuliers.

- **Câbles sous plomb isolés au papier imprégné**

Les premiers câbles à champs radiales utilisés furent les câbles unipolaires pour les grosses et faibles sections, les câbles tri gaines constitués par trois câbles unipolaires assemblés sous une armure commune. Ces deux types de câbles nécessitent des accessoires unipolaires.

Lorsque la technique des accessoires fut définitivement mise au point, on leur substitua tout au moins pour les sections inférieures ou égales à 150 mm^2 , les câbles tripolaires à surface métallisée qui présente par rapport aux deux précédents l'avantage d'une bonne mise à la terre de leur gaine de plomb non isolée. La nécessité d'installer les câbles unipolaires non armés dans des caniveaux les rend vulnérables et leur pose est onéreuse.

- **Câble à isolation synthétique**

Les câbles utilisés actuellement en MT sont tous des types unipolaires et réservés pour les liaisons courtes. Deux sortes d'isolant peuvent être utilisées :

- Des thermoplastiques (polyéthylène PE, polychlorure PCV)
- Des élastomères admettent des températures de fonctionnement élevées (90°) et assurent aux câbles une intensité admissible supérieure.

II.6.2.Lignes aériennes

II.6.2.1.Equipements des lignes aériennes (MT) en conducteurs nus sur isolateurs rigides

Cette technique convient pour les lignes secondaires (petites dérivations, antennes terminales) équipées de conducteurs de faibles sections. Les avantages liés à cette technique sont :

- du cout de construction des ouvrages.
- Etude simple (pas de profil en long).
- Grande fiabilité de dépannage.
- Rigidité d'étude et de construction, donc d'adaptation du réseau aux charges.

a) Conducteurs : Les conducteurs utilisés sont :

- Câbles (34.4 mm²) en alliages d'aluminium.
- Câbles (54.6 mm²) en alliages d'aluminium.
- Câbles (37.7 mm²) en Aluminium Acier, exceptionnellement en zone à contraintes particulières (vent violent, givre...)

b) Supports :

- En alignement : béton classe(A) ou bien classe (C) ou (D)
- Aux angles et ancrages: béton classe (A) ou (B) bois assemble. Les supports seront déclassés de (10ù) en cas d'utilisation d'armement en nappe.

- c) **Portées** : Limitée à : 100 m pour AGS 34.4mm².
130 m pour AGS 54.6mm².

d) **Armement** : On donnera la préférence aux dispositions suivantes :

- En nappe : angle maximal (30°).
- En triangle, de telle sorte qu'il n'y aura pas de conducteurs superposés: angle maximal (20°).

e) **Isolateurs** :

Bien que d'un prix de revient légèrement supérieure en verre recuit, on utilisera les isolateurs en verre trompé (VHT 20T) qui offrent une meilleure garantie de tenue aux avaries mécaniques, thermiques, électriques.

II.7.Les postes de transformations : [6]

Un poste électrique est une partie d'un réseau électrique, située en un même lieu, comprenant principalement les extrémités des lignes de transport ou de distribution, de l'appareillage électrique, des bâtiments, éventuellement, des transformateurs. Un poste électrique est donc un élément du réseau électrique servant à la fois à la transmission et à la distribution d'électricité. Il permet 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.

Dans les autres langues, on parle généralement de substation (sous-station).

Les postes électriques ont trois fonctions principales :

- Le raccordement d'un tiers au réseau d'électricité (aussi bien consommateur que producteur type centrale nucléaire)
- L'interconnexion entre les différentes lignes électriques (assurer la répartition de l'électricité entre les différentes lignes issues du poste)
- La transformation de l'énergie en différents niveaux de tension

Pour la transmission de l'énergie électrique, il est économiquement intéressant d'augmenter la tension, car cela limite les déperditions d'énergie par effet Joule. En effet, à puissance délivrée constante, plus la tension est élevée et plus l'intensité passant dans les câbles est faible, donc moins d'échauffement, ce qui permet entre autre de réduire la section des câbles, d'où une économie considérable. Les niveaux utilisés pour les transmissions à grande distance sont généralement entre 400 KV et 800 KV, qualifiés de très haute tension (dénomination actuelle : haute tension B). La tension est ensuite réduite pour une consommation à un niveau de tension usuelle, en Europe 230 V, en Amérique 110 V.

Prenons l'exemple typique d'une centrale nucléaire. L'électricité va être produite par la centrale, puis va transiter par :

- Le poste d'évacuation de la centrale (la tension va passer d'environ 20 KV pour être injectée sur le réseau de transport d'électricité)
- Plusieurs postes d'interconnexion 400 KV (trajet de plusieurs centaines de Km)
- Un poste de transformation 400/225 KV
- Un poste de transformation 225/63 KV ou 225/90 KV (après un trajet de quelques centaines de Km en 225 KV)
- Plusieurs postes d'interconnexion 63 KV ou 90 KV (trajet de plusieurs dizaines de Km)
- Le poste final d'une grosse usine raccordée en 63 KV ou 90 KV
- Certains postes de transformation permettent de transformer la tension directement de 400 KV à 63 KV ou 90 KV

Dans le cas d'un particulier, l'électricité devra transiter par un poste source, qui est un poste de transformation 63/ 20 KV, pour être alors injectée sur le réseau de distribution. Certains postes sources sont équipés de transformateurs 225/ 20KV et même 400/ 20 KV. Ensuite la tension est une nouvelle fois modifiée par un transformateur 20KV/400 V avant d'arriver chez un particulier.

II.7.1. Fonctions

- Elévation de la tension
- Diminution de la tension
- Protection (disjoncteurs)
- Isolement (sectionneurs)
- Sécurité (mise à la terre)
- Mesure de courant et tension (réducteurs de mesure)
- Conversion du signal électrique : du courant alternatif au courant continu ou vice versa.

II.7.2. Différents types de postes électriques

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.
- Postes élévateurs : le but est d'augmenter 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.

L'aspect des postes électriques varie fortement suivant leurs fonctions. Les postes peuvent être en surface à l'intérieur d'une enceinte, souterrains, dans des bâtiments.

II.7.3. Les différents éléments :

On distingue parfois les éléments d'un poste en « éléments primaires » (les équipements haute tension) et « éléments secondaires » (équipements basse tension)

Parmi les équipements primaires, on peut citer :

- Transformateur électrique.
- Autotransformateur électrique.
- Disjoncteur à haute tension.
- Sectionneur.
- Sectionneur de mise à la terre.

- Parafoudre.
- Transformateur de courant.
- Transformateur de tension.
- Combine de mesure (courant+ tension).
- Jeux de barres.
- Batterie de condensateurs.

Parmi les éléments secondaires on peut citer :

- Relais de protection.
- Equipements de surveillance.
- Equipements de contrôle.
- Système de télé conduite.
- Comptage d'énergie.
- Alimentations auxiliaires.
- Equipements de télécommunication.
- Consignateur d'état.

II.7.4.Constitution d'un poste de transformation :

II.7.4.1.Jeux de barre

Le terme officiel est barre omnibus, mais il n'est guère employé. Selon la définition donnée par la commission électrotechnique internationale, il s'agit d'un conducteur de faible impédance auquel peuvent être reliés plusieurs circuits électriques en des points séparés.

La section conductrice est un paramètre important pour déterminer le courant maximum qui peut traverser un jeu de barres. On trouve des jeux de barres de petites sections (10 mm^2), mais les postes à haute tension utilisent des tubes métalliques d'un diamètre allant jusqu'à 120mm et d'une section allant jusqu'à 1000 mm^2 comme jeu de barres.

Les jeux de barres sont soit des barres plates, soit des tubes creux, car ces formes permettent de dissiper efficacement les pertes grâce à un bon ratio entre leur surface conductrice. L'effet de peau rend inefficace des jeux de barres de plus de 8 ou 10mm d'épaisseur à 50-60 Hz, les tubes creux épais ou les barres plates sont les plus courantes dans des applications à fort courant. Ces tubes ayant une rigidité meilleure que les barres ou tiges, on les utilise fréquemment dans des postes de grande dimension.

Un jeu de barres peut être supporté par des isolateurs ou bien complètement enrobe d'isolant.

On doit protéger les jeux de barres d'un contact accidentel soit en les plaçant dans une enceinte métallique fermée, soit en les plaçant à une hauteur hors d'atteinte.

✚ En HT, on utilise principalement deux technologies pour les jeux de barres :

- Jeux de barre dite poses, consistant en des tubes reposant sur des isolateurs
- Jeux de barre dits tendus, consistant en des conducteurs flexibles suspendus par des chaînes d'isolateurs à des structures métalliques dites portiques.

✚ En MT, on utilise des barres rectangulaires. Soit les appareillages sont connectés directement sur les barres, soit les appareillages sont raccordés au moyen de conducteurs électriques (câble ou fils isolé). Pour effectuer le raccordement à l'appareillage ou au câble, les barres sont munies de connexion (trous, bornes, etc.).

II.7.4.2. Les sectionneurs[7]

Les sectionneurs ne sont dotés d'aucun pouvoir de coupure. Ils ne permettent d'ouvrir un circuit qu'en absence de tout courant. Ils servent à séparer et isoler par exemple, un ensemble de circuits, un appareil, une machine, une section de ligne ou de câble, afin de permettre au personnel d'exploitation d'y accéder sans danger.

La commande de ces derniers peut être manuelle directe, ou bien manuelle à distance par exemple une perche, il est muni d'un dispositif de verrouillage qui l'empêche de s'ouvrir sous l'action des forces électromagnétique intenses produites par les courants de court-circuit.

II.7.4.3. Disjoncteurs

Appareil mécanique de connexion capable d'établir, de supporter et d'interrompre courants dans les conditions anormales spécifiées du circuit telles qu'un court-circuit.

Les disjoncteurs les plus répandus sont :

- Les disjoncteurs à l'huile.
- Les disjoncteurs à air comprimé.
- Les disjoncteurs au SF6.
- Les disjoncteurs à vide.

a) Disjoncteurs à l'huile

Se composent essentiellement d'une cuve contenant de l'huile isolante, de bornes d'entrée en porcelaine, et d'un contact mobile actionné par déplacement d'une tige isolante. Le courant d'une phase pénètre l'une des bornes d'entrée, traverse le premier contact fixe, le contact mobile puis le second contact fixe et sort par la deuxième borne appelée traversée. (Fig.II.9).

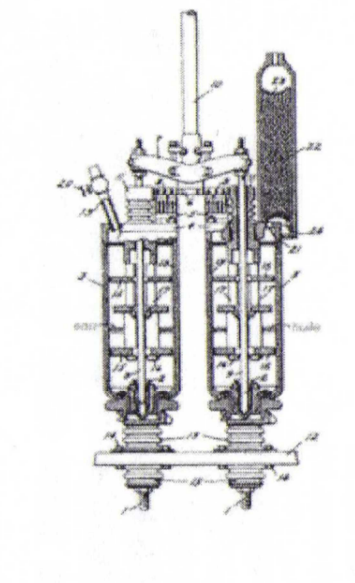


Fig.II.9. Disjoncteur à l'huile

b) Disjoncteurs à air comprimé

Provoquent l'extinction de l'arc en soufflant de l'air à vitesse supersonique entre les contacts qui se séparent. L'air est conservé dans des réservoirs à une pression de l'ordre de 3 MPa, grâce à un compresseur situé dans le poste de transformation. L'ouverture de ces disjoncteurs peut se faire dans un délai compris entre 3 et 6 cycles sous une tension de 362 KV et un courant de 40 KA. Le bruit produit lors de l'ouverture nécessite parfois des mesures d'insonorisation dans les régions résidentielles. (Fig.II.10).

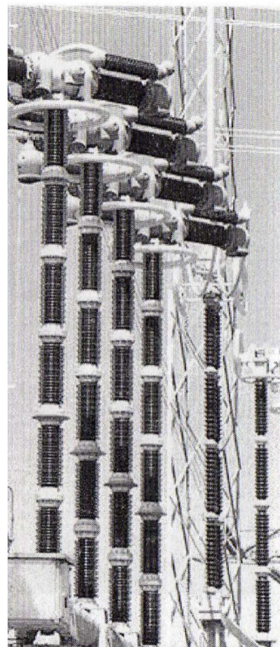


Fig.II.10-Disjoncteurs à air comprimé

C) Disjoncteurs au SF6

L'hexafluorure de soufre est un gaz inerte, incolore et ininflammable. Son pouvoir extingueur à l'arc est dix fois supérieur à celui de l'air. En plus, ils permettent une grande économie d'espace tout en étant plus silencieux que les disjoncteurs à air comprimée. Les disjoncteurs au SF6 sont alors considérés de haute qualité. Ce type de disjoncteur est utilisé lorsqu'il faut réduire les dimensions du disjoncteur. (Fig.II.11)

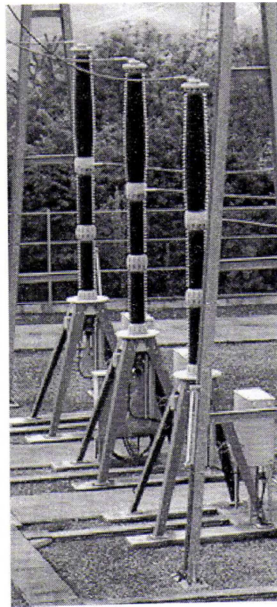


Fig.II.11-Disjoncteurs au SF6

c) Disjoncteurs à vide

Fonctionnent sur un principe différent de celui des autres disjoncteurs l'absence d'un gaz évite le problème d'ionisation lors de l'ouverture des contacts. Ces disjoncteurs sont scellés hermétiquement de sorte qu'ils n'occasionnent aucun problème de contamination ni de bruit. Leur tension de rupture est limitée une valeur de 30 KV environ. Pour des tensions plus élevées, on monte plusieurs modules en série. (Fig.II.12).

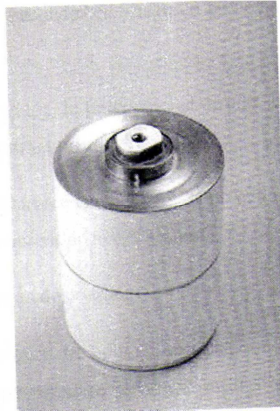


Fig.II.12-Disjoncteurs à vide

II.8.1.Les transformateurs

Un transformateur électrique est convertisseur permettant de modifier les valeurs de tension et d'intensité du courant délivrées par une source d'énergie électrique alternative, en un système de tension et de courant de valeurs différentes, mais de même fréquence et de même forme. Il effectue cette transformation avec un excellent rendement.

II.8.1.Transformateur de mesure

- Transformateur de courant TC [8]

Cet appareil comporte deux circuits, un primaire et un secondaire, et un circuit magnétique. Il délivre un signal secondaire de même nature que la grandeur primaire à mesurer ; c'est une source de courant. Bien qu'il ne soit pas linéaire et que sa plage d'utilisation soit limitée par les phénomènes de saturation magnétique, aujourd'hui c'est le type d'appareil le plus employé en THT.

Un TC peut comporter plusieurs secondaires, chacun d'eux étant dédié à une fonction précise, mesure ou protection.

- Secondaire « mesure » : Sa plage de précision est étroite. Elle est généralement limitée à des courants inférieurs au courant primaire assigné.
- Secondaire « protection » : Dans ce cas la plage de précision est très large. Elle atteint très souvent une à vingt fois le courant primaire assigné.

Il existe deux types de transformateurs de courant :

- Les transformateurs de type primaire bobiné ; utilisés pour les courants de faible intensité.
- Les transformateurs de type primaire à barres ; utilisés pour les courants supérieurs à 100 A, le primaire ne comporte qu'un tour de câble ou la barre conduisant le courant, le courant passe dans la fenêtre d'un circuit magnétique toroïdale, sur le tore l'enroulement secondaire est bobiné très soigneusement.

- ***Transformateur de tension TT***

Ce transformateur est l'un des moyens pour mesurer des tensions alternatives élevées. Il s'agit d'un transformateur qui a la particularité d'avoir un rapport de transformation étalonné avec précision, mais prévu pour ne délivrer qu'une très faible charge au secondaire, correspondant à un voltmètre. Le rapport de transformation permet de mesurer des tensions primaires s'exprimant en Kilovolt(KV). On le rencontre en MT et HT.

- ***Transformateur de puissance TP [9]***

Le transformateur de puissance reçoit l'énergie électrique de l'alternateur est élevé la tension en vue du transport ; le bobinage primaire sera donc à la même tension que l'alternateur tandis que la tension du secondaire dépendra de la ligne utilisée pour le transport.

On trouve sur les réseaux électriques deux types de transformateurs de puissance :

- ❖ Les autotransformateurs qui n'ont pas d'isolement entre le primaire et le secondaire. Ils n'ont un rapport de transformation fixe quand ils sont en service, mais qui peut être changé si l'autotransformateur est mis hors service.
- ❖ Les transformateurs avec régleurs en charge sont capables de changer leur rapport de transformation quand ils sont en service. Ils sont utilisés pour maintenir une tension constante au secondaire (la tension la plus basse) et jouent un rôle important dans le maintien de la tension.

II.8.2.Transformateur d'isolement

Le transformateur d'isolement est uniquement destiné à créer un isolement électrique entre plusieurs circuits pour des raisons bien souvent de sécurité ou de résolution de problèmes techniques. Tous les transformateurs à enroulement primaire isole du (des) secondaire(s) devraient être considérés comme des transformateurs d'isolement : toutefois, en pratique, ce nom désigne des transformateurs dont la tension de sortie à la même valeur efficace que celle de l'entrée.

Le transformateur d'isolement comporte deux enroulements presque identiques au primaire et au secondaire :

- Le nombre de spire du secondaire est souvent très légèrement supérieur au nombre de spire du primaire pour compenser la faible chute de tension en fonctionnement.
- Les sections des fils au primaire et au secondaire sont identiques car l'intensité des courants est la même.

Les problèmes engendrés

L'implantation d'un poste électrique est loin de poser les problèmes environnementaux suscités par l'implantation d'une centrale électrique ou d'une ligne à haute tension.

Les problèmes engendrés sont essentiellement :

L'esthétisme : les postes électriques utilisant une technologie à isolation dans l'air sont fortement déconseillés en zone urbaine de par la surface nécessaire pour implanter les différentes parties qui doivent être isolées entre elles et pour des raisons de sécurité. On préférera des postes à isolation gazeuse installés en bâtiment, solution idéale en zone urbaine voir en ville en sous-sol, sinon en espace ouvert la surface est réduite au maximum (4 à 6 fois moins que pour un isolement en technologie en espace libre).

Conclusion

Dans ce chapitre, on a donné quelques généralités sur les réseaux électriques ainsi que leur structure.

Chapitre III :

Défauts et moyens de protection dans les réseaux électriques

III.1. Introduction : [3]

Toute installation électrique, qui a été prévue pour une intensité bien déterminée peut être le siège de perturbations accidentelles dues à des causes non prévisibles : coup de foudre, court-circuit... etc. Ces perturbations peuvent être dangereuses pour le personnel et pour le matériel, il y a lieu donc de prévoir des moyens de protection appropriés.

III.2.Défauts électriques : [10]***III.2.1.Définition d'un défaut***

C'est la modification accidentelle affectant le fonctionnement normal d'un processus ou d'un circuit électrique.

III.2.2.Caractère des défauts : [3]

Les défauts qui se produisent sur les réseaux électriques peuvent être momentanés ou permanents.

III.2.2.1.Défauts momentanés

Ce sont ceux qui disparaissent d'eux même au bout d'un temps variable mais relativement restreint. Si leur disparition se produit sans mise hors tension du réseau, ils sont dits « auto-extincteurs », c'est le cas des amorçages. Si leur disparition nécessite la mise hors tension du réseau, ils sont dits fugitifs ou « semi-permanent », c'est le cas des contacts de branches, d'oiseaux avec les conducteurs.

III.2.2.2.Défauts permanents

Ce sont ceux qui nécessitent pour disparaître l'intervention du personnel d'exploitation, car ils existent une réparation du réseau, c'est le cas de la rupture d'un support, d'un conducteur ou d'un isolateur sur une ligne aérienne ou bien la détérioration d'un câble souterrain.

III.3.Les causes des défauts [11]

Les causes aptes à déclencher des défauts dans les réseaux sont nombreuses et peuvent avoir pour origines :

II.3.1.Origine externe

Des évènements indépendants du réseau, par exemple, l'origine mécanique qui est le cas de la rupture d'un support, d'un conducteur ou d'un isolateur sur une ligne aérienne et l'amorçage dû aux contacts de branches, de brindilles ou même d'oiseaux avec les conducteurs, ainsi que l'origine atmosphérique qui est le cas de la foudre qui s'abat sur une ligne aérienne ou sur un poste, aussi les amorçages qui résultent des dépôts conducteurs accumulateurs sur les isolateurs et les travaux de terrassements ; ou glissements de terrains qui entraînent systématiquement des défauts permanent sur les câbles souterrains.

III.3.2.Origine interne

Des phénomènes propres au réseau, car ils prennent naissance dans les réseaux eux-mêmes sans être justifiés par aucune cause extérieure. Les isolants subissent des dégradations conduisant à des défauts d'isolement qui se traduisent par des courts-circuits, aussi des surtensions dues à des phénomènes de résonance, perforation d'une isolation interne de transformateur d'un poste par fatigue diélectrique.

III.4.Différents types de défauts [10]

Les différents types de défauts sont : les courts-circuits, les surintensités, les surtensions, et les déséquilibres.

III.4.1. Courts circuits

Un court-circuit est la mise en connexion volontaire ou accidentelle de deux points ou plus d'un circuit électrique entre lesquelles existe une différence de potentielle.

Sur les réseaux MT, les courts-circuits sont dus en général à des contacts accidentels entre phases ou entre phase et terre, à une fausse manœuvre, ou à défaut d'isolement.

III .4.2.Surintensités

Les surcharges sur une ligne ou un équipement apparaissent lorsqu'ils sont traversés par un courant supérieur au courant pour lequel ils sont conçus. Leurs origines sont les surcharges et les courts-circuits.

On a deux types de surcharges :

- Surcharges normales : elles se produisent lors de la mise sous tension des moteurs, des transformateurs et des appareils électriques divers.
- Surcharges anormales : les appareils de grande puissance causent des échauffements lents nuisibles aux installations

III.4.3.Surtensions

La surtension est le passage de la tension nominale à une valeur supérieure à la normale. Elle survient suite aux différentes manœuvres sur les organes de coupure, les coups de foudre et contact accidentel avec une installation de tension supérieure. Les surtensions sont dangereuses dans les réseaux, car elles soumettent les isolants à des contraintes qui risquent de les détériorer.

III.4.4.Les déséquilibres

Il y a déséquilibre sur un réseau triphasé lorsque les valeurs de la tension ou du courant sur les trois phases sont différentes. En fonctionnement normal, les réseaux de transport et de distribution d'énergie électrique fonctionnent dans des conditions très proches d'une symétrie parfaite. Cependant, la répartition de très nombreuses consommations monophasées engendre au niveau des distributions basses et moyennes tension des déséquilibres entre les trois phases qui se traduisent par l'échauffement des conducteurs et des coupures répétées.

III.5.Conséquences des défauts : [11]

En général, la présence d'un défaut sur un réseau provoque des surintensités, des chutes de tension et des déséquilibres des tensions et des courants des phases. Ce phénomène, dont l'importance dépend de la constitution du réseau, de la nature du défaut (entre phases ou entre phase et terre) et de l'emplacement de celui-ci, entraîne toute une série de conséquences que nous passerons en revue.

III.5.1.Echauffement

Les échauffements dus au courant de court-circuit sont particulièrement à craindre pour les câbles souterrains, pour lesquels les échanges calorifiques avec l'extérieur sont assez limités. Une densité de 100 A/mm^2 provoque un accroissement d'environ 100°C/s . Lors du claquage d'un câble souterrain, les arcs électriques provoqués peuvent entraîner sa fusion sur des longueurs de plusieurs décimètres, si le défaut n'est pas éliminé rapidement.

III.5.2.Explosion de disjoncteur

La valeur importante atteinte par les courants de court-circuit peut provoquer l'explosion de disjoncteur, particulièrement ceux du type ancien placé sur des réseaux MT alimentés par les transformateurs HT/MT de grande puissance.

III.5.3.Effets électrodynamiques :

A chaque passage d'un courant très intense dans les conducteurs, ceux-ci s'attirent ou se repoussent avec une force proportionnelle au carré du courant et inversement proportionnelle à leur distance ($F=KI^2/d$) ; ces efforts provoquent la déformation des jeux de barres et des connexions; par des ruptures de supports isolateurs et même parfois des avaries considérables survenant aux enroulements des bobines, des réactances et des transformateurs, si ceux-ci n'ont pas la rigidité suffisante.

III.5.4.Perturbations dans les lignes de télécommunications

Considérons une ligne de transport d'énergie qui emprunte un trajet parallèle à celui des lignes de télécommunication aériennes ou souterraines. En cas de défaut entre phase de la ligne et la terre, le triple de la composante homopolaire des courants $3I_0$, qui circule dans le sol induit une f.e.m proportionnelle à I_0 dans le circuit constitue par le sol et la ligne de télécommunication dans le cas où cette dernière est mise à la terre ou mal isolée en l'un de ses points, une tension apparaît à l'extrémité de cette ligne et lorsque la composante homopolaire des courants de court-circuit est suffisamment intense, cette tension peut atteindre des valeurs dangereuses pour le personnel et l'installation électrique.

III.5.5.Effet de la chute de tension

Les courants de court-circuit, traversant les différents éléments du réseau, provoquent des chutes de tension qui risquent de causer le décrochage des machines synchrones ou asynchrones et de porter atteinte à la stabilité du réseau.

III.6.Calcul de courant de court-circuit

III.6.1.Intensité des courants de court-circuit

L'intensité d'un courant de court-circuit dans un réseau monophasé se définit simplement par application de la loi d'Ohm $|I| = \frac{|V|}{|Z|}$

V : la tension de la source.

Z : l'impédance totale du circuit y compris celle du défaut.

III.6.2.Calcul des impédances

Le calcul des courants de défaut passe par la détermination des impédances directe, inverse et homopolaire équivalentes vues du point de défaut. Elles sont obtenues par la réduction du schéma global d'impédance de tout le matériel constituant le circuit électrique. Le calcul de différentes impédances excite entre le départ 220 KV et le point de défaut qui se trouve sur le départ MT (30 KV) s'effectue comme suit :

III.6.2.1.Impédance du réseau HT ramenée en MT

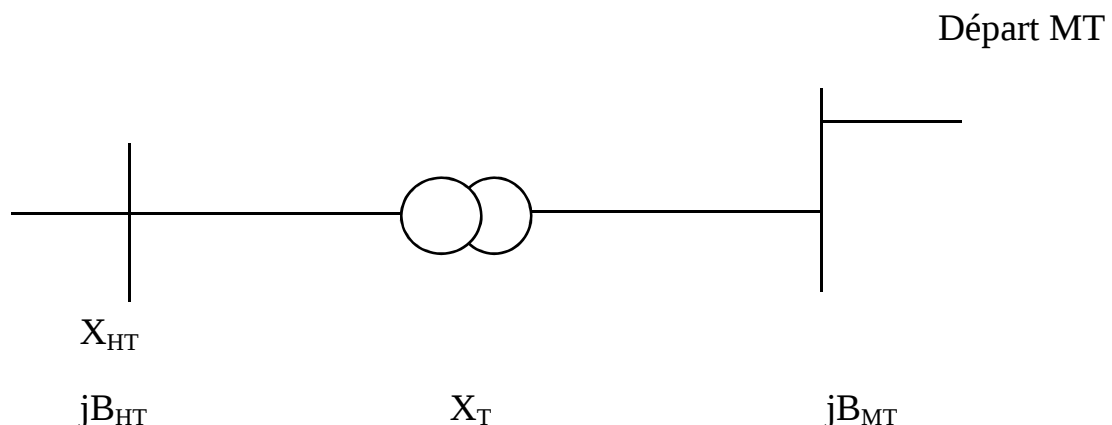


Figure III.1.Impedance du réseau HT ramené en MT

$$X_{HT} = \frac{U_n^2}{S_{CC}} \quad [III. 1]$$

U_n (KV) : tension composée du réseau MT

S_{cc} (MVA) : puissance de court-circuit cote HT

III.6.2.2. Impédance du transformateur HT/MT

Pour les gros transformateurs, la résistance est négligeable devant la réactance. Donc l'impédance est égale à la réactance.

$$X_T = \frac{U_{CC}}{100} \% \frac{U^2 (KV)}{S_n (MVA)} \quad [III. 2]$$

Avec : U_{CC} (%) : tension de court-circuit du transformateur.

U_{nt} : tension nominale secondaire du transformateur.

S_n : puissance nominale du transformateur.

Le tableau suivant donne la tension de court-circuit en fonction des puissances pour des tensions d'un réseau HT/MT données. [12]

Tension des réseaux HT et MT(KV)	Puissance (MVA)	Tension de Court-circuit (%)	couplage	Rapport de transformation n
60/10	20 30	12 ,5	Y_N/d_{11}	60/10.5
60/30	20 30 40	12,5	Y_N/Y_{n0}	60/31.5
220/10	30	12,5	Y_N/d_{11}	220/10.5
220/30	20 30 40	12,5	Y_N/Y_{n0}	220/31.5
	60	15,3		

FigIII.1-Tableau qui donne la tension de court-circuit en fonction des puissances.

III.6.2.3. Impédance du réseau MT

La résistance de la ligne R est égale à $R_0 L$

La réactance de la ligne X est égale à $X_0 L$.

Avec :

R_0 : résistance linéaire de la ligne en Ω / Km .

X_0 : réactance linéaire de la ligne en Ω / Km .

L : longueur de la ligne en Km.

Le tableau ci-dessous donne la résistance et le courant limite thermique en fonction de la section et de la nature du conducteur. [12]

Nature	Section (mm ²)	R 20°C (Ω/Km)	R 50°C (Ω/Km)	I _{LT} (A)
Cuivre	30	0.627	0.701	109
	50	0.379	0.424	180
	70	0.269	0.300	210
	95	0.194	0.217	250
	120	0.157	0.176	300
	146	0.126	0.141	340
	185	0.099	0.111	400
Aluminium	25	1.200	1.345	78
	35	0.868	0.973	95
	50	0.641	0.918	114
	70	0.443	0.497	142
	95	0.320	0.359	172
	120	0.253	0.284	198
	150	0.206	0.231	225
	185	0.164	0.184	245
	240	0.125	0.140	305

FigIII.2-Tableau qui donne la résistance et le courant limite thermique en fonction de la section.

III.6.2.4. Impédances des lignes et des câbles

Les lignes et les câbles utilisés dans les réseaux de distribution possèdent une résistance souvent non négligeable devant leur réactance.

Ces éléments sont passifs, présentent au passage d'un courant équilibré une impédance dont la valeur est indépendante de l'ordre de succession des phases. En conséquence les impédances directe et inverse de ces éléments sont identiques ($Z_d = Z_i$).

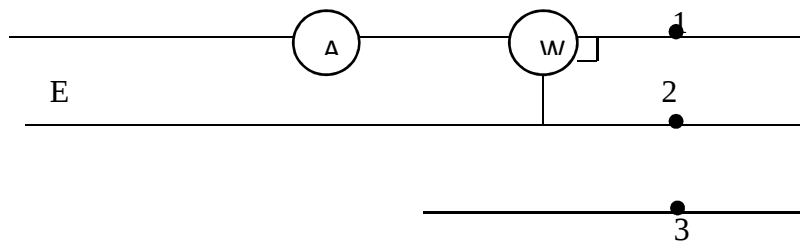
➤ Impédances des lignes aériennes

• Impédance directe ou inverse

Pour une ligne triphasée, la mesure de cette impédance $\overline{Z_d}$ ou $\overline{Z_i}$ s'effectue comme suit :

- On court-circuite les extrémités de la ligne.
- On applique successivement une tension composée entre phases prises deux à deux.
- On mesure les courants I_x correspondant à chacun des trois circuits. Soit I la moyenne des I_x .

L'impédance directe ou inverse a pour valeur : $Z_d = V_0 / 2I$ [III. 3]



FigIII.3 : schéma du montage pour la mesure de Z_d ou Z_i

Z_d est de dénominateur égal à $2I$ car le circuit sur lequel on effectue les mesures représente deux fois la longueur d'un conducteur de phase.

En ajoutant un wattmètre au circuit dont on cherche à déterminer l'impédance, on peut déduire :

$$\text{Sa résistance : } R = \frac{P}{2I^2} \quad [III. 4]$$

$$\text{Sa réactance : } L\omega = \sqrt{Z_d^2 - R^2} \quad [III. 5]$$

L'expression de l'impédance directe ou inverse est égale à :

$$z_d = z_i = R + j\omega(0.5 + 4.6 \log \frac{D}{r})10^{-4} \quad [III.6]$$

Avec r : rayon du conducteur de la ligne.

D : position relative de ces conducteurs dans l'espace.

- **Impédance homopolaire**

L'impédance $Z_0 = V/I_0$ d'une ligne triphasée se mesure en réalisant le montage de la figure III.4.

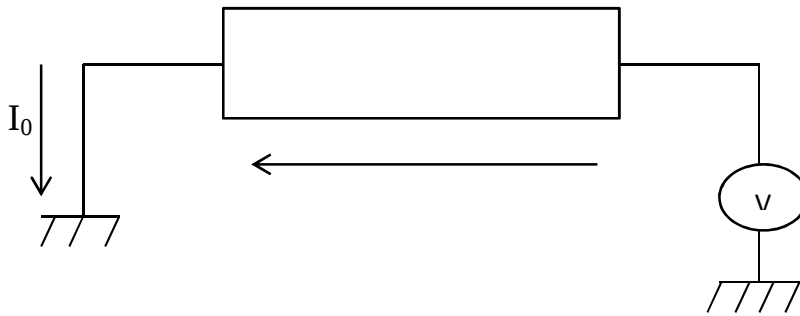


Figure III.4. Montage représentant une ligne triphasée

Cette impédance par phase peut être déterminée par la formule de CARSON

$$Z_0 = R + 3\left(\frac{\pi\omega}{2} + j4.6\omega \log \frac{d''}{\sqrt{r'D^2}}\right)10^{-4} \quad (\Omega/\text{Km}) \quad [III.7]$$

$$r' = 0.799 r \quad [III.8]$$

Avec r' : le rayon géométrique équivalent d'un conducteur cylindrique homogène.

$$d'' \text{ (cm)} = \frac{0.522}{\sqrt{\sigma\omega}} \quad [III.9]$$

d'' : La profondeur du conducteur fictif de retour dans le sol.

σ (C.G.S) : la conductibilité du sol dont la valeur dépend de la nature du terrain.

La partie réelle de l'impédance homopolaire Z_0 est de valeur :

$R + \left(\frac{3}{2}\right)\pi w 10^{-4}$ [III. 10], représente la résistance totale du circuit ligne /sol.

R : étant la résistance du conducteur métallique.

Pour les calculs de courant de court-circuit, on peut supposer en première approximation l'impédance homopolaire est égale à trois fois l'impédance directe ou inverse.

$$Z_0 \cong 3Z_i \cong 3Z_d \cong 1.2 \frac{\Omega}{Km} \quad [III. 11]$$

L'impédance des câbles souterrains

➤ Impédance directe ou inverse

Les fabricants de câble définissent dans leur catalogue une expression appelée facteur d'impédance f_1 . A partir de la résistance en courant continue

$R_c = \rho \left(\frac{1}{S}\right)$ [III. 12] d'un conducteur de câble, le facteur d'impédance permet le calcul de l'impédance directe par la relation :

$$Z_d = f_1 \cdot R_c \quad [III. 12]$$

$$\text{Or:} \quad Z_d = Z_i \cong 0.1 \quad (\Omega/Km) \quad [III. 13]$$

• Impédance homopolaire

L'impédance homopolaire d'un câble se mesure comme celle d'une ligne aérienne. Elle est très compliquée à déterminer car il n'existe pas de formules simples qui permettent, connaissant l'impédance directe d'un câble, d'en déduire son impédance homopolaire. Sa valeur dépend de cas d'espèces :

➤ Câble tripolaire sous enveloppe unique

Pour un câble à armure non magnétique, son impédance homopolaire se calcul par la formule suivante :

$$Z_0 (\Omega/Km) = R + 3jL_{cp}\omega + 3R_p(1 - K) \quad [III. 14]$$

$$L_{cp} \left(\frac{H}{Km}\right) = (4.6 \log \frac{r_m}{\sqrt{r'D^2}}) 10^{-4} (H/Km) \quad [III. 15]$$

$$K = \frac{R'_p}{R''_p + jL'\omega} \quad [III. 16]$$

$$R'_p = R_p + R_{T1} + R_{T2} \quad [III.17]$$

$$R''_p = R_p + R_s \quad [III.18]$$

$$\text{Donc: } R''_p = R'_p + R_s = R_p + R_{T1} + R_{T2} + R_s \quad [III.19]$$

Avec R_s : la résistance du sol, elle est en fonction de la longueur du câble.

$$L'(\text{H/Km}) = 4.6 \log \frac{3.3}{\gamma \alpha r_m} 10^{-4} \quad [III.20]$$

Avec R : résistance d'un conducteur.

R_p : résistance en courant continu de l'enveloppe de plomb.

r' : Rayon géométrique équivalent d'un conducteur.

D : distance entre conducteurs.

R'_p : Résistance de l'enveloppe majorée de la résistance des prises de terre.

$$\gamma = 1.781, \alpha = \sqrt{4\pi\sigma\omega} \quad [III.21]$$

Avec σ : conductibilité

Dans le cas d'un câble à armure magnétique, il est préférable de déterminer Z_0 expérimentalement.

➤ *Câble unipolaire sous enveloppe individuelle*

Dans ce type de câble, l'impédance homopolaire se calcule par la formule :

$$Z_0(\Omega/\text{Km}) = R + j\omega L_{cp} + R_p(1 - K) \quad [III.22]$$

$$L_{CP} = \left(4.6 \log \frac{r_m}{r'} \right) 10^{-4} \quad [III.23]$$

$$K = \frac{R'_p}{3} \frac{1}{R'' + j\omega L'} \quad [III.24]$$

$$R''_p = \frac{R'_p}{3} + R_s \quad [III.25]$$

$$L' = 4.6 \log \frac{3.3}{\gamma \alpha^3 \sqrt{r_m D^2}} 10^{-4} \quad [III.26]$$

III.6.3. Les composantes symétriques

Le calcul des courants de court-circuit nécessite le recours aux composantes symétriques, sauf pour le cas d'un défaut triphasé symétrique, qui n'introduit aucun déséquilibre entre les phases du réseau.

III.6.3.1. Définition des composants symétriques

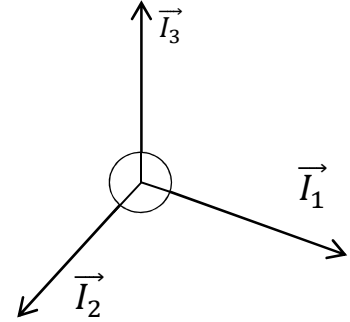
On considère le système triphasé sinusoïdal équilibré suivant :

a- Système direct

$$I_1 = I\sqrt{2} \cos \omega t \quad [III.27]$$

$$I_2 = I\sqrt{2} \cos(\omega t - \frac{2\pi}{3}) \quad [III.28]$$

$$I_3 = I\sqrt{2} \cos(\omega t + \frac{4\pi}{3}) \quad [III.29]$$

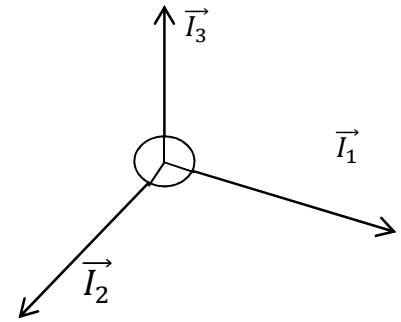


b- Système inverse

$$I_1 = I\sqrt{2} \cos \omega t \quad [III.22]$$

$$I_2 = I\sqrt{2} \cos(\omega t + \frac{2\pi}{3}) \quad [III.30]$$

$$I_3 = I\sqrt{2} \cos(\omega t - \frac{4\pi}{3}) \quad [III.31]$$

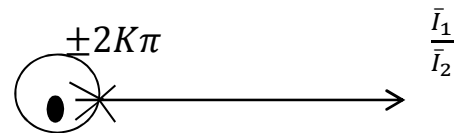


c- Système homopolaire

$$I_1 = I\sqrt{2} \cos \omega t \quad [III.32]$$

$$I_2 = I\sqrt{2} \cos \omega t \quad [III.33]$$

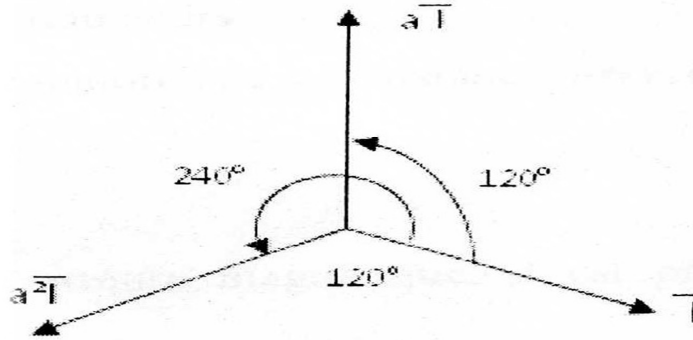
$$I_3 = I\sqrt{2} \cos \omega t \quad [III.34]$$



III.6.3.2. Définition et propriétés de l'opérateur « a »

Le principe de la méthode des composantes symétrique, consiste à ramener un système de trois vecteurs quelconque à trois systèmes de vecteurs symétriques.

Pour simplifier cette opération, on fait appel à un nouvel opérateur appelé « a ».



Un déphasage avant (ou arrière) de 360° fait coïncider le vecteur a^3I avec le vecteur I , ce qui permet d'écrire : $a^3I = I \implies a^3 = 1$

III.6.3.3. Décomposition d'un système triphasé quelconque forme de trois vecteurs I_1 , I_2 et I_3

Par définition, le vecteur de chaque phase est la somme de trois vecteurs appartenant chacun à l'un des systèmes directs, inverses et homopolaires.

On écrit :

$$\left\{ \begin{array}{l} \bar{I}_1 = \bar{I}_{d1} + \bar{I}_{i1} + \bar{I}_{o1} = \bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_o \\ \bar{I}_2 = \bar{I}_{d2} + \bar{I}_{i2} + \bar{I}_{o2} = a^2\bar{I}_d + a\bar{I}_i + \bar{I}_o \\ \bar{I}_3 = \bar{I}_{d3} + \bar{I}_{i3} + \bar{I}_{o3} = a\bar{I}_d + a^2\bar{I}_i + \bar{I}_o \end{array} \right. \quad [III.35]$$

$$\text{Avec : } \bar{I}_{d1} = \bar{I}_d, \bar{I}_{i1} = \bar{I}_i, \bar{I}_{o1} = \bar{I}_o \quad [III.36]$$

III.6.3.4. Expression des composantes symétriques

$$\begin{cases} \bar{I}_0 = \frac{1}{3}(\bar{I}_1 + \bar{I}_2 + \bar{I}_3) \\ \bar{I}_d = \frac{1}{3}(\bar{I}_1 + a\bar{I}_2 + a^2\bar{I}_3) \\ \bar{I}_i = \frac{1}{3}(\bar{I}_1 + a^2\bar{I}_2 + a\bar{I}_3) \end{cases} \quad [III.37]$$

III.6.4. Analyse du défaut

Le but du calcul des défauts est l'augmentation de la fiabilité des réseaux électriques.

Les défauts sont divisés en deux groupes :

- Les défauts transversaux.
- Les défauts longitudinaux

1- Défauts transversaux : sont les différentes formes de court-circuit.

2- Défauts longitudinaux : sont les coupures des conducteurs de phases qu'on appelle régime de phases incomplet.

Calcul des défauts asymétriques : le calcul est basé sur les composantes symétriques, on remplace un système triphasé déséquilibré par trois systèmes équilibrés appelés : système direct, inverse et homopolaire.

$$\begin{cases} \bar{A} = \bar{A}_d + \bar{A}_i + \bar{A}_o \\ \bar{B} = \bar{B}_d + \bar{B}_i + \bar{B}_o \\ \bar{C} = \bar{C}_d + \bar{C}_i + \bar{C}_o \end{cases} \quad [III.38]$$

Sachant les vecteurs (A, B, C), on détermine les trois composantes symétriques.

Pour cette raison, exprimons $\bar{B}_d$, $\bar{B}_i$, $\bar{C}_d$ et $\bar{C}_i$ par $\bar{A}_d$ et $\bar{A}_i$.

$$\begin{cases} \bar{B}_d = a^2\bar{A}_d \\ \bar{B}_i = a\bar{A}_i \\ \bar{C}_d = a\bar{A}_d \end{cases} \quad [III.39]$$

$$\overline{A_0} = \overline{B_0} = \overline{C_0}$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \overline{A} = \overline{A_d} + \overline{A_l} + \overline{A_o} \\ \overline{B} = a^2 \overline{A_d} + a \overline{A_l} + \overline{A_o} \\ \overline{C} = a \overline{A_d} + a^2 \overline{A_l} + \overline{A_o} \end{array} \right. \quad [III.40]$$

$$\overline{A} + \overline{B} + \overline{C} = (1 + a^2 + a) \overline{A_d} + (1 + a^2 + a) \overline{A_l} + 3 \overline{A_o}. \quad [III.41]$$

$$\overline{A_0} = \frac{1}{3} (\overline{A} + \overline{B} + \overline{C}) \text{ Ou } a = e^{j\frac{2\pi}{3}} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \text{ avec } |a| = 1 \quad [III.42]$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \overline{A} = \overline{A_d} + \overline{A_l} + \overline{A_o} . \\ \overline{A}(\overline{B} = a^2 \overline{A_d} + a \overline{A_l} + \overline{A_o}) \\ \overline{A}(\overline{C} = a \overline{A_d} + a^2 \overline{A_l} + \overline{A_o}) \end{array} \right. \quad [III.43]$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \overline{A_d} = \frac{1}{3} (\overline{A} + a \overline{B} + a^2 \overline{C}) \\ \overline{A_l} = \frac{1}{3} (\overline{A} + a^2 \overline{B} + a \overline{C}) \\ \overline{A_o} = \frac{1}{3} (\overline{A} + \overline{B} + \overline{C}) \end{array} \right. \quad [III.44]$$

Par exemple, dans le cas du calcul de courants lors d'application, les tensions déséquilibrées et les paramètres d'un circuit donné, on remplace les tensions déséquilibrées par leurs trois composantes symétriques des courants en utilisant (3) et (2) : on détermine les courants déséquilibrés correspondants ou tensions déséquilibrées.

$$\left\{ \begin{array}{l} \overline{I_d} = \frac{\overline{U_d}}{\overline{Z_d}} \\ \overline{I_l} = \frac{\overline{U_l}}{\overline{Z_l}} \\ \overline{I_o} = \frac{\overline{U_o}}{\overline{Z_o}} \end{array} \right. \quad \text{D'après (3)} \quad [III.45]$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \overline{I_A} = \overline{I_d} + \overline{I_l} + \overline{I_o} \\ \overline{I_B} = a^2 \overline{I_d} + a \overline{I_l} + \overline{I_o} \\ \overline{I_C} = a \overline{I_d} + a^2 \overline{I_l} + \overline{I_o} \end{array} \right. \quad [III.46]$$

$\bar{Z}_v, \bar{Z}_d, \bar{Z}_o$: sont des impédances de trois systèmes symétriques.

$\bar{Z}_d$: Impédance usuelle.

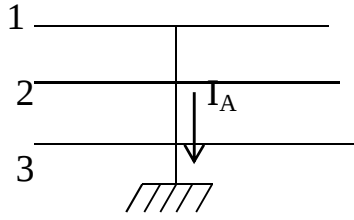
$\bar{Z}_l$: Impédance d'un système inverse.

Si la partie du réseau électrique considérée n'est pas un élément tournant,
 $\bar{Z}_l = \bar{Z}_d$ car cette impédance ne répond pas de l'ordre de changement de
l'alternance de phases.

$\bar{Z}_o$: Impédance homopolaire n'a qu'une valeur finie que si le neutre du réseau
est mis à la terre.

Si le neutre est isolé de la terre, l'impédance homopolaire à une valeur
infiniment grande.

1. Court-circuit monophasé



$$\left\{ \begin{array}{ll} \bar{E}_d = \bar{Z}_d \bar{I}_d + \bar{U}_d & (1) \\ 0 = \bar{Z}_l \bar{I}_l + \bar{U}_l & (2) \\ 0 = \bar{Z}_o \bar{I}_o + \bar{U}_o & (3) \end{array} \right. \quad [III.47]$$

$$\left\{ \begin{array}{ll} \bar{U}_A = 0 & (4) \\ \bar{I}_B = 0 & (5) \\ \bar{I}_C = 0 & (6) \end{array} \right. \quad [III.48]$$

(5) et (6) d'après (3)

$$\bar{I}_d = \bar{I}_l = \bar{I}_o = \frac{1}{3} \bar{I}_A \quad [III.49]$$

$$(4) \rightarrow \bar{U}_A = \bar{U}_d + \bar{U}_l + \bar{U}_o = 0 \quad [III.50]$$

$$\bar{E}_d - \bar{Z}_d \bar{I}_d - \bar{Z}_l \bar{I}_l - \bar{Z}_o \bar{I}_o = 0 \quad [III.51]$$

$$\overline{E_d} = (\overline{Z_d} + \overline{Z_l} + \overline{Z_0})\overline{I_d} \quad [III.52]$$

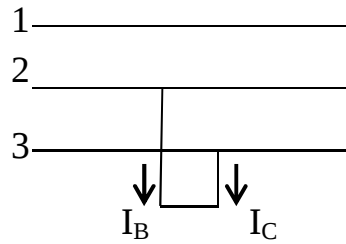
$$\overline{I_d} = \frac{\overline{E_d}}{\overline{Z_d} + \overline{Z_l} + \overline{Z_0}} \quad [III.53]$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \overline{I_A} = \overline{I_d} + \overline{I_l} + \overline{I_0} = 3\overline{I_d} = \frac{3\overline{E_d}}{\overline{Z_d} + \overline{Z_l} + \overline{Z_0}} \\ \overline{I_B} = a^2\overline{I_d} + a\overline{I_l} + \overline{I_0} = \overline{I_d}(a^2 + a + 1) = 0 \\ \overline{I_C} = 0 \end{array} \right. \quad [III.54]$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \overline{U_d} = \overline{E_d} - \overline{Z_d}\overline{I_d} = \overline{E_d} - \overline{E_d} \frac{\overline{Z_d}}{\overline{Z_d} + \overline{Z_l} + \overline{Z_0}} = \overline{E_d} \frac{\overline{Z_l} + \overline{Z_0}}{\overline{Z_d} + \overline{Z_l} + \overline{Z_0}} \\ \overline{U_l} = -\overline{Z_l}\overline{I_l} = -\overline{E_d} \frac{\overline{Z_l}}{\overline{Z_d} + \overline{Z_l} + \overline{Z_0}} \\ \overline{U_0} = -\overline{Z_0}\overline{I_0} = -\overline{E_d} \frac{\overline{Z_0}}{\overline{Z_d} + \overline{Z_l} + \overline{Z_0}} \end{array} \right. \quad [III.55]$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \overline{U_A} = \overline{U_d} + \overline{U_l} + \overline{U_0} \\ \overline{I_B} = a^2\overline{U_d} + a\overline{U_l} + \overline{U_0} \\ \overline{I_C} = a\overline{U_d} + a^2\overline{U_l} + \overline{U_0} \end{array} \right. \quad [III.56]$$

2. Court-circuit biphasé sans contact avec la terre



$$\left\{ \begin{array}{l} \overline{I_1} = 0 \\ \overline{U_2} = \overline{U_3} \end{array} \right. \quad [III.57]$$

$$(3) \rightarrow \overline{I_1} = 0 = \overline{I_d} + \overline{I_l} + \overline{I_0} \quad [III.58]$$

$$\overline{Z_0} = \infty, \overline{I_0}, \overline{U_0} = 0 \quad [III.59]$$

$$(4) \rightarrow a^2 \overline{U_d} + a \overline{U_l} + \overline{U_o} = a \overline{U_d} + a^2 \overline{U_l} + \overline{U_o} \quad [III.60]$$

$$(a^2 - a) \overline{U_d} = (a^2 - a) \overline{U_l} \quad [III.61]$$

$$\overline{U_d} = \overline{U_l} \quad [III.62]$$

$$\overline{E_d} - \overline{Z_d} \overline{I_d} = -\overline{Z_l} \overline{I_l} \quad [III.63]$$

$$\overline{E_d} = \overline{Z_d} \overline{I_d} + \overline{Z_l} \overline{I_l} \quad [III.64]$$

$$\overline{I_d} = \frac{\overline{E_d}}{\overline{Z_d} + \overline{Z_i}} \quad [III.65]$$

$$\overline{I_l} = -\overline{I_d} = -\frac{\overline{E_d}}{\overline{Z_d} + \overline{Z_o}} \quad [III.66]$$

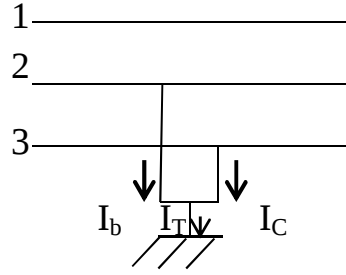
Sachant les composantes des courants on calcule les courants des phases.

$$\left\{ \begin{array}{l} \overline{I_A} = \overline{I_d} + \overline{I_l} + \overline{I_o} = \frac{\overline{E_d}}{\overline{Z_d} + \overline{Z_i}} - \frac{\overline{E_d}}{\overline{Z_d} + \overline{Z_i}} = 0 \\ \overline{I_B} = a^2 \overline{I_d} + a \overline{I_l} = (a^2 - a) \overline{I_d} = -j \sqrt{3} \overline{I_d} = -j \sqrt{\frac{3 \overline{E_d}}{\overline{Z_d} + \overline{Z_i}}} \\ \overline{I_C} = \overline{I_d} (a^2 + a) = j \sqrt{\frac{3 \overline{E_d}}{\overline{Z_d} + \overline{Z_i}}} \end{array} \right. \quad [III.67]$$

$$(6) \rightarrow \overline{U_d} = \overline{U_l} = -\overline{Z_l} \overline{I_l} = \overline{E_d} \frac{\overline{Z_l}}{\overline{Z_d} + \overline{Z_l}} \quad [III.68]$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \overline{U_A} = \overline{U_d} + \overline{U_l} = 2 \overline{U_d} = \overline{E_d} \frac{2 \overline{Z_l}}{\overline{Z_d} + \overline{Z_l}} \\ \overline{U_B} = a^2 \overline{U_d} + a \overline{U_l} = (a^2 + a) \overline{U_d} = -\overline{E_d} \frac{\overline{Z_l}}{\overline{Z_d} + \overline{Z_l}} \\ \overline{U_C} = \overline{U_B} = -\overline{E_d} \frac{\overline{Z_l}}{\overline{Z_d} + \overline{Z_l}} \end{array} \right. \quad [III.69]$$

3. Court-circuit biphase ayant contact avec la terre



$$\left\{ \begin{array}{ll} \bar{I}_1 = 0 & (1) \\ \bar{U}_2 = 0 & (2) \\ \bar{U}_3 = 0 & (3) \end{array} \right. \quad [III.70]$$

Si deux tensions et deux courants sont égaux à zéro, en utilisant l'équation (1), on trouve que les composantes des courants ou des tensions sont égales.

$$\left\{ \begin{array}{l} \bar{U}_0 = \frac{1}{3}(\bar{U}_1 + \bar{U}_2 + \bar{U}_3) = \frac{1}{3}\bar{U}_1 \\ \bar{U}_d = \frac{1}{3}(a^2\bar{U}_3 + a\bar{U}_2 + \bar{U}_1) = \frac{1}{3}\bar{U}_1 \\ \bar{U}_i = \frac{1}{3}(a\bar{U}_3 + a^2\bar{U}_2 + \bar{U}_1) = \frac{1}{3}\bar{U}_1 \end{array} \right. \quad [III.71]$$

$$\bar{U}_d = \bar{U}_i = \bar{U}_o = \frac{1}{3}\bar{U}_1 \quad [III.72]$$

$$(1) \rightarrow \bar{I}_1 = \bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_o \quad [III.73]$$

$$\frac{\bar{E}_d - \bar{U}_d}{\bar{Z}_d} - \frac{\bar{U}_i}{\bar{Z}_i} - \frac{\bar{U}_o}{\bar{Z}_o} = 0 \quad [III.74]$$

$$\frac{\bar{E}_d}{\bar{Z}_d} = \bar{U}_d \left(\frac{1}{\bar{Z}_d} + \frac{1}{\bar{Z}_i} + \frac{1}{\bar{Z}_o} \right) \quad [III.75]$$

$$\bar{U}_d = \frac{\frac{\bar{E}_d}{\bar{Z}_d}}{\frac{1}{\bar{Z}_d} + \frac{1}{\bar{Z}_i} + \frac{1}{\bar{Z}_o}} = \frac{\bar{E}_d}{1 + \frac{\bar{Z}_d}{\bar{Z}_i} + \frac{\bar{Z}_d}{\bar{Z}_o}} \quad [III.76]$$

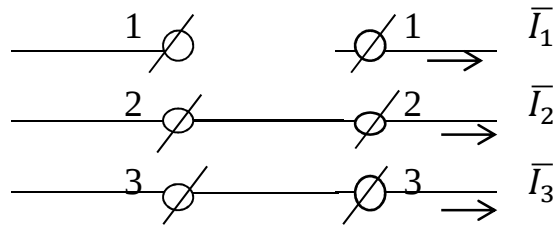
$$\overline{U_d} = \overline{U_l} = \overline{U_o} = \frac{\overline{E_d}}{1 + \frac{\overline{Z_d} + \overline{Z_d}}{\overline{Z_i} + \overline{Z_o}}} \quad [III.77]$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \overline{U_A} = \overline{U_d} + \overline{U_l} + \overline{U_o} = 3\overline{U_d} = \frac{3\overline{E_d}}{1 + \frac{\overline{Z_d} + \overline{Z_d}}{\overline{Z_i} + \overline{Z_o}}} \\ \overline{U_B} = a^2\overline{U_d} + a\overline{U_l} + \overline{U_o} = \overline{U_d}(a^2 + a + 1) \\ \overline{U_C} = 0 \end{array} \right. \quad [III.78]$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \overline{I_d} = \frac{\overline{E_d} - \overline{U_d}}{\overline{Z_d}} = \frac{\overline{E_d}}{\overline{Z_d}} \left(1 - \frac{1}{1 + \frac{\overline{Z_d} + \overline{Z_d}}{\overline{Z_i} + \overline{Z_o}}} \right) \\ \overline{I_l} = -\frac{\overline{U_l}}{\overline{Z_l}} = -\frac{\frac{\overline{E_d}}{\overline{Z_i}}}{1 + \frac{\overline{Z_d} + \overline{Z_d}}{\overline{Z_i} + \overline{Z_o}}} \\ \overline{I_o} = -\frac{\overline{U_o}}{\overline{Z_o}} = -\frac{\frac{\overline{E_d}}{\overline{Z_i}}}{1 + \frac{\overline{Z_d} + \overline{Z_d}}{\overline{Z_i} + \overline{Z_o}}} \end{array} \right. \quad [III.79]$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \overline{I_1} = \overline{I_d} + \overline{I_l} + \overline{I_o} \\ \overline{I_2} = a^2\overline{I_d} + a\overline{I_l} + \overline{I_o} \\ \overline{I_3} = a\overline{I_d} + a^2\overline{I_l} + \overline{I_o} \end{array} \right. \quad [III.80]$$

4. Coupure sur une phase



$$\left\{ \begin{array}{l} \overline{E_d} = \overline{Z_d}\overline{I_d} + \overline{U_d} \quad (1) \\ 0 = \overline{Z_l}\overline{I_l} + \overline{U_l} \quad (2) \\ 0 = \overline{Z_o}\overline{I_o} + \overline{U_o} \quad (3) \end{array} \right. \quad [III.81]$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \bar{I}_1 = 0 \\ \bar{U}_{22} = 0 \\ \bar{U}_{33} = 0 \end{array} \right. \quad \begin{array}{l} (4) \\ (5) \\ (6) \end{array} \quad [III.82]$$

(5) et (6) d'après (3)

$$\bar{U}_d = \bar{U}_l = \bar{U}_o = \frac{1}{3} \bar{U}_{11} \quad [III.83]$$

$$(4) \rightarrow \bar{I}_1 = \bar{I}_d + \bar{I}_l + \bar{I}_o = 0 \quad [III.84]$$

$$\frac{\bar{E}_d - \bar{I}_d}{\bar{Z}_d} - \frac{\bar{U}_l}{\bar{Z}_l} - \frac{\bar{U}_o}{\bar{Z}_o} = 0 \quad [III.85]$$

$$\frac{\bar{E}_d}{\bar{Z}_d} = \bar{U}_d \left(\frac{1}{\bar{Z}_d} + \frac{1}{\bar{Z}_l} + \frac{1}{\bar{Z}_o} \right) \quad [III.86]$$

$$\bar{U}_d = \frac{\bar{E}_d}{1 + \frac{\bar{Z}_d}{\bar{Z}_l} + \frac{\bar{Z}_d}{\bar{Z}_o}} \quad [III.87]$$

$$\bar{U}_d = \bar{U}_l = \bar{U}_o = \frac{\bar{E}_d}{1 + \frac{\bar{Z}_d}{\bar{Z}_l} + \frac{\bar{Z}_d}{\bar{Z}_o}} \quad [III.88]$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \bar{U}_{11} = \bar{U}_d + \bar{U}_l + \bar{U}_o = 3\bar{U}_d = \frac{3\bar{E}_d}{1 + \frac{\bar{Z}_d}{\bar{Z}_l} + \frac{\bar{Z}_d}{\bar{Z}_o}} \\ \bar{U}_{22} = a^2 \bar{U}_d + a \bar{U}_l + \bar{U}_o = \bar{U}_d (a^2 + a + 1) = 0 \\ \bar{U}_{33} = 0 \end{array} \right. \quad [III.89]$$

$$\bar{I}_d = \frac{\bar{E}_d - \bar{U}_d}{\bar{Z}_d} = \frac{\bar{E}_d}{\bar{Z}_d} \left(1 - \frac{1}{1 + \frac{\bar{Z}_d}{\bar{Z}_l} + \frac{\bar{Z}_d}{\bar{Z}_o}} \right) \quad [III.90]$$

$$\bar{I}_l = -\frac{\bar{U}_l}{\bar{Z}_l} = -\frac{\frac{\bar{E}_d}{\bar{Z}_d}}{1 + \frac{\bar{Z}_d}{\bar{Z}_l} + \frac{\bar{Z}_d}{\bar{Z}_o}} \quad [III.91]$$

$$\bar{I}_o = -\frac{\bar{U}_o}{\bar{Z}_o} = -\frac{\frac{\bar{E}_d}{\bar{Z}_d}}{1 + \frac{\bar{Z}_d}{\bar{Z}_l} + \frac{\bar{Z}_d}{\bar{Z}_o}} \quad [III.92]$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \bar{I}_1 = \bar{I}_d + \bar{I}_l + \bar{I}_o \\ \bar{I}_2 = a^2 \bar{I}_d + a \bar{I}_l + \bar{I}_o \\ \bar{I}_3 = a \bar{I}_d + a^2 \bar{I}_l + \bar{I}_o \end{array} \right. \quad [III.93]$$

III.6.5. Elimination des défauts [3]

Pour remplir leur rôle, les protections doivent :

- Détecter la présence du défaut.
- Identifier l'ouvrage atteint.
- Commande les organes de coupure.

III.6.5.1. Détection des défauts

Les détecteurs contrôlent en permanence l'état électrique du réseau en surveillant un certain nombre de paramètres électriques (courant, tension, fréquence, etc.). Elles peuvent également surveiller la pression d'un fluide ou une température. Les grandeurs électriques évoluent notamment dans un domaine fixé par les règles générales d'exploitation du réseau.

III.6.5.2. Identification de l'ouvrage atteint

Le système de protection doit être capable d'identifier sans ambiguïté l'ouvrage atteint et commander l'ouverture des dispositifs de protection nécessaires à la mise hors tension de cet ouvrage.

Les différentes protections mises en œuvre pour satisfaire cette exigence sont :

- Protection différentielle totalement sélective.
- Protection à distance.
- Protection à maximum de courant ou à minimum de tension non sélective.

Si « P1 » fonctionne en un temps « t1 », « P2 » en un temps « t2 » la sélectivité de fonctionnement entre « P1 » et « P2 » exige que : $t_2 \geq t_1 + S$

Ou « S » est l'intervalle de sélectivité, il doit tenir compte du temps d'ouverture du disjoncteur « D1 ».

La conception des réseaux MT répond à des considérations que celles des réseaux THT et HT. La perte d'un seul ouvrage peut conduire à une interruption de fourniture d'énergie. La réalimentation de la clientèle nécessite alors des manœuvres manuelles ou automatiques. Néanmoins, pour limiter ces interruptions et faciliter l'identification de l'ouvrage atteint et par

suite, permettre une reprise de service rapide, la sélectivité d'élimination des défauts est également une exigence très forte.

III.6.5.3. Commande des organes de coupure

Après détection du défaut et identification de l'ouvrage atteint, la protection élabore un ordre de sortie qui sert à commander l'ouverture du disjoncteur « D » associé à cet ouvrage.

La protection est réalisée par trois éléments fondamentaux.

- Des capteurs réducteurs de mesure (TC, TT) fournissent des grandeurs électriques utilisables par les protections, qui sont l'image de celles sollicitant le réseau à protéger.
- Un équipement de protection, comportant des fonctions de mesure, des logiques de traitement et de décision.
- Un disjoncteur « D » qui commande l'ouverture et la fermeture du circuit.

III.6.5.4. Sensibilité des protections

Les protections doivent fonctionner dans un domaine très étendu de courant de court-circuit entre :

- Le courant maximal qui est fixé par le dimensionnement des installations et qui est parfaitement connu.
- Un courant nominal dont la valeur est très difficile à apprécier et qui a un court-circuit se produisant dans les conditions exceptionnelles (schéma d'exploitation particulier, période de faible charge).

Il arrive que le courant minimal de court-circuit soit inférieur au courant nominal.

Dans ce cas, il faut avoir recours à des protections spécifiques.

III.6.5.5. Contraintes supplémentaires pour les protections

Les protections ne doivent pas limiter le fonctionnement normal du réseau, en particulier :

- Elles ne doivent pas limiter la souplesse d'utilisation du réseau à protéger.
- Elles doivent rester stables en présence de phénomènes tels que :
 - Manœuvres d'exploitation.
 - Variations admissibles de tension ou de fréquence.
 - Présence de surcharge et de déséquilibre entrant dans les marges de fonctionnement normal du réseau.
 - Présence d'oscillation résultant du régime transitoire des machines.
 - Sous l'influence d'une anomalie de circuit de mesure.

III.6.5.6. Fiabilité des protections

La fiabilité des protections est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement incorrect, elle est la combinaison de :

- La sûreté : qui est la probabilité de ne pas avoir de défaut de fonctionnement.
- La sécurité : qui est la probabilité de ne pas avoir un fonctionnement intempestif.

a) Protection à un fonctionnement correct

Lorsqu'elle émet une réponse à un défaut sur un réseau en tout point conforme à ce qui est attendu.

b) Protection à un défaut incorrect

Elle comporte deux aspects :

- Défaut de fonctionnement lorsqu'une protection qui aurait dû fonctionner n'a pas fonctionné.
- Le fonctionnement intempestif, qui est un fonctionnement non justifié, soit en absence de défaut, soit en présence d'un défaut pour lequel la protection n'aurait dû pas fonctionner.

III.6.6.protection des réseaux MT

La protection des réseaux électriques désigne l'ensemble des équipements de surveillance et de protection assurant la stabilité de ces réseaux. Cette protection est nécessaire pour éviter la destruction d'équipement coûteux et assurer une alimentation électrique continue.

III.6.7. Organisation du système de protection

III.6.7.1. Objectifs du système de protection

Ce système doit répondre aux objectifs suivant :

- Préserver la sécurité des personnes d'un danger d'électrocution.
- Assurer la continuité de fourniture d'énergie électrique.

III.6.7.2. Qualités des systèmes de protection

Pour accomplir leur rôle, les protections doivent présenter les qualités suivantes :

III.6.7.3. La sensibilité

C'est l'aptitude des protections à détecter les défauts. Les détecteurs contrôlent en permanence l'état électrique du réseau en surveillant la pression d'un fluide ou une température.

III.6.7.4.La sélectivité

Elle permet à l'appareil de n'éliminer que la partie en défaut. Le système de protection doit être capable d'identifier sans ambiguïté l'ouvrage atteint et commander l'ouverture des dispositifs de protection nécessaire à la mise hors tension de cet ouvrage et de lui seul.

Et pour satisfaire cette condition, on a les types de protections suivants :

- Protection différentielle totalement sélective.
- Protection de distance.
- Protection à maximum de courant et à minimum de tension.

III.6.7.5. La rapidité

C'est le temps de réponse des appareils de coupure, il doit être le plus réduit possible. Ce paramètre permet de minimiser les conséquences de court-circuit.

III.6.7.6. La fiabilité

C'est l'aptitude des protections à éviter un déclanchement inconvenant et assurer un bon fonctionnement d'un système en cas de défaut.

III.6.7.7. La simplicité

Pour faciliter la mise en œuvre et la manœuvre. En plus, les systèmes de protection doivent être conçus pour :

- Eliminer les défauts en séparant les éléments défectueux par l'organe de coupure aval le plus proche.
- Eliminer un défaut par une protection en amont quand une protection aval est défaillante.
- Prévoir éventuellement une protection de secours.
- Prévoir des protections spécifiques pour certains matériels, par exemple : les transformateurs.
- Permettre les modifications temporaires du fonctionnement pour effectuer certaines opérations : travaux sous tension.

III.6.8. Organisation des protections

L'implantation des protections doit être conçue pour :

- Eliminer les défauts par une séparent les éléments défectueux par l'organe de coupure aval le plus proche.
- Eliminer un défaut par une protection en amont quand une protection aval est défaillante.
- Prévoir éventuellement des protections de secours.
- Prévoir des protections spécifiques pour certains matériels, par exemple : le transformateur.

- Permettent les modifications temporaires du fonctionnement pour effectuer certaines opérations : travaux sous tension, mise en parallèle des transformateurs.

a) Protection des jeux de barres

Un jeu de barres est souvent le nœud essentiel dans un réseau de distribution, il est donc important de limiter les dégâts provoqués par un défaut à ce niveau pour permettre une répartition et une remise en service rapide.

Les principales causes de défauts sur un jeu de barres sont :

- Chute accidentelle de pièces métalliques entre barres et entre barres et masse.
- Contournement des isolateurs par un arc.

Les protections les plus simples et les plus économiques d'un jeu de barres consistent à placer :

- Des relais à maximum de courant.
- Des relais à minimum de tension.
- Des relais à maximum de tension.

Cette solution est applicable pourvu que l'énergie s'écoule toujours dans le même sens et que l'on puisse distinguer sans ambiguïté les arrivées et les départs.

- ***Principe de protection à maximum de courant***

Ce relais est branché aux phases par l'intermédiaire de trois transformateurs de courant TC (un par phase). Ceux-ci assurent l'isolement de l'adaptation du courant au circuit de protection.

Le courant image (recueilli sur le TC) est redressée et transformé en tension par l'insertion d'une résistance. Donc le détecteur aura trois entrées de tension qui vont l'alimenter. Dès que la valeur crête d'un signal dépasse la référence, le détecteur, qui est aussi un comparateur, démarre la temporisation au terme de laquelle les ordres seront exécutés :

- Alarme deuxième stade (signalisations et sonneries en salle de commandes).
- Signalisation vers l'EMS (enregistreur de manœuvres et de signalisation).
- Déclenchement du disjoncteur.

- ***Principe de la protection à maximum de tension***

Le relais utilise est à temps constant ; il est raccordé au jeu de barres par trois transformateurs de tension (montés au secondaire en série).

La tension est redressée et comparée à une valeur de référence. Si elle dépasse le seuil, le détecteur commande la temporisation au terme de laquelle il y aura :

- Une alarme deuxième stade (signalisations et sonneries en salle de commande).
- Signalisation vers EMS.

- ***Principe de la protection à minimum de tension***

Une chute de tension faible n'est dangereuse que par l'échauffement que provoque l'augmentation du courant qui en résulte. Les grandeurs d'entrée du relais sont prises à travers des transformateurs de tension.

Un circuit est chargé de détecter le minimum de tension. Il est suivi d'un détecteur qui bascule dès que la valeur crête la plus petite descend en dessous de la référence affichée et pendant un certain temps : alarme premier stade (signalisations et sonneries).

b) Protection des transformateurs HT/MT

Les transformateurs HT/MT sont généralement protégés par deux protections à maximum de courant : la première, coté MT, est une protection contre les surcharges des transformateurs et constitue un secours vis-à-vis des défauts polyphasés sur les lignes MT. La deuxième, coté HT, est une protection à deux seuils :

- Le premier seuil, tempore vis-à-vis des départs HT/MT, réagit aux défauts dans le transformateur et sur les lignes MT.
- Le deuxième seuil, règle à un courant très élevé, réagit lors des courts-circuits sur le primaire du transformateur.

- ***Protection de la cuve des transformateurs***

Cette protection est sensible au court-circuit susceptible de circuler dans la connexion qui relie la cuve du transformateur au circuit de terre du poste. Elle consiste en un relais ampérométrique instantané alimenté par un transformateur de courant dans une connexion. Tout contournement de la barre du transformateur, tout défaut à la masse d'un enroulement produisent un courant et détecter par les relais. Toutefois d'autres courants peuvent circuler dans la connexion et dans les relais à savoir :

- Les courants engendrent par les tensions induites dans les enveloppes métalliques des câbles de contrôle.
- Les courants de retour par le sol si la cuve est mal isolée.

- ***Protection interne du transformateur***

Dans un transformateur, les défauts électriques dus à un mauvais isolement entre l'enroulement primaire et secondaire ou entre un enroulement et le noyau ou la cuve, se traduisent par les arcs entraînant la décomposition de l'huile et la formation de bulles gazeuses inflammables. La détection de ces bulles est assurée par le relais Buchholz.

Le relais Buchholz est un petit réservoir cylindrique intercalé dans la conduite reliant la partie supérieure de la cuve du transformateur au réservoir d'huile appelé conservateur ou compensateur, placer à un niveau plus élevé et en relation avec l'air libre.

Les bulles gazeuses ont tendance à monter par la conduite pour venir crever à la surface d'huile après avoir traversé le dispositif Buchholz. Cette protection est sensible à tous les défauts internes quel que soit leurs formes, leurs importances et les parties atteintes.

- ***Protection différentielle***

Pour les transformateurs dont la puissance est supérieure ou égale à 600MVA, on utilisera une protection différentielle avec circuit de maintien.

La protection différentielle consiste à comparer phase les courants du transformateur HT/MT à protéger, en utilisant un montage sensible à la différence des courants à l'entrée et la sortie du transformateur. On doit tenir

compte du rapport de transformation. Cette protection est auto sélective, c'est-à-dire qu'elle est sensible seulement au défaut de l'élément qu'elle protège, c'est pourquoi elle est instantanée.

- ***Protection thermique de la cuve***

Cette protection permet de détecter une défaillance de réfrigération d'huile du transformateur, arrêt de circulation d'huile ou des aéroréfrigérants. Son fonctionnement est basé sur la mesure de la température de l'huile contenue dans la cuve du transformateur. Elle assure la fermeture des contacts d'alarme et puis des contacts de déclenchement du disjoncteur.

III.6.9. Protection des départs MT des postes HT/MT

Dans un poste HT/MT, les départs MT sont exploités suivant un type radial. Le système de protection a pour but d'assurer :

- L'intervention rapide en cas de défaut polyphasé afin de séparer le réseau incident du réseau sain sans détérioration des équipements.
- L'intervention sélective pour éliminer l'élément défectueux sans mettre hors tension les éléments sains.

III.6.9.1. Protection contre les défauts entre phases

La protection contre les défauts entre phases est assurée par deux relais à maximum d'intensité, sensibles aux courants de deux phases. La protection contre les courants polyphasés sera à deux seuls réglages et temporisation à temps constant.

Le réglage du premier seuil ($I(r_1)$) sera :

$$I(r_1) \leq K \cdot I_{LT} \quad \text{si} \quad 0.85 \cdot I(B) \leq K \cdot I_{LT}$$

$$I(r_1) \leq 0.85 \cdot I(B) \quad \text{si} \quad 0.85 \cdot I(B) \leq K \cdot I_{LT}$$

Les termes utilisés sont les significations suivantes:

I_{LT} : courant limite thermique de la ligne.

$I(B)$: courant de court-circuit biphasé à l'extrémité de la ligne.

K : le coefficient de surcharge admissible sur les conducteurs (valeur typique $K=1,2$).

Le second seuil à maximum de courant (I_{r2}) devra éliminer rapidement les courts-circuits d'un courant élevé, et il devra être réglé pour les valeurs suffisamment élevées pour être insensible aux défauts sur le réseau BT. Dans les conditions les plus défavorables (puissance des transformateurs MT/BT élevées, impédance de la ligne MT négligeable), le courant en aval du transformateur MT/BT ramené au primaire sera :

$$I_{cc} = P_2 * 100 / (1.73 * V_{n2} * V_{cc}) \quad [III. 94]$$

Si on veut se ménager une marge de sécurité appropriée, la valeur de réglage sera :

$$I(r_2) = 1.3 * I_{cc} \quad [III. 95]$$

Ou :

P_2 : puissance maximale du transformateur MT/BT installé sur la ligne.

V_{n2} : tension nominale du transformateur coté MT

V_{cc} : tension de court-circuit du transformateur MT/BT

Dans tous les cas la valeur de réglage devra être :

$$I(r_1) \geq 2I(r_1)$$

III.6.9.2. Protection contre les défauts entre phases et terre

Elle est assurée par une protection à maximum de courant résiduel. Ce courant est obtenu soit à partir de l'étoile formée par les secondaires des trois transformateurs de courant, soit par le noyau d'un tore quand le câble en sortie de cellule est tripolaire.

Afin de permettre à cette protection de détecter les valeurs maximales des résistances de défaut à la terre, il convient de lui donner la plus grande sensibilité possible.

Ce réglage doit cependant garder la protection insensible au courant capacitif mis en jeu sur les liaisons saines quand un défaut monophasé affecte une liaison adjacente. Le courant capacitif est de l'ordre de (9.81 A/100 Km) pour les lignes aériennes en 30 KV, et de 16A/10 Km pour les câbles souterrains en 10 KV. Remarquons de plus que chacun des transformateurs raccordés sur la ligne considérés est équivalent à 500 m de la ligne aérienne.

Le courant de réglage à prendre en compte sera :

$$I(r_0) \leq K * I(0) \text{ avec } K=1, 5 \quad [III. 96]$$

I (0): courant monophasé (phase-terre)

Le coefficient « K » tient compte :

- Du faux rendement homopolaire.
- De l'erreur de rapport du « TC ».
- D'un coefficient de sécurité.

Le temps d'intervention de la protection sera de 0.3 seconds, identique à celui adopté pour la protection des défauts entre phases. Cette temporisation permet de plus l'auto-extinction de certains défauts à la terre.

III.6.10. Réenclenchement automatique [10]

La plupart des défauts de ligne MT sont fugitifs ou semi-permanents. Cette particularité donne l'avantage à l'installation de dispositif de réenclenchement automatique sur les lignes aériennes. Afin de coordonner le fonctionnement de l'ensemble, les réenclenchement seront de deux types : « rapide et lent ».

Ainsi le « rapide » permet de maintenir pratiquement en service l'alimentation des usagers par le cycle « déclenchement – réenclenchement » en des temps imperceptibles pour une grande partie des usagers (0,2 seconde). Quant au premier réenclenchement lent, bien qu'il donne lieu à des interruptions de service, il permet cependant de limiter la durée à quelques dizaines de secondes (20 secondes). Le réenclenchement lent est justifié lorsque des dispositifs de sélection automatique des tronçons de lignes en avariées sont disposés sur la dorsale et des dérivations.

Le deuxième réenclenchement lent sert à réalimenter la ligne MT résiduelle saine, après que le dispositif de sélection a isolé le tronçon en avarie.

Signalons que les départs en câble ne disposent pas de réenclenchement automatique, les défauts sont presque toujours permanents.

III.6.11. Protection des lignes

La protection des lignes à BT est faite par des fusibles sensibles aux surintensités et au courant de court-circuit. Pour les lignes MT les fusibles sont destinés à protéger uniquement contre les courts-circuits.

Pour protéger les lignes MT, on distingue deux groupes d'automates de protection :

- La protection sélective, permettant le déclenchement en premier le relais le plus proche du défaut.
- Intervention de la protection différentielle, qui se base sur le principe de la comparaison des signaux au début et la fin de la ligne en régime de défaut.

III.6.12. Appareils de protection [3]

Les principaux appareils de protection sont :

- Les disjoncteurs.
- Les sectionneurs.
- Les interrupteurs.
- Les parafoudres.
- Les coupes circuit à fusible.

III.6.12.1. Disjoncteurs

Le disjoncteur est un appareil capable d'interrompre des courants importants, qu'ils s'agissent des courants nominaux ou des courants de défauts. Il peut être donc utilisé comme un gros interrupteur, commandé sur place par un bouton poussoir ou télécommandé. De plus, le disjoncteur ouvre un circuit automatiquement dès que le courant qui le traverse dépasse une valeur prédéterminée. Quand, il sert à interrompre les forts courants de court-circuit, il joue le même rôle qu'un fusible, mais d'un fonctionnement plus sûr et on n'a pas besoin de le remplacer après chaque interruption.

➤ ***Différents types de disjoncteurs (déjà vu en page 34)***

III.6.12.2. Les sectionneurs [10]

Le sectionneur est un appareil électromécanique permettant de séparer de façon mécanique un circuit électrique de son alimentation. Son objectif est d'assurer la sécurité des personnes travaillant sur la partie isolée du réseau électrique et d'éliminer une partie du réseau en dysfonctionnement pour pouvoir en utiliser les autres parties.

➤ **Types de sectionneurs**

- **Sectionneurs porte-fusible**

Cet appareil est souvent muni de fusible, certains sectionneurs comportent aussi des contacts à pré-coupure permettant de couper la commande des organes de puissance afin d'éviter une manœuvre en charge.

- **Sectionneurs haute tension**

La fonction principale d'un sectionneur haute tension est de pouvoir séparer afin de permettre à un opérateur d'effectuer une opération de maintenance sur cet élément sans risque.

- **Sectionneurs de mise à la terre**

Les sectionneurs HT et BT de forte puissance sont dotés de systèmes de mise à la terre. Il s'agit d'un organe de sécurité, dont le but est de fixer le potentiel d'une installation préalablement mise hors tension, pour permettre l'intervention humaine en toute sécurité sur une installation.

III.6.12.3. Parafoudres

Les parafoudres sont des appareils de protection contre les surtensions. Ils sont destinés à protéger les appareils et les installations contre les coups de foudres directs ou indirects.

➤ **Différents types d'appareils**

a) Parafoudre à expulsion

Appareil comportant un ou plusieurs éclateurs et un dispositif d'extinction de l'arc par expulsion de gaz ionisé, d'où coupure de courant d'écoulement.

b) Parafoudre à résistances variables

Appareil comportant un ou plusieurs éclateurs et une résistance variable permettant de couper rapidement le courant d'écoulement à la terre.

c) *Eclateur simple*

L'appareil comporte deux électrodes séparées par un certain interval d'air réglable, l'une des électrodes est reliée à la terre. Cet appareil est simple, bon marché, mais l'arc ne s'éteint que pour de très faibles valeurs du courant de fuite. D'où la nécessité de couper le courant par un disjoncteur à réenclenchement automatique pour éviter une interruption de service. Ce type d'éclateur est déconseillé pour la THT, car son amorçage crée un arc difficile à interrompre, c'est un appareil médiocre.

III.6.12.4 .Les interrupteurs [3]

En électricité, un interrupteur est un organe ou appareillage de commande qui permet d'ouvrir et de fermer un circuit alimentant un appareil électrique aux valeurs des valeurs des intensités nominales .il possède un certain pouvoir de couper, en général, il peut couper sous la tension nominale un circuit d'une intensité nominale.

➤ *Différents types d'interrupteurs*

Les interrupteurs les plus fréquemment utilisés sont :

- Interrupteur aérien à ouverture automatique à creux de tension (IACT).
- Interrupteurs aérien à commande mécanique (IACM).
- Interrupteur aérien télécommandé (IAT).

III.6.13. Technique de protection dans le creux de tension [10]

Cette technique se base sur la détection de la présence ou l'absence de la tension de ligne et sur le cycle de réenclenchement automatique du disjoncteur de départ MT.

La sélection des défauts reste confiée aux protections de départs. La fonction de l'appareil consiste à sélectionner la dérivation en défaut et son élimination de ce dernier par l'ouverture de l'interrupteur au moment de l'absence de tension.

III.6.14. Relais [3]

Un relais est un appareil de protection destiné à ouvrir un circuit électrique lorsque certaines conditions prédéterminées sont remplies : variation d'intensité, de tension, de fréquence, etc...

III.6.14.1. Classification

Les relais sont classés suivant :

- La grandeur contrôlée : relais d'intensité, relais de tension,....
- La fonction : protection et démarrage,....
- Le temps de réponse : action instantanée ou retardée (relais temporisée),...
- L'élément moteur : relais électromagnétique, thermique, magnétothermique,...
- La protection assurée : relais à maximum d'intensité, à minimum de tension,...

III.6.14.2. Constitution

Un relais comporte en général les éléments principaux suivants :

- Élément moteur : fourni de travail.
- Élément frein : retarde l'action du relais.
- Élément de travail : constitué par les contacts.
- Élément de retour à zéro.
- Une ossature : portant les différents organes et un boîtier pour les protéger.

III.6.15. Coupes circuits à fusible

Les coupes circuits à fusible sont des appareils de protection contre les surintensités, à cet effet, ils comportent un élément conducteur qui dans certaines conditions s'échauffe et fond sous l'action de passage de courant. Il en résulte une coupure du circuit dans lequel l'élément fusible est inséré, d'où protection des appareils situés en aval.

III.6.15.1. Caractéristiques [10]

Un fusible est caractérisé par :

- L'intensité nominale (I_n) : grandeur que peut supporter le fusible en régime normal.
- L'intensité limite de fusion : c'est l'intensité qui permet d'attendre la température de fusion.
- Pouvoir de coupure : qui peut atteindre 1000MVA en MT.

III.6.15.2. Différents types de coupe-circuit

a) Coupe circuit à fusion libre

L'arc se développe librement à l'intérieur d'une poigne isolante. La coupure de l'arc est réalisée par l'allongement de l'arc, la longueur du fil de fusible devra être supérieure à la longueur de l'arc pour avoir une extinction et une coupure de ce dernier.

b) Coupe circuit à expulsion

La coupure est réalisée par soufflage de l'arc.

c) Coupe circuit à fusion enfermée

On distingue deux types :

- Coupe circuit à fusion à liquide extincteur.
- Coupe circuit à fusion enfermée à matière pulvérulente.

Conclusion

Le choix du système de protection dépend du dimensionnement des éléments consécutifs du réseau du fait de la rapidité, de la sélectivité et de la sensibilité de ses relais, ces derniers doivent être régler de façon judicieuse.

Chapitre IV :

Methodes de calcul des chutes de tension

Dans un réseau électrique la charge est en permanente fluctuation (augmentation de la consommation, apparition de nouveau client), cela se répercute de façon négative sur le niveau de tension qui se met à baisser à cause des chutes générées par l'augmentation du transit réactif. Le calcul de cette chute se fait par les méthodes suivantes :

II.1.Méthode générale (théorie des quadripôles) : [12]

II.1.1.Cas des lignes aériennes :

II.1.1.1.Ligne à constantes réparties :

Ce modèle est utilisé pour les lignes dont la longueur est sensiblement supérieure à la longueur d'onde qui la parcourt (figure-II-1).

Soit $\bar{V}_1, \bar{I}_1$ et $\bar{V}_2, \bar{I}_2$ les tensions et les courants aux extrémités d'une ligne.

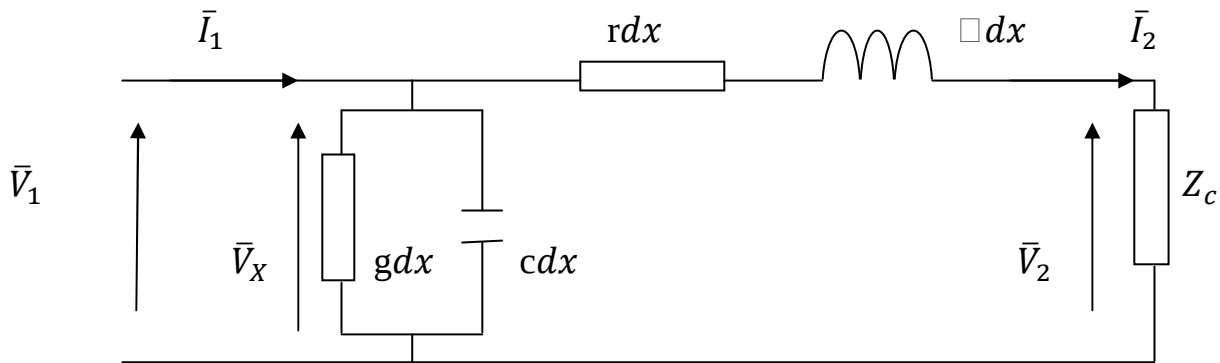


Figure II.1 : Schéma équivalent d'un quadripôle.

Avec :

r : résistance linéique $[\Omega/km]$;

l : inductance linéique $[H/km]$;

c : capacité linéique $[F/km]$;

g : conductance linéique $[1/(\Omega/km)]$

$\bar{V}_1$ et $\bar{I}_1$ sont liés à $\bar{V}_2$ et $\bar{I}_2$ par les équations linéaires du quadripôle

$$\begin{cases} \bar{V}_1 = \bar{V}_2 \operatorname{Ch} \bar{n}l + \bar{Z}_c \bar{I}_2 \operatorname{Sh} \bar{n}l \\ \bar{I}_1 = \frac{\bar{V}_2}{\bar{Z}_c} \operatorname{Sh} \bar{n}l + \bar{I}_2 \operatorname{Ch} \bar{n}l \end{cases} \quad (\text{IV -1})$$

Inversement, nous avons:

$$\begin{cases} \bar{V}_2 = \bar{V}_1 \cdot \text{Ch } \bar{n} \cdot l - \bar{Z}_c \cdot I_1 \text{Sh } \bar{n} \cdot l \\ \bar{I}_2 = -\frac{\bar{V}_1}{\bar{Z}_c} \text{Sh } \bar{n} \cdot l + \bar{I}_1 \text{Ch } \bar{n} \cdot l \end{cases} \quad (\text{IV-2})$$

Avec : Z : impédance caractéristique de la ligne
 n : constant de propagation.
 l : longueur de la ligne.

$$\begin{cases} Z_c = \sqrt{\frac{Z_t}{Y_t}} \\ \bar{Z}_t = (R + jL\omega) \cdot l & \text{Impédance totale.} \\ \bar{Y}_t = (G + jC\omega) \cdot l & \text{Admittance totale.} \\ \bar{n} \cdot l = \sqrt{\bar{Z}_t \cdot \bar{Y}_t} \end{cases} \quad (\text{IV-3})$$

En faisant le développement limité des fonctions hyperboliques on aura :

$$\begin{cases} \text{Ch}(\bar{n} \cdot l) = 1 + \frac{Z_t Y_t}{2} + \frac{(Z_t Y_t)^2}{24} + \dots \\ Z_c \text{Ch}(\bar{n} \cdot \square) = Z_t \left(1 + \frac{Z_t Y_t}{6} + \frac{(Z_t Y_t)^2}{120} + \dots \right) \\ \frac{1}{Z_c} \text{Sh}(\bar{n} \cdot \square) = Y_t \left(1 + \frac{Z_t Y_t}{6} + \frac{(Z_t Y_t)^2}{120} + \dots \right) \end{cases} \quad (\text{IV-4})$$

Le nombre des termes à prendre pour les développements limités est fonction de la longueur de la ligne :

- Pour les lignes longues ($l > 600\text{km}$) : on prend trois termes du développement limité ;
- Pour les lignes moyennes ($200 < l < 600\text{km}$) : on prend deux termes du développement limité ;
- Pour les lignes courtes ($l < 200\text{km}$) : on prend un seul terme du développement limité.

II-1-1-2-Approximation de la ligne par des impédances localisées :

Pour une ligne courte ($l < 200\text{km}$), on peut la représenter par un schéma monophasé en π ou en T avec $L' = L.l$, $R' = R.l$, $C' = C.l$

L , R et C sont respectivement : inductance, résistance et capacité linéique.

II-1-1-2-1-Schéma en π :

Si on considère le schéma de la figure II-2, on aura les équations des mailles suivantes :

$$\left\{ \begin{array}{l} \bar{V}_1 = \frac{2}{jc'\omega} \bar{I}_1 - \frac{2}{jc'\omega} \bar{I} \\ 0 = (R' + jL'\omega + \frac{4}{jc'\omega}) \bar{I} - \frac{2}{jc'\omega} \bar{I}_1 - \frac{2}{jc'\omega} \bar{I}_2 \\ \bar{V}_2 = -\frac{2}{jc'\omega} \bar{I}_2 + \frac{2}{jc'\omega} \bar{I} \end{array} \right. \quad (\text{IV-5})$$

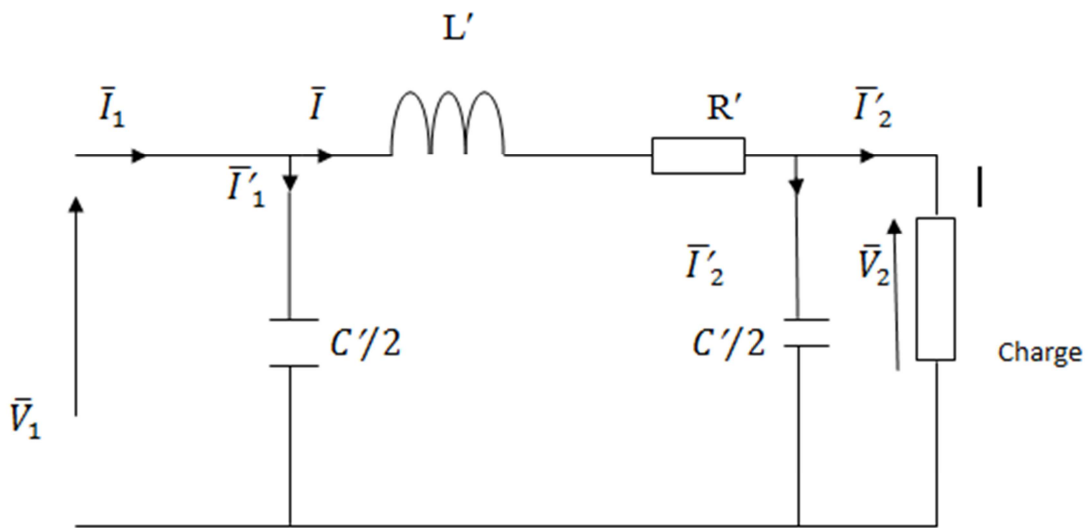


Figure II-2 : Schéma en π d'une ligne courte.

D'où en aura les équations suivantes

$$\begin{cases} \overline{V}_1 = \overline{V}_2 \left(1 - \frac{C'L'\omega^2}{2} + j\frac{R'C'\omega}{2}\right) - \overline{I}_2 (R' + jL'\omega). \\ \overline{I}_1 = \overline{I}_2 \left(1 - \frac{C'L'\omega^2}{2} + j\frac{R'C'\omega}{2}\right) + \overline{V}_2 \left(-\frac{R'C'^2\omega^2}{4} + jC'\omega - j\frac{L'C'\omega^3}{4}\right). \end{cases} \quad (\text{IV-6})$$

Si on néglige les termes $C'L'\omega^2$ et $R'C'\omega$ devant l'unité on trouve :

$$\begin{cases} \overline{V}_1 \cong \overline{V}_2 - \overline{I}_2 (R' + jL'\omega). \\ \overline{I}_1 \cong \overline{I}_2 + jC'\omega \overline{V}_2. \end{cases} \quad (\text{IV-7})$$

De la même manière on peut retrouver $\overline{V}_2$ et $\overline{I}_2$ en fonction de $\overline{V}_1$ et $\overline{I}_1$:

$$\begin{cases} \overline{V}_2 = \overline{V}_1 \left(1 - \frac{C'L'\omega^2}{2} + j\frac{R'C'\omega}{2}\right) - \overline{I}_1 (R' + jL'\omega) \\ \overline{I}_2 = \overline{I}_1 \left(1 - \frac{C'L'\omega^2}{2} + j\frac{R'C'\omega}{2}\right) + \overline{V}_1 \left(-\frac{R'C'^2\omega^2}{4} + jC'\omega - j\frac{L'C'\omega^3}{4}\right) \end{cases} \quad (\text{IV-8})$$

Si on néglige les termes $C'L'\omega^2$ et $R'C'\omega$ devant l'unité on trouve :

$$\begin{cases} \overline{V}_2 \approx \overline{V}_1 - \overline{I}_1 (R' + jL'\omega) \\ \overline{I}_2 \approx \overline{I}_1 + jC'\omega \overline{V}_1. \end{cases} \quad (\text{IV-9})$$

II-1-1-2-1-Diagramme vectoriel d'une ligne courte schématisée en π :

On prend comme origine des phases $\overline{V}_2$.

φ_1 : Déphasage entre $\overline{V}_1$ et $\overline{I}_1$, φ_2 déphasage entre $\overline{V}_2$ et $\overline{I}_2$;

α : Déphasage entre $\overline{I}$ et $\overline{V}_2$;

δ : Déphasage entre $\overline{I}_1$ et $\overline{V}_2$.

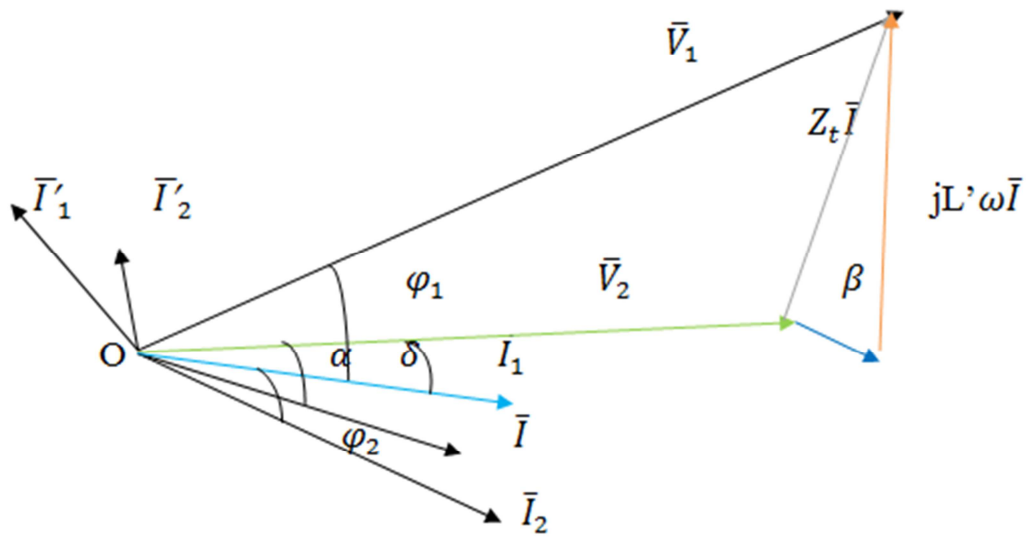


Figure IV-3 : Diagramme vectoriel d'une ligne courte (Schéma en π)

Le diagramme de la figure IV-3 peut être remplacé par les équations suivantes :

$$\left\{ \begin{array}{l} \bar{I}^{<\alpha} = \bar{I}_2^{<\varphi_2} + \frac{C'}{2} \cdot \omega \cdot \bar{V}_2^{<\pi/2} \\ \bar{V}_1^{\delta-\varphi_2} = \bar{V}_2^{<0} + Z_t \cdot \bar{I}^{\beta+\alpha} \\ \bar{I}_1^{<\delta} = \bar{I}^{<\alpha} + \frac{C'}{2} \cdot \omega \cdot \bar{V}_1^{\frac{\pi}{2}+\delta-\varphi_1} \end{array} \right. \quad (IV-10)$$

Avec : $\beta = \arctg \frac{L'\omega}{R'}$ et $Z_t = R' + jL'\omega$

II-1-1-2-2- Le schéma en T :

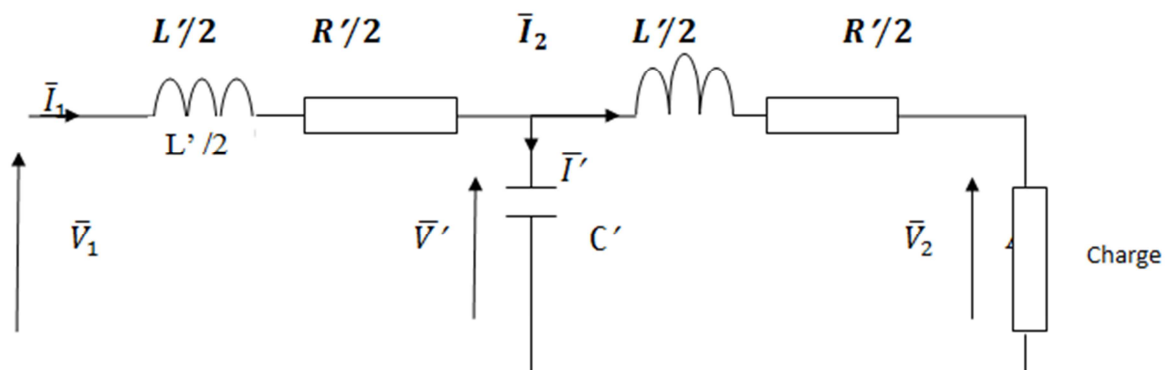


Figure IV-4 : Schéma en T d'une ligne courte.

R' : Résistance linéique de la ligne.

L' : Inductance linéique de la ligne.

C' : Capacité linéique de la ligne.

D'après la figure II-4, on aura l'équation suivante.

$$\begin{cases} \bar{V}' = \bar{V}_2 + \frac{\bar{Z}_t}{2} \bar{I}_2 \\ \bar{V}' = \bar{V}_2 + \frac{R'}{2} \bar{I}_2 + j \frac{L'\omega}{2} \bar{I}_2 \end{cases} \quad (\text{IV-11})$$

II-1-1-2-2-1 Diagramme vectoriel d'une ligne courte en T :

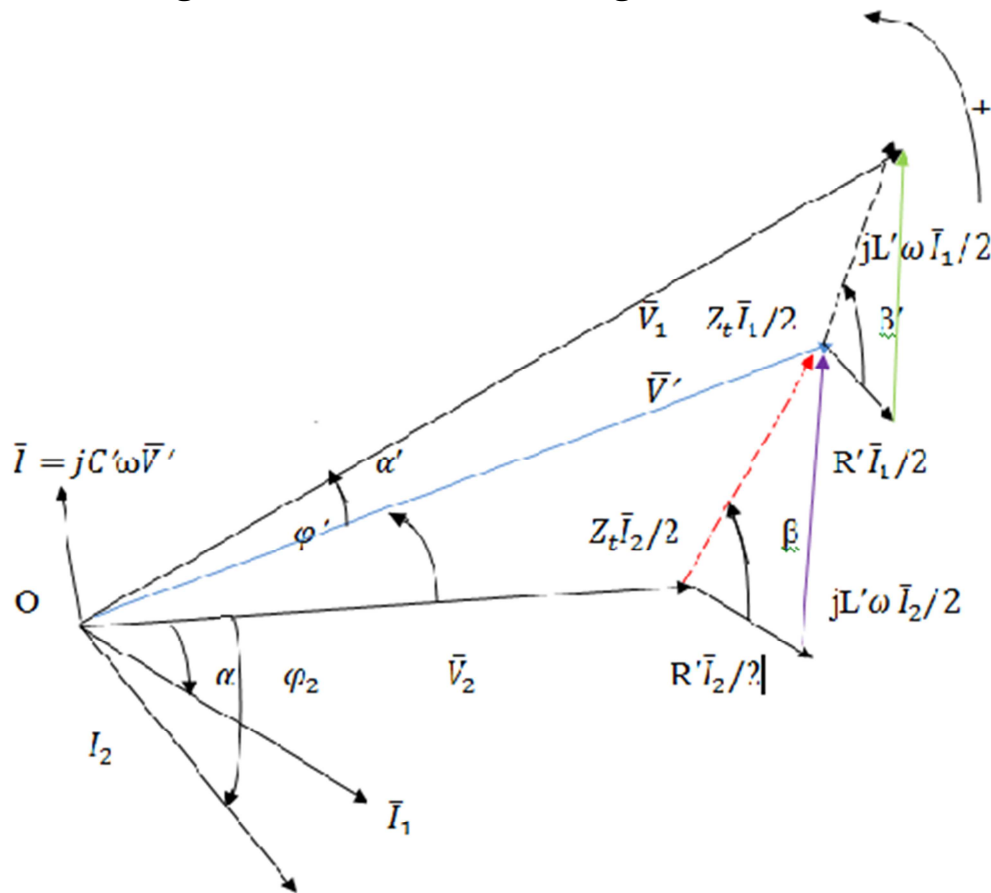


Figure IV-5 : Diagramme d'une ligne courte en T

Le diagramme de la figure II-5, peut être remplacé par les équations suivants :

$$\begin{cases} \bar{V}'^{<\varphi'} = \bar{V}_2^{<0} + \frac{Z_t}{2} \bar{I}_2^{<\beta+\varphi_1} \\ \bar{I}_1^{<\alpha} = \bar{I}_2^{\varphi_1} + \square' \omega \bar{V}'^{\varphi'+\pi/2} \\ \bar{V}_1^{<\alpha'\varphi'} = \bar{V}'^{<\varphi'} + \frac{Z_t}{2} \bar{I}_1^{<\beta'+\alpha} \end{cases} \quad (\text{IV-12})$$

II-1-1-3- Cas des lignes de longueurs inférieures à 20km (très courtes) :

Pour ce type de ligne à basse ou moyenne tension, On considère que les fuites latérales sont nulles c'est-à-dire $X_t=0$. Dans ce cas, on ne prend que les premiers termes du développement limité des fonctions hyperbolique.

$$\begin{cases} \text{Ch}(\bar{n}l) = 1. \\ Z_c \text{Sh}(\bar{n}l) = Z_t \\ \frac{1}{Z_c} \text{Sh}(\bar{n}l) = 0 \end{cases} \quad (\text{IV-13})$$

Nous aurons alors :

$$\begin{cases} \bar{V}_1 = \bar{V}_2 + Z_t \bar{I}_2 = \bar{V}_2 + (R' + j\omega L') \bar{I}_2. \\ \bar{I}_1 = \bar{I}_2 = \bar{I} \end{cases} \quad (\text{IV-14})$$

1-3-1-Diagramme vectoriel :

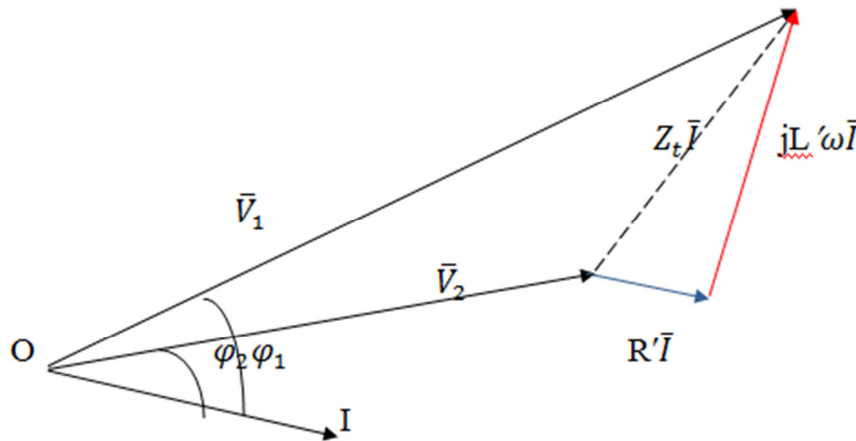


Figure IV-6 : diagramme d'une ligne sans capacité.

II-1-1-3-2-Expression de la chute de tension :

La chute de tension est exprimée comme suit :

$$\Delta \bar{V} = \bar{V}_1 - \bar{V}_2. \text{ Avec :}$$

$\bar{V}_1$: Tension d'entrée.

$\bar{V}_2$: Tension d'arrivée.

Dans le cas le plus fréquent, lorsque le déphasage de V_2 par rapport à V_1 est modéré, on peut remplacer V_1 par sa projection sur l'axe portant V_2 (figure II-6) . On aura alors la chute de tension comme suit :

$$\Delta \bar{V} = |\bar{V}_1| - |\bar{V}_2| = R'I \cos \varphi_2 + L'\omega I \sin \varphi_2 \quad (\text{IV-15})$$

II-1-1-3-3-Chute de tension en phase et en quadrature :

Soit une ligne à capacité et conductance latérales négligeables de résistance R et d'inductance L , la tension à l'arrivée de la ligne est V_2 et au départ V_1 (figure : II-7).

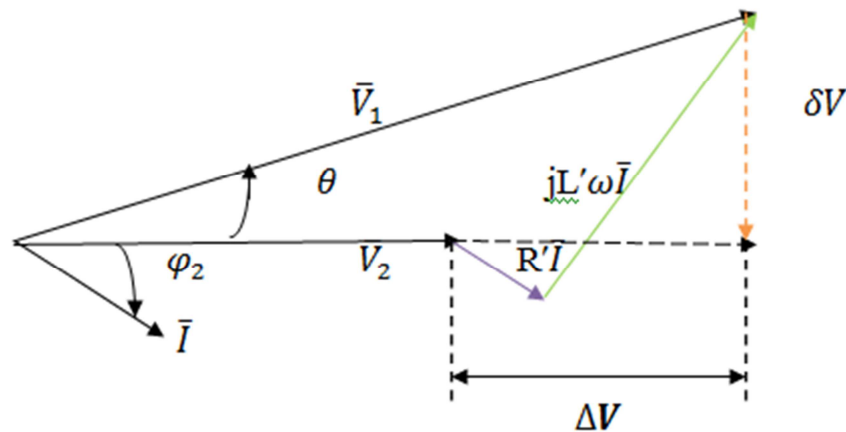


Figure IV-7 : Chute de tension en phase et en quadrature.

δv : Chute de tension en quadrature.

ΔV : Chute de tension en phase.

Nous avons :

$\Delta \bar{V} = \bar{V}_1 - \bar{V}_2$: Composante de la chute de tension en phase avec $\bar{V}_2$.

$$\Delta \bar{V} = R'I \cos \varphi_2 + X'I \sin \varphi_2. \quad (\text{IV-16})$$

$\delta \bar{V} = X' I \cos \varphi_2 - R' I \sin \varphi_2$: Composante de la chute de tension en quadrature avec $\bar{V}_2$.

$$\text{tg} \theta = \frac{\delta V}{V_2 + \Delta V} = \frac{X' I \cos \varphi_2 - R' I \sin \varphi_2}{R' I \cos \varphi_2 + X' I \sin \varphi_2} \quad (\text{IV-17})$$

II-1-2- Cas des câbles souterrains :

Pour les lignes à câbles souterrain, le caractère capacitif est assez important, ce qui est à l'origine d'un courant capacitif qui influe sur la valeur de chute de tension.

r : Résistance linéique [Ω/km].

χ : Réactance linéique [Ω/km].

C : Capacité linéique [F/km].

$\bar{V}_d$: Tension simple à l'entrée de la ligne.

$\bar{V}_a$: Tension simple aux bornes de la charge.

$\bar{V}_c$: Tension simple aux bornes de la capacité.

On aura :

$$18) \quad \left\{ \begin{array}{l} \bar{V}_c = \bar{V}_a + \square \cdot \left(\frac{r}{2} + j \frac{\chi}{2} \right) \cdot \bar{I}_a \\ \bar{V}_d = \bar{V}_c + \square \cdot \left(\frac{r}{2} + j \frac{\chi}{2} \right) \cdot \bar{I}_d \\ \bar{I}_d = \bar{I}_c + \bar{I}_a \end{array} \right. \quad (\text{IV-})$$

Qu'on peut mettre sous :

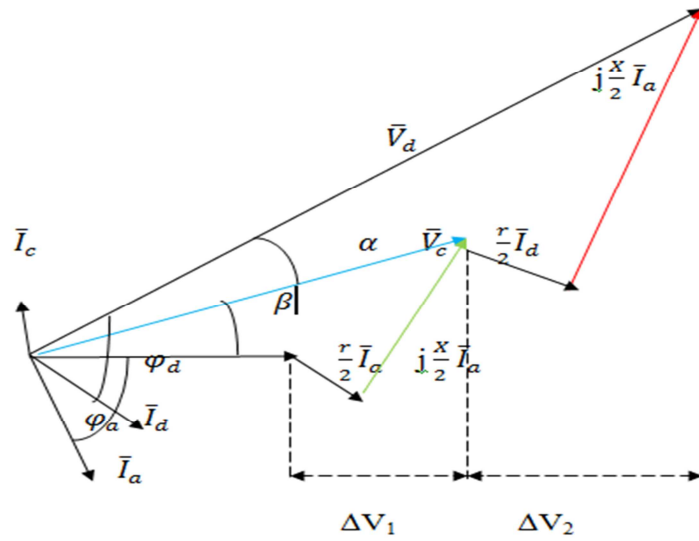


Figure IV-8 : Diagramme de la ligne en T.

De la figure II-8 on tire les équations suivantes :

$$\left\{ \begin{array}{l} \bar{V}_c^{<\beta} = \bar{V}_a^{<0} + \square \cdot \left(\frac{r}{2} + j \frac{x}{2} \right) \cdot \bar{I}_a^{<\varphi_a} \\ \bar{V}_d^{<\alpha+\beta} = \bar{V}_c^{<\beta} + \square \cdot \left(\frac{r}{2} + j \frac{x}{2} \right) \bar{I}_d^{<\varphi_d-(\alpha+\beta)} \\ \bar{I}_d^{<\varphi_d-(\alpha+\beta)} = \bar{I}_c^{<\frac{\pi}{2}+\beta} + \bar{I}_a^{<\varphi_a} \end{array} \right. \quad (\text{IV-19})$$

Avec : $\bar{I}_c = j \cdot \square \cdot c \cdot \omega \cdot \bar{V}_c$

NB : φ_a et φ_a sont des angles négatifs.

On tire les équations suivantes :

$$\left\{ \begin{array}{l} \bar{V}_c = \bar{V}_a + \square \cdot \left(\frac{r}{2} + j \frac{x}{2} \right) \cdot (I_a \cos \varphi_a + j I_a \sin \varphi_a) \\ \bar{V}_c = \left(V_a + \square \cdot \frac{r}{2} I_a \cos \varphi_a - \square \cdot \frac{x}{2} \cdot \sin \varphi_a \right) + j \left(\square \cdot \frac{x}{2} \cdot I_a \cdot \cos \varphi_a + \square \cdot \frac{r}{2} \cdot I_a \sin \varphi_a \right) \end{array} \right. \quad (\text{IV-20})$$

Le module de $\bar{V}_c$ sera alors :

$$|\bar{V}_c| = \sqrt{\left(V_a + \square \cdot \frac{r}{2} I_a \cos \varphi_a - \square \cdot \frac{x}{2} I_a \sin \varphi_a\right)^2 + \left(\square \cdot \frac{x}{2} I_a \cos \varphi_a + \square \cdot \frac{r}{2} I_a \sin \varphi_a\right)^2}$$

(IV-21)

L'argument de $\bar{V}_c$ est donné par :

$$\beta = \arctg \frac{\square \cdot \frac{x}{2} I_a \cos \varphi_a + \square \cdot \frac{r}{2} I_a \sin \varphi_a}{V_a + \square \cdot \frac{r}{2} I_a \cos \varphi_a - \square \cdot \frac{x}{2} I_a \sin \varphi_a}$$

(IV-22)

La formule de $\bar{I}_d$ est :

$$\bar{I}_d^{<\varphi_d-(\beta+\alpha)} = \bar{I}_c^{<\pi/2} + \bar{I}_a^{<\varphi_a}.$$

(IV-23)

En négligeant l'angle α , on obtient :

$$\begin{aligned} \bar{I}_d^{\varphi_d-\beta} &= \bar{I}_c^{<\pi/2} + \bar{I}_a^{<\varphi_a} \\ &= j \cdot \square \cdot c \cdot \omega \cdot \bar{V}_c^{<\beta} + \bar{I}_a^{<\varphi_a} \\ &= j \cdot \square \cdot c \cdot \omega \cdot [V_c \cos \beta + j V_c \sin \beta] + I_a \cos \varphi_a + j I_a \sin \varphi_a \\ &= (I_a \cos \varphi_a - \square \cdot C \cdot \omega \sin \beta) + j(I_a \sin \varphi_a + \square \cdot c \cdot \omega V_c \cos \beta). \end{aligned}$$

(IV-24)

Son module sera donné par :

$$|\bar{I}_d| = \sqrt{(I_a \cos \varphi_a - \square \cdot C \cdot \omega V_c \sin \beta)^2 + (I_a \sin \varphi_a + \square \cdot c \cdot \omega V_c \cos \beta)^2}$$

(IV-25)

Son argument φ_d sera donné par :

$$\varphi_d = \square \cdot \arctg \frac{I_a \sin \varphi_a + \square \cdot C \cdot \omega V_c \cos \beta}{I_a \cos \varphi_a - \square \cdot C \cdot \omega V_c \sin \beta}.$$

(IV-26)

La chute de tension en monophasé est donnée par :

$$\Delta V = \Delta V_1 + \Delta V_2$$

(IV-27)

Avec :

{

$$\Delta V_1 = \square \cdot \frac{r}{2} \cdot I_a \cdot \cos \varphi_a + \square \cdot \frac{x}{2} \cdot I_a \cdot \sin \varphi_a.$$

$$\Delta V_2 = \square \cdot \frac{r}{2} \cdot I_d \cdot \cos \varphi_d + \square \cdot I_d \cdot \frac{x}{2} \cdot \sin \varphi_d. \quad (\text{IV-28})$$

Donc :

$$\Delta V = \square \cdot I_a \left(\frac{r}{2} \cos \varphi_a + \frac{x}{2} \sin \varphi_a \right) + \square \cdot I_d \left(\frac{r}{2} \cos \varphi_d + \frac{x}{2} \sin \varphi_d \right) \quad (\text{IV-29})$$

En triphasé la chute de tension relative est

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{\sqrt{3} \cdot \square \cdot 100 \cdot \left[(I_a \cos \varphi_a + I_d \cos \varphi_d) \cdot \frac{r}{2} + (I_a \sin \varphi_a + I_d \cdot \frac{x}{2} \sin \varphi_d) \cdot \frac{x}{2} \right]}{U} \quad (\text{IV-29})$$

II-2-Méthode de séparation des puissances active et réactive :

Même si la formulation de la méthode générale est simple, l'utilisation des nombres complexes conduit à des calculs difficiles. C'est pourquoi on lui préfère en pratique une méthode approchée qui est celle de séparation des puissances actives et réactives. Celle-ci est surtout utile dans le cas des lignes dont la longueur dépasse quelques dizaines de kilomètres sans atteindre 600km.

La ligne étudiée est représentée par son schéma en π : (figure-IV-9)

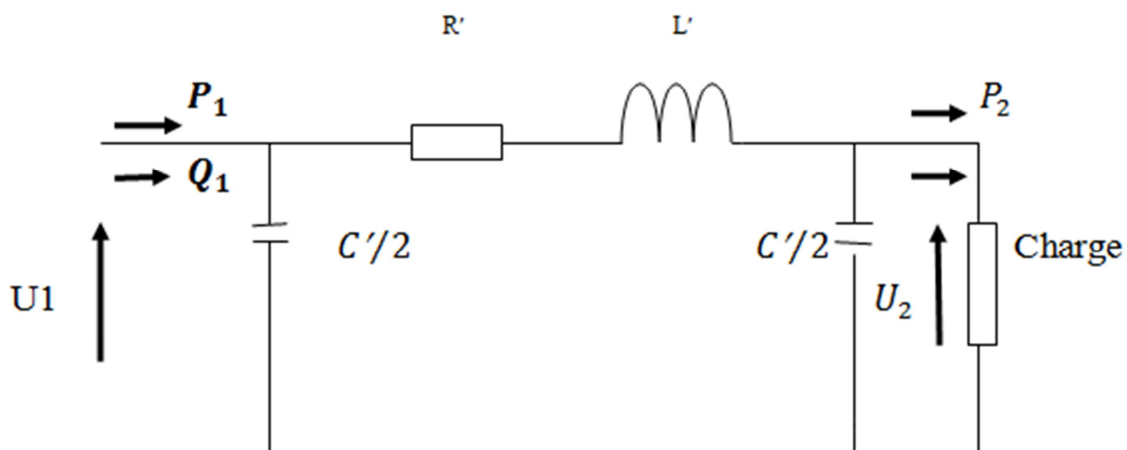


Figure IV.9 Schéma en π d'une ligne courte ou moyenne**II-2-1-Méthode de calcul par approximation successive :**

Soit P_2 et Q_2 les puissances active et réactives à l'extrémité réceptrice (2). Si U_2 est la tension composée de la ligne en (2) et φ_2 le déphasage entre la tension U_2 et le courant I_2 , on aura :

$$\begin{cases} P_2 = \sqrt{3} \cdot I_2 \cdot U_2 \cdot \cos \varphi_2. \\ Q_2 = \sqrt{3} \cdot I_2 \cdot U_2 \cdot \sin \varphi_2. \end{cases} \quad (\text{IV-30})$$

La puissance apparente à l'extrémité (2) est :

$$S_2 = \sqrt{P_2^2 + Q_2^2} = \sqrt{3} \cdot I_2 \cdot U_2. \quad (\text{IV-31})$$

Les puissances à l'extrémité émettrice (1) alors :

$$\begin{cases} P_1 = P_2 + p \\ Q_1 = Q_2 - q_2' - q_1' + q \end{cases} \quad (\text{IV-32})$$

Avec :

$$\begin{cases} P = R' \left[P_2^2 + (Q_2 - q_2')^2 \right] \frac{1}{U_2^2} & \text{Pertes active} \\ q_2' = \frac{C'\omega}{2} \cdot U_2^2 \\ q_1' = \frac{C'\omega}{2} \cdot U_1^2 & \text{Pertes réactives dans les capacités} \\ q = L'\omega \left[\frac{P_2^2 + (Q_2 - q_2')^2}{U_2^2} \right] & \text{Pertes réactives dans l'inductance} \end{cases}$$

Comme la tension U_1 est inconnue, on remplace U_1 par U_2 dans l'expression de q_1' et on calcule P_1 , Q_1 puis S_1 .

$$\text{Sachant que, } S_1/S_2 \cong U_1/U_2. \text{ On tire } U_1 = U_2 \cdot S_1/S_2 \quad (\text{IV-33})$$

On peut remplacer la valeur de U_1 dans les expressions de q'_1 , et Q_1 puis S_1 .

Remarque :

La formule (II – 33) n'est valable en toute rigueur que si les modules de I_1 et I_2 des courants aux extrémités sont égaux, c'est-à-dire que la capacité est faible dans les lignes et la conductance linéique est nulle.

Dans le cas contraire (câbles souterrains et ligne dépassant 200 à 300 km). On est amené à écrire :

$$\frac{U_1}{U_2} = \frac{S_1}{S_2} \cdot \frac{I_2}{I_1} \quad (\text{IV-34})$$

Le courant est obtenu par la relation suivante :

$$\bar{I}_1 = \bar{I}_2 + j \cdot C' \cdot \omega \cdot \bar{V}_2. \quad (\text{IV-35})$$

II-2-2-Formules directes :

Dans le cas des lignes dépassant 100 Km, la formule précédente nécessite un calcul supplémentaire, on peut alors utiliser la méthode suivante, celle-ci est valable également pour les lignes courtes.

Nous avons déjà établi que :

$$\bar{V}_2 = \bar{V}_1 \left[1 - \frac{L' \cdot C' \cdot \omega^2}{2} + j \frac{R' \cdot C' \cdot \omega}{2} \right] - \bar{I}_1 \cdot (R' + j \cdot L' \cdot \omega). \quad (\text{IV-36})$$

Avec :

$$\bar{I}_1 = I_1 \cdot \cos \varphi_1 + j \cdot I_1 \cdot \sin \varphi_1. \quad (\text{IV-37})$$

En module, on aura :

$$V_2^2 = \left[V_1 - V_1 \frac{L' \cdot C' \cdot \omega^2}{2} - R' I_1 \cos \varphi_1 - L' \omega I_1 \sin \varphi_1 \right]^2 + \left[\frac{R' \cdot C' \cdot \omega}{2} V_1 - L' \omega I_1 \cos \varphi_1 + R' I_1 \sin \varphi_1 \right]^2 \quad (\text{IV-38})$$

En posant :

$$P_1 = 3 \cdot V_1 \cdot I_1 \cdot \cos \varphi_1$$

Puissance active triphasé l'entrée

$$Q_1 = 3 \cdot V_1 \cdot I_1 \cdot \sin \varphi_1$$

Puissance réactive triphasé l'entrée.

$$P=3.R'.I^2$$

Pertes actives triphasées.

$$q=3.L'.\omega.I_1^2$$

Pertes réactives triphasée.

$$q'_1 3.\frac{c'\omega}{2}V_1^2$$

Production réactives triphasée.

On obtient :

$$U_1 = \sqrt{U_2^2 - R'(2P_2 + p_2) + L'\omega(2Q_2 - 2q'_2 + q_2) - c'\omega(R'^2 + L'^2 + w^2)(Q_2 - \frac{q'^2}{2})} \quad (IV-39)$$

Et :

$$U_2 = \sqrt{U_1^2 - R'(2P_1 - p) - L'\omega(2Q_1 + 2q'_1 - q_1) + C'\omega(R'^2 + L'^2\omega^2)(Q_1 + \frac{q'^2_1}{2})} \quad (IV-40)$$

Remarque :

On peut négliger $C'\omega$ pour des longueurs ne dépassant pas une centaine de kilomètres.

II-2-3-Méthode simplifiée :

La méthode précédente est rigoureuse dans la modélisation adoptée pour la ligne, mais elle est complexe ; lorsque l'on recherche qu'une valeur approchée de la chute de tension en ligne, on lui préfère alors la formulation plus simple suivante :

Soit U une valeur moyenne approchée de la tension en ligne (par exemple, la tension connue à une extrémité).

Les puissances actives à l'extrémité (1) s'écrivent :

$$\begin{cases} Q_1 = Q_2 L' \omega \left[\frac{P_2^2 + Q_2^2}{U^2} \right] + C' \omega U^2. \\ P_1 = P_2 - R' \left[\frac{P_1^2 + Q_2^2}{U^2} \right] \cong P_2 \end{cases} \quad (IV-41)$$

Cette dernière approximation étant valable pour les lignes hautes tension ou les pertes actives sont relativement faibles.

Inversement on peut écrire :

$$\begin{cases} Q_2 = Q_1 - L' \omega \left[\frac{P_1^2 + Q_1^2}{U^2} \right] + C' \omega U^2 \\ P_2 = P_1 - R' \left[\frac{P_1^2 + Q_1^2}{U^2} \right] \cong P_1 \end{cases} \quad (\text{IV-42})$$

On calcule ensuite :

$$\begin{cases} Q_m = \frac{Q_1 + Q_2}{2} \\ P_m = \frac{P_1 + P_2}{2} \end{cases} \quad (\text{IV-43})$$

Avec :

P_m et Q_m : valeurs moyennes respectivement des puissances active et réactive le long de la ligne, d'où la relation de la chute de tension relative :

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{R' \cdot P_m + L' \omega \cdot Q_m}{U^2}. \quad (\text{IV-44})$$

II-3- Méthode des moments électriques :

II-3-1- Chute de tension absolue : [13]

La chute de tension à l'extrémité d'une ligne triphasée de longueur l s'exprime par la relation :

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot \int_0^L Z \cdot i(l) \cdot dl \quad (\text{IV-45})$$

$$Z_i = r \cdot \cos \varphi + j \cdot X \cdot \sin \varphi \quad (\text{IV-46})$$

$i(l)$: le courant qui varie le long de la ligne.

On peut exprimer la valeur de la chute de tension à l'extrémité d'une ligne en fonction du courant I_0 en tête de départ dans le cas les plus intéressants de la distribution de charge, par la relation suivant :

$$\Delta U = K_u \cdot Z \cdot L \cdot I_0 \quad (\text{IV-47})$$

Avec :

$$K_u = \begin{cases} 1 & : \text{ pour la charge concentrée à l'extrémité de la ligne ;} \\ 1/2 & : \text{ Pour la charge uniformément distribuée ;} \end{cases}$$

$1/3$: Pour la distribution triangulaire de charge.

$$Z = r \cos \varphi + x \sin \varphi \quad (\text{IV-48})$$

L = Longueur de la ligne

I_0 = courant en tête de départ.

II-3-2- Chute de tension relative :

La chute de tension relative s'exprime en (%) de la tension nominale, on obtient donc l'expression (1) :

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\Delta U}{U} = \frac{100 \cdot \sqrt{3} \cdot K_\mu \cdot Z \cdot l \cdot I_0}{U} \cdot U \cdot (r \cos \varphi + x \sin \varphi) \\ \frac{\Delta U}{U} = 100 K_\mu \left(\frac{r \cdot P + x \cdot Q}{U^2} \right) \cdot l \end{array} \right. \quad (\text{IV-49})$$

Ou :

$$P = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos \varphi$$

$$Q = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \sin \varphi$$

Finalement, on aura :

$$\frac{\Delta U}{U} = 100 K_\mu \cdot P \cdot L \cdot \frac{r + x \cdot \tan \varphi}{U^2} \quad (\text{IV-50})$$

Le produit $M = P \cdot L$ est appelé moment électrique de la charge P . il s'exprime en MW. Km en moyenne tension et en KW. Km pour la basse tension.

Le moment électrique d'une ligne donnant une chute de tension de (1%), est noté M_1 , elle a pour expression :

$$M_1 = \frac{1}{100 K_\mu} \cdot \frac{U^2}{(r + x \tan \varphi)} \quad [MW.Km], \text{ en moyenne tension.}$$

$$M_1 = \frac{1}{10^5 K_\mu} \cdot \frac{U^2}{(r + x \tan \varphi)} \quad [KW.Km], \text{ en basse tension.}$$

La chute de tension relative d'une charge de moment M alimentée
Par une ligne électrique de moment M_1 est tel que :

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{M}{M_1} \quad (\text{IV-51})$$

Pour une chute de tension maximale de $(\Delta U/U = X\%)$, le moment électrique maximum M_x , de la ligne considérée est que :

$$M_x = X \cdot M_1 \quad (\text{IV-52})$$

On peut chercher M_x pour les valeurs de X dans le tableau 1 et 2 ci-dessous :

Moment électriques M1 des conducteurs nus : [13]

NATURE	SECTION mm ²	M1 (KW*KM)			
		kV	5.5	10.0	30.0
CUIVRE	17.8	0.26		0.58	7.62
	27.6	0.36		1.21	10.86
	38.2	0.47		1.55	13.91
	48.3	0.55		1.82	16.42
	74.9	0.73		2.41	21.69
	116.2	0.91		3.02	27.19
ALMELEC	34.4	0.27		0.88	7.94
	54.6	0.39		1.29	11.57
	75.5	0.49		1.63	14.68
	93.3	0.57		1.89	17.01
	143.1	0.76		2.51	22.56
	28.0	0.94		3.12	28.04
	188.0	0.04		3.45	31.03
ALU-ACIER	75.5	0.39		1.28	11.54
	116.2	0.63		2.08	18.71
	147.1	0.72		2.39	21.53

	228.0	0.91	3.01	27.11
	288.0	0.01	3.34	30.10

Fig.IV-10. Tableau qui représente le moment électrique M_1 des conducteurs nus

Caractéristiques électriques M_1 des conducteurs isolés : [13]

NATURE	SECTION mm ²	M1 (KW*KM)			
		kV	5.5	10.0	30.0
CUIVER	30.0	0.40		1.33	11.98
	50.0	0.64		2.11	18.99
	70.0	0.86		2.83	25.50
	95.0	1.13		3.75	33.71
	120.0	1.34		4.42	39.82
	146.0	1.58		5.25	47.12
	185.0	1.88		6.21	55.90
ALUMINIUM	25.0	0.22		0.72	6.45
	35.0	0.30		0.98	8.80
	50.0	0.39		1.30	11.72
	70.0	0.55		1.83	16.45
	95.0	0.74		2.44	22.00
	120.0	0.91		2.99	26.95
	150.0	1.08		3.56	32.03
	185.0	1.29		4.27	433.46
	240.0	1.59		5.26	47.37

Fig.IV-11. Tableau qui représente les caractéristiques électriques M_1 des conducteurs isolés

Ces tableaux sont fait pour une charge concentrée à l'extrémité ($K\mu=1$) la résistance r varie avec la température de fonctionnement T de la ligne.

$T=20^{\circ}\text{C}$: pour les lignes aériennes en conducteur nus.

$T=50^{\circ}\text{C}$: pour les câbles souterrains et es lignes en conducteurs isolés

II-4-Calcul des constantes linéiques :

Le calcul des chutes de tension dans les lignes aériennes ou souterraines s'effectue à l'aide des constantes linéiques que l'on calcule comme suite :

II-4-1-Cas de câbles souterrains :

II-4-1-1-Résistance linéique :

Elle est donnée par : $r = \frac{\rho\theta_f}{s} [\Omega/\text{km}]$.

Avec : $\rho\theta_f$: $[\Omega.m]$; S : $[\text{mm}^2]$.

$$\rho\theta_f = \rho_{20^{\circ}\text{C}} \cdot \left[1 + \frac{1}{273} (\theta_f - 20^{\circ}\text{C}) \right] [\Omega/\text{km}] \quad (\text{IV-53})$$

$\rho\theta_f = 19.13\Omega.m$: Résistivité du cuivre à température de fonctionnent.

$\theta_{cf} = 50^{\circ}\text{C}$: Température de fonctionnement.

$\rho_{20^{\circ}\text{C}} = 17.24\Omega.m$: Résistivité du cuivre à température ambiante.

Pour les câbles souterrains, nous avons utilisée deux sections

- Pour une section de 70mm^2 : $r = 0.27[\Omega/\text{km}]$.
- Pour une section de 17.8mm^2 : $r = 1.15[\Omega/\text{km}]$.

II-4-1-2-Capacité linéique :

La capacité linéique est donnée par :

$$C = \frac{2\pi\epsilon_0\epsilon_r}{\ln \frac{y}{k.r_1}} [\text{F}/\text{km}]. \quad (\text{IV-54})$$

ε_0 : Permittivité relative du vide.

ε_0 : Permittivité de l'isolant.

$\varepsilon_0 = 3.6$: Pour de l'âme conductrice

r_1 : Rayon de l'âme conductrice

$$\varepsilon_0 = \frac{1}{36\pi} 10^{-9} \quad [F/km] \quad (IV-55)$$

Tel que :

$$k = \sqrt{\frac{27d^6 - 64y^6}{(3d^2 - 4y^2)^3}} \quad (IV-56)$$

Avec :

y : distance entre conducteurs.

d : distance de la gaine.

$$r_1 = 8.5 \text{ mm.}$$

$$y = 24.4 \text{ mm.}$$

$$d = 52.574 \text{ mm}$$

$$k = 1.61$$

$$c = 0.35 \cdot 10^{-6} \quad F/km$$

II-4-1-3-Réactance linéique :

Pour les câbles souterrains, la valeur de la réactance linéique : $x = 0.1 [\Omega/km]$.

II-4-2-Cas des lignes aériennes :

II-4-2-1-Résistance linéique :

Résistance linéique est donnée par :

$$r = \frac{\rho_{\theta f}}{s} \quad [\Omega/km]. \quad (IV-57)$$

Avec : $\rho_{20^\circ c} = 33.25 \Omega.m$: résistance de l'aluméc à la température de $20^\circ c$.

Pour l'Aluméc de section 93.3 mm^2 ; $r = 33.2/93.3 = 0.35 [\Omega/km]$.

Pour l'Almélec de section 34.4mm^2 ; $r=33.2/34/4=0.96[\Omega/\text{km}]$

Pour l'Almélec de section 54.4mm^2 ; $r=33.2/54.4=0.61[\Omega/\text{km}]$.

II-4-2-2-Capacité linéique :

$$C = \frac{10^{-6}}{18 \cdot \ln \frac{2d}{D}} \quad [\text{F}/\text{km}] \quad (\text{IV-58})$$

Avec :

d : distance entre les conducteurs ($d=1\text{m}$).
diamètre du matériau utilisé.

D :

Pour l'Almélec de section 93.3mm^2 ; $D=10.9\text{mm}$, $c=10.66 \cdot 10^{-9}[\text{F}/\text{km}]$

Pour l'Almélec de section 54.4mm^2 ; $D=8.32\text{mm}$, $c=10.13 \cdot 10^{-9}[\text{F}/\text{km}]$.

Pour l'Almélec de section 54.4mm^2 ; $D=6.62\text{mm}$, $c=9.73 \cdot 10^{-9}[\text{F}/\text{km}]$.

II-4-2-3-Réactance linéique :

Pour les lignes aériennes, la valeur de la réactance linéique est de $x=0.35[\Omega/\text{km}]$

II.5.Calcul des puissances :

La charge est uniformément répartie le long chaque départ.

$$P = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_a \cdot \cos \varphi. \quad \text{Puissance du poste.} \quad (\text{IV-59})$$

U = Courant de la charge.

$\cos \varphi = 0.86$: Facteur de puissance.

Le calcul de la puissance foisonnée P_f fait intervenir les coefficients de foisonnement K_{sc} relatifs au nombre de circuits. Ils sont donnés dans le tableau suivant en fonction du nombre de circuits : [13]

N_c	1	2à3	4à5	6à9	>10
K_{sc}	1	0.9	0.8	0.7	0.6

Fig.IV-12. Tableau qui représente les coefficients de foisonnement en fonction de nombre de circuit

N_c : Nombre de circuit.

Pf : Puissance foisonnée ($Pf = \rho \cdot K_{sc}$).

P : Puissance installée (poste DP) ou puissance mise à disposition (poste de livraison).

K_{sc} : Coefficient de foisonnement qui dépend du nombre de circuits.

Chapitre V :

Application

I. Introduction :

Notre étude consiste, au calcul des courants de courts-circuits monophasés et triphasés, dans un réseau (figure 1).

Cette analyse va nous permettre de mieux comprendre le comportement du réseau lors d'un court-circuit.

Elle doit aussi englober les deux points essentiels :

- Calcul des courants de courts-circuits en certains points du réseau.
- Comparaison entre les courants de courts-circuits avec les différents régimes du neutre.

II. Description de réseau à étudier :

La centrale de Cap-Djinet se décompose de quatre tranches identiques et chaque tranche contienne :

- Une génératrice : excitatrice pilote triphasé est un alternateur à 16poles interne.
- Un transformateur principal : est un transformateur élévateur (de 15,5 KV à 220 KV) triphasé à bain d'huile avec ajusteur de tension intégré cote 220 KV.
- Un transformateur de soutirage : qui abaisse la tension de 15,5KV à 6,3 KV, et qui alimente les charges suivantes :
 - Ventilateur de recyclage.
 - Ventilateur de soufflage.
 - Pompe d'extraction.
 - Pompe alimentaire.
 - Pompe de circulation d'eau de mer.
- Un transformateur à sec qui abaisse la tension de 6,3 kV à 380V.

Ces charges (transformateur MT/BT, ventilateurs et pompes) sont connectes a un jeu de barre, à travers des lignes parallèles (Fig.1).

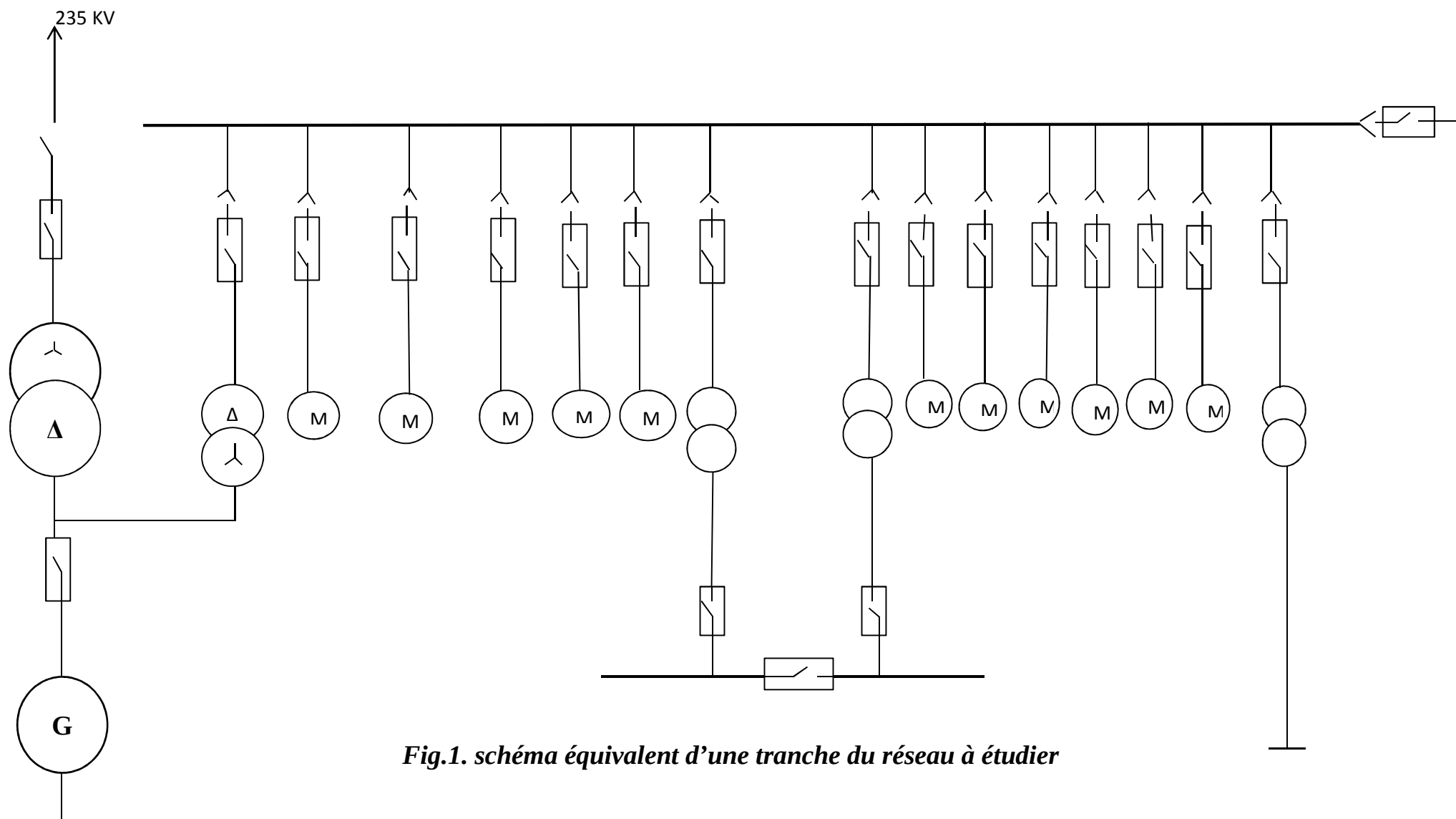


Fig.1. schéma équivalent d'une tranche du réseau à étudier

III.1.Caracteristiques des éléments du réseau :**III.1.1.Génératrice :**

	Génératrice
S_n	220 MVA
V_n	15.5 KV
I_n	8195 A
$\cos\alpha$	0.8
X_d''	0.338
X_d	3.356
X_0	0.170
X_z	0.411

III.1.2.Transformateur :

	Transformateur principale	Transformateur de soutirage	Transformateur a sec
S_n	220 MVA	20 MVA	1250 KVA
V_n	235 KV	6.5KV	6.3KV
ΔP_{cc}	668.8 KW	60.8KW	3.8KW
ΔP_0	211.2 MW	19.2MW	1.2 MW
$U_{CC} \%$	9%	6.18%	6.5%
I_0	540 A	114.5	114.5

III.1.3.Lignes :

	Ligne 1	Ligne 2	Ligne 3	Ligne 4	Ligne 5	Ligne 6	Ligne 7
L	34 m	70 m	68 m	70 m	78 m	73 m	34 m
D_m	7 m	7 m	7 m	7 m	7 m	7 m	7 m
d_o	21.5 mm	21.5 mm	21.5 mm	21.5 mm	21.5 mm	21.5 mm	21.5 mm
r_o	0.13 Ω/KM	0.13 Ω/KM	0.13 Ω/KM	0.13 Ω/KM	0.13 Ω/KM	0.13 Ω/KM	0.13 Ω/KM

III.1.3. Le réseau électrique :

$$S_{cc} = 5000 \text{ MVA}$$

$$*E_r = 1$$

$$*X_r = 0.2$$

III.1.4. Charges :

Charge	$\overline{P_{ch}}$	$\cos \varphi$	$\overline{S_{ch}}$
Ventilateur de recyclage	280 KW	0,8	350 KVA
Pompe d'extraction	300 KW	0,8	375 KVA
Pompe alimentaire	3000 KW	0,82	3658 KVA
Ventilateur de soufflage	1200KW	0,82	1463 KVA
Pompe de circulation d'eau de mer	700 KW	0,78	897 KVA

III.1.5. Jeu de barre :

Sur le quel sont connectées les lignes et il est caractérisé par C_{jb} et G_{jb} .

$$C_{jb} = 0.1 \div 0.15 \text{ UF}$$

$$G_{jb} = 3.10^{-6} \Omega^{-1}$$

VI. Méthode de calcul :

VI.1.Calcul des courants de courts-circuits triphasés :

VI.1.1.Choix des valeurs de base :

On considère le court-circuit au début de la ligne l_1 (point K_1), sur ce point, on a $U_n = 220\text{KV}$, alors :

$$S_b = 1000 \text{ MVA} \quad , \quad U_b = 220 \text{ KV} \quad , \quad I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3}U_b} = \frac{1000}{\sqrt{3}220} = 2,624 \text{ KA}$$

VI.1.2. Les différentes réactances des éléments de réseau considéré en valeurs réduites:

VI.1.2.1. Pour les transformateurs :

- $*X_{T1} = \frac{U_{cc}S_b}{100S_n} = \frac{9 \cdot 1000}{100 \cdot 220} = 0,409 \text{ pu} \quad \Rightarrow \quad *X_{T1} = 0,409 \text{ pu}$
- $*X_{T2} = \frac{U_{cc}S_b}{100S_n} = \frac{6,18 \cdot 1000}{100 \cdot 20} = 3,09 \text{ pu} \quad \Rightarrow \quad *X_{T2} = 3,09 \text{ pu}$
- $*X_{T3} = \frac{U_{cc}S_b}{100S_n} = \frac{6,5 \cdot 1000}{100 \cdot 20} = 3,25 \text{ pu} \quad \Rightarrow \quad *X_{T3} = 3,25 \text{ pu}$

U_{CC} : La tension de court-circuit en % des transformateurs

S_b : La valeur de base de la puissance apparente

S_n : La puissance apparente nominale des transformateurs

VI.1.2.2. Pour la génératrice :

$$*X_G = X_d'' \frac{S_b}{S_n} = \frac{1000}{220} 0,338 = 1,536 \text{ pu} \quad \Rightarrow \quad *X_G = 1,536 \text{ pu}$$

X_d'' : La réactance subtransitoire des générateurs

VI.1.2.3. Pour les lignes :

$$*X_{l1} = X_0 l_1 \frac{S_b}{U_b^2} = 0,08 \cdot 34 \cdot \frac{1000}{220^2} = 0,056 \text{ pu} \quad \Rightarrow *X_{l1} = 0,056 \text{ pu}$$

$$*X_{l2} = X_0 l_2 \frac{S_b}{U_b^2} = 0,08 \cdot 70 \cdot \frac{1000}{220^2} = 0,116 \text{ pu} \quad \Rightarrow *X_{l2} = 0,116 \text{ pu}$$

$$*X_{l3} = X_0 l_3 \frac{S_b}{U_b^2} = 0,08 \cdot 68 \cdot \frac{1000}{220^2} = 0,112 \text{ pu} \quad \Rightarrow *X_{l3} = 0,112 \text{ pu}$$

$$*X_{l4} = X_0 l_4 \frac{S_b}{U_b^2} = 0,08 \cdot 70 \cdot \frac{1000}{220^2} = 0,116 \text{ pu} \quad \Rightarrow *X_{l4} = 0,116 \text{ pu}$$

$$*X_{l5} = X_0 l_5 \frac{S_b}{U_b^2} = 0,08 \cdot 78 \cdot \frac{1000}{220^2} = 0,129 \text{ pu} \quad \Rightarrow *X_{l5} = 0,129 \text{ pu}$$

$$*X_{l5} = X_0 l_6 \frac{S_b}{U_b^2} = 0,08 \cdot 73 \cdot \frac{1000}{220^2} = 0,120 \text{ pu} \quad \Rightarrow *X_{l6} = 0,120 \text{ pu}$$

$$*X_{l7} = X_0 l_7 \frac{S_b}{U_b^2} = 0,08 \cdot 34 \cdot \frac{1000}{220^2} = 0,056 \text{ pu} \quad \Rightarrow *X_{l7} = 0,056 \text{ pu}$$

X_0 : La réactance kilométrique de la ligne, on a :

Tension nominal des lignes	X_0 (Ω/Km)
6-10 KV	0,08
35 KV	0,12
110 KV	0,18

Puisque la tension nominale des lignes $U_n = 10 \text{ KV}$, donc on prend $X_0 = 0,08 \Omega/\text{Km}$

l : La longueur de la ligne.

U_b : La valeur de la tension de base.

VI.1.2.4. Pour le réseau électrique :

$$*X_r = \frac{S_b}{S_{ccr}} = \frac{1000}{5000} = 0,2 \text{ pu} \quad \Rightarrow *X_r = 0,2 \text{ pu}$$

S_{ccr} : La puissance apparente de court-circuit du réseau

VI.1.2.5. Pour les charges :

$$*X_{ch1} = X_{ch1} \frac{S_b}{S_n} = 0,35 \frac{1000}{350} = 1 \text{ pu}$$

$$*X_{ch2} = X_{ch2} \frac{S_b}{S_n} = 0,35 \frac{1000}{375} = 0,93 \text{ pu}$$

$$*X_{ch3} = X_{ch3} \frac{S_b}{S_n} = 0,35 \frac{1000}{3658} = 0,095 \text{ pu}$$

$$*X_{ch4} = X_{ch4} \frac{S_b}{S_n} = 0,35 \frac{1000}{1463} = 0,24 \text{ pu}$$

$$*X_{ch5} = X_{ch5} \frac{S_b}{S_n} = 0,35 \frac{1000}{897} = 0,40 \text{ pu}$$

Remarque :

Dans le calcul des courants de court-circuit, on tient compte des charges de grande puissance ce trouvant à proximité de point de court-circuit. On représente ces charges par ces paramètres : $*X_{ch} = 0,35 \text{ pu}$.

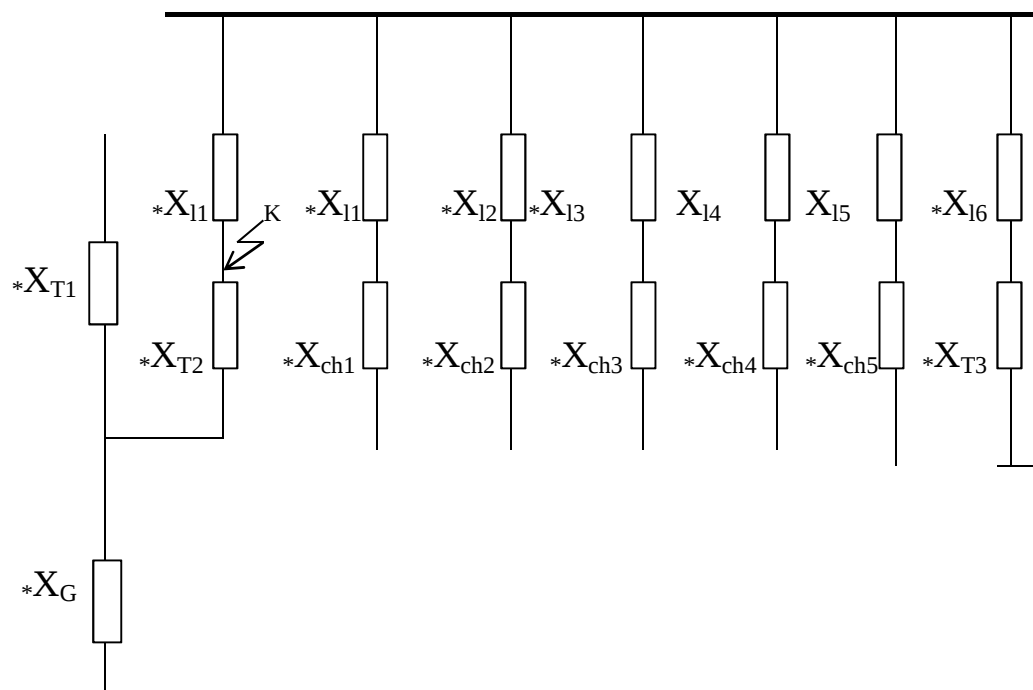
VI.1.2.6. Pour les F.E.M des alternateurs et les charges :

$*E_G = 1,13 \text{ pu}$, pour les turboalternateurs.

$*E_r = 1 \text{ pu}$, pour le réseau.

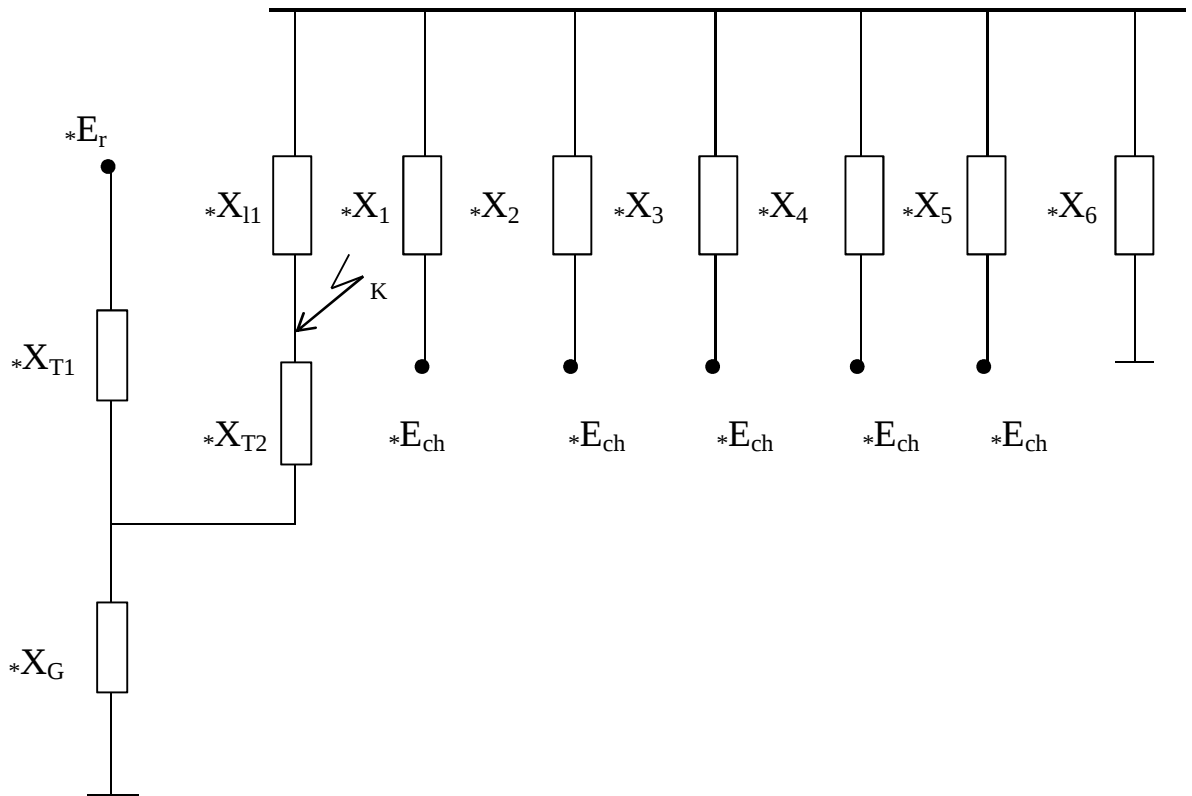
$*E_{ch} = 0,85 \text{ pu}$, charge près de court-circuit.

VI.1.3- Simplification du schéma équivalent :



-Figure 2-

Schéma équivalent du réseau avec le court-circuit triphasé sur le point K

VI.1.3.1- Simplification du schéma équivalent :**-Fig.3-**

$$*X_1 = *X_{l2} + *X_{ch1} = 0,116 + 1 = 1,116 \text{ pu}$$

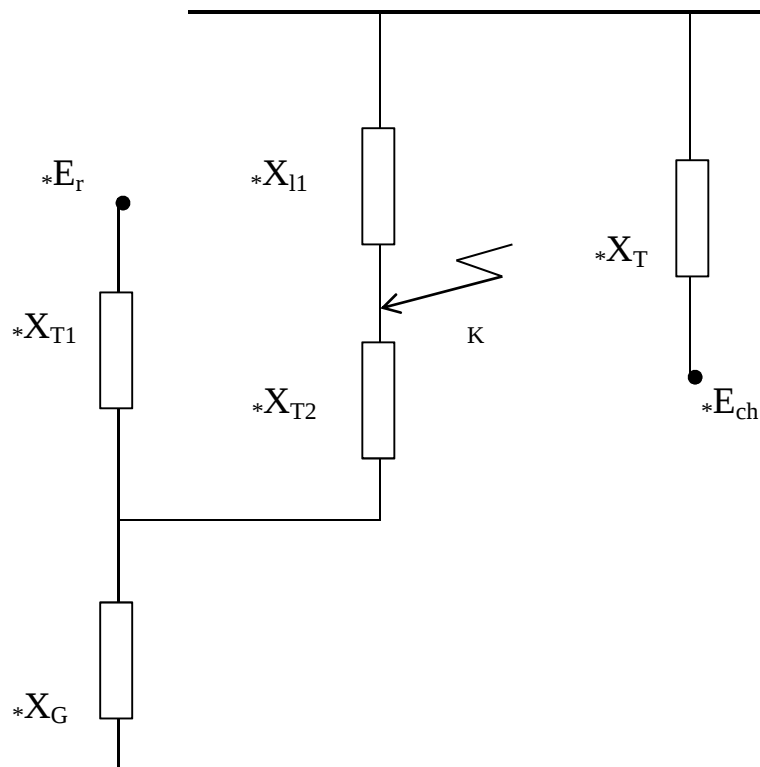
$$*X_2 = *X_{l3} + *X_{ch2} = 0,112 + 0,93 = 1,042 \text{ pu}$$

$$*X_3 = *X_{l4} + *X_{ch3} = 0,116 + 0,095 = 0,211 \text{ pu}$$

$$*X_4 = *X_{l5} + *X_{ch4} = 0,129 + 0,24 = 0,369 \text{ pu}$$

$$*X_5 = *X_{l6} + *X_{ch5} = 0,120 + 0,40 = 0,52 \text{ pu}$$

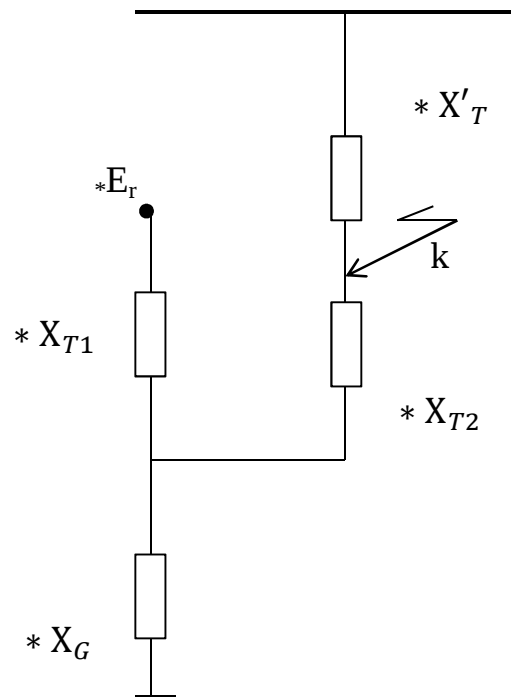
$$*X_6 = *X_{l7} + *X_{T3} = 0,056 + 3,25 = 3,306 \text{ pu}$$

**-Fig.4-**

$$\frac{1}{*X_T} = \frac{1}{*X_1} + \frac{1}{*X_2} + \frac{1}{*X_3} + \frac{1}{*X_4} + \frac{1}{*X_5} + \frac{1}{*X_6}$$

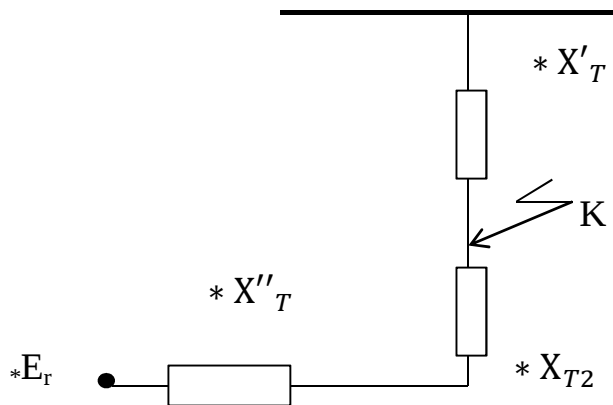
$$\frac{1}{*X_T} = \frac{1}{1.116} + \frac{1}{1.042} + \frac{1}{0.211} + \frac{1}{0.369} + \frac{1}{0.52} + \frac{1}{3.306}$$

$$*X_T = 0.086 \text{ pu}$$



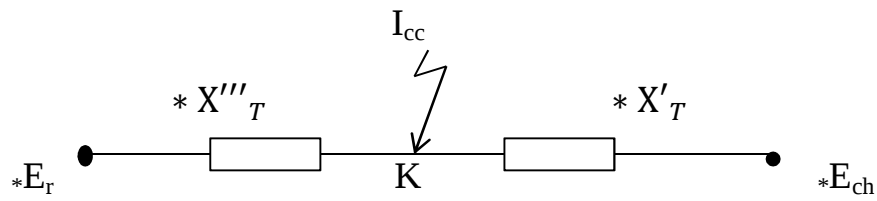
-Fig. 5-

$$*X'_T = \frac{*X_T * X_{l1}}{*X_T + *X_{l1}} = \frac{0,086 \cdot 0,056}{0,086 + 0,056} = 0,034 \text{ pu}$$



-Fig. 6 -

$$*X''_T = \frac{*X_G * X_{T1}}{*X_G + *X_{T1}} = \frac{1,536 \cdot 0,409}{1,536 + 0,409} = 0,323 \text{ pu}$$



-Fig. 7-

$$*X'''_T = *X''_T + *X_{T2} = 0,323 + 3,09 = 3,413 \text{ pu}$$

$$*E = \frac{\frac{*E_r}{*X'''_T} + \frac{*E_{ch}}{*X'_T}}{\frac{1}{*X'''_T} + \frac{1}{*X'_T}} = \frac{\frac{1,04}{3,413} + \frac{0,85}{0,034}}{\frac{1}{3,413} + \frac{1}{0,034}} = 0,852 \text{ pu}$$

$$*X = \frac{1}{\frac{1}{*X'''_T} + \frac{1}{*X'_T}} = \frac{1}{\frac{1}{3,413} + \frac{1}{0,034}} = 0,0336 \text{ pu}$$

$$\text{Donc : } I_{cc}^k = \frac{*E}{*X} \cdot I_b = \frac{0,852}{0,0336} \cdot 2,624 = 66,53 \text{ KA}$$

VI.1.4- Calcul de courant de court-circuit monophasé sur le point K :

VI.1.4.1. La composante directe :

Le schéma équivalent de la composante directe sur le point K est le même avec celui de court-circuit triphasé ce qui donne :

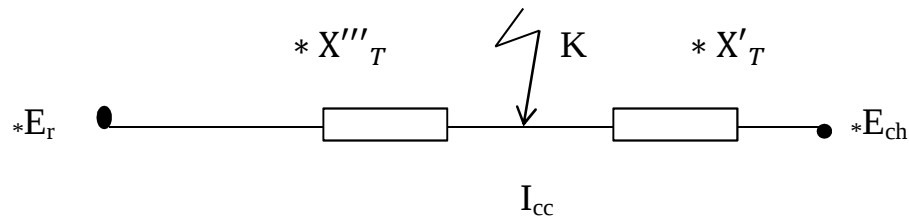


Fig.8 Schéma équivalent de la composante directe

$$*X_d = *X = 0,0336 \text{ pu}$$

$$*E_d = *E = 0,852 \text{ pu}$$

VI.1.4.2. La composante homopolaire :

VI.1.4.2.1. Schéma équivalent :

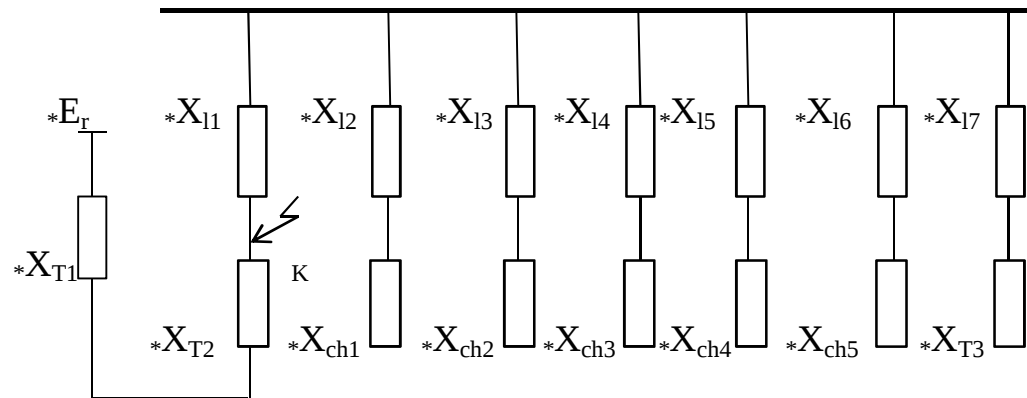
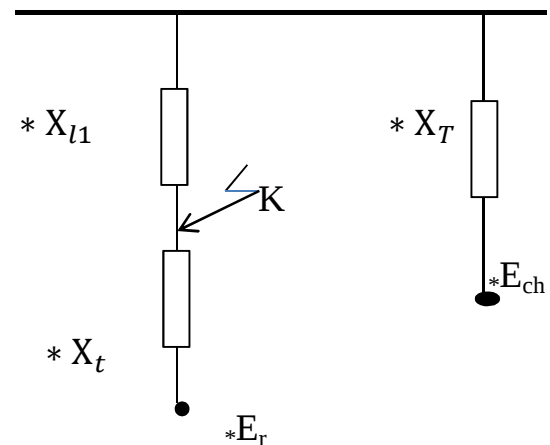


Fig.9 : Schéma équivalent de la composante homopolaire

VI.1.4.2.2. Simplification de schéma équivalent :

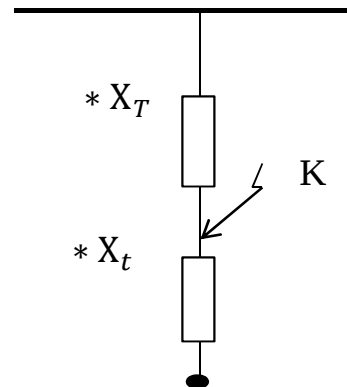


$$*X_t = *X_{T1} + *X_{T2} = 0,409 + 3,09 = 3,5 \text{ pu}$$

Remarque :

Pour le composant homopolaire on a considéré un seul enroulement pour les transformateurs si pour cette raison qu'on divise les réactances des transformateurs par deux.

$$*X_t = \frac{3,5}{2} = 1,75 \text{ pu}$$



$$*X'_T = \frac{*X_T * X_{l1}}{*X_T + *X_{l1}} = \frac{0,086 \cdot 0,056}{0,086 + 0,056} = 0,034 \text{ pu}$$

$$*X_{jb} = \frac{1}{\omega C} = \frac{10^6}{314 \cdot 0,15} = 21231,42231 \Omega$$

$$*X_{jb} = X_{jb} \frac{S_b}{U_b^2} = 21231,42231 \frac{1000}{220^2} = 439 \text{ pu}$$

D'où :

$$*X_0 = \frac{1}{\frac{1}{*X'_T} + \frac{1}{*X_t} + \frac{1}{*X_{jb}}} = \frac{1}{\frac{1}{0,034} + \frac{1}{1,75} + \frac{1}{439}} = 0,03 \text{ pu}$$

$$*I_d = \frac{E_d}{X_d + X_i + X_o} = \frac{0,852}{0,0336 + 0,0336 + 0,03} = 8,765 \text{ pu}$$

$$I_{cc} = 3 I_d \cdot I_b = 3 \cdot 8,765 \cdot 2,624 = 70 \text{ KA}$$

➤ **Tableau récapitulatif des courants de court-circuit obtenus :**

	I_{cc} monophasé (KA)	I_{cc} triphasé (KA)
Sur le point K	70	66,53

Interprétation des résultats :

On voit bien que le courant de court-circuit monophasé est plus sévère par rapport au courant de court-circuit triphasé sur le même point. Et ces caractéristiques correspondent au disjoncteur LF2/MCset2 [14].

Conclusion

générale

Conclusion générale :

L'étude que nous avons entreprise au sein de la centrale du CAP-Djinet, nous a été très bénéfique compte tenu de l'apport supplémentaire en connaissances pratiques du monde industriel. Elle nous a permis de nous familiariser avec les différents équipements qui constituent la centrale thermique de Cap-Djinet.

D'après ce qui a été évoqué dans le premier chapitre, on a donné quelques généralités sur les réseaux électriques ainsi que leurs structures.

Après, on a constaté que les défauts peuvent être classés, selon de différents critères (par leurs durées, leurs origines, leurs natures, leurs localisations) et leurs conséquences peuvent être très dangereuses sur le fonctionnement du réseau, le matériel et la sécurité des personnes.

Dans le quatrième chapitre, on a passé en revue les différentes méthodes utilisées pour calculer les chutes de tension. Ce calcul sert à minimiser ces chutes de tension qui risquent de causer le décrochage des machines synchrones ou asynchrones et de porter atteinte à la stabilité du réseau.

On a fait une application sur une partie de réseau de la centrale de Cap-Djinet qui se compose de quatre tranches identiques. On a calculé les courants de courts-circuits monophasés et triphasés avec une méthode analytique. On faisant les calculs des courants de défauts, on a déduit que le courant monophasé est un peu plus grand que le courant triphasé sur le même point.

Nous souhaitons que notre travail puisse servir de guide pour les futures promotions d'étudiants ingénieurs en électrotechnique.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] S. Chellil, S. Hamzaoui « ***Surveillance d'un système tournant et modélisation par ANSYS application groupe turboalternateur de la centrale de Cap Djinet*** ». Mémoire d'ingénieur. Boumerdes 2009
- [2] F. Milsant. « **Transformation, réseaux électriques** » (*machines électriques*). Edition BRTI, 1993.
- [3] K. Ferhani, M. Adane, D. Amrendi « **Restructuration du réseau électrique moyenne tension 30 KV du centre de TIZI-OUZOU** ». Mémoire d'ingénieur. UMMTO 1999.
- [4] Etude des réseaux moyenne tension «**guide technique de la SONELGAZ** ». Sonelgaz distribution centre, direction technique électricité (**SDC/DTE**).1999.
- [5] E.N.M, LA PEROLLIERE, EDF/GDF « **Lignes aériennes** ». Edition 1980.
- [6] Jean-Louis Isaak, Dispositions constructives pour la réalisation par des tiers de poste de distribution publique HTA/ BT en immeuble, 2007.
- [7] THEODOR WILDI «électrotechnique » Edition 4, Edition De Boeck, 2005, France.
- [8] Cahier technique n° 164 « **transformateur de courant pour la HT** » Edition 1992.
- [9] H. Boyer, M. Norbert, R. Philippe, « **Construction du matériel électrique** », tome 4, Edition Péladan- Le cannellier, 1967, France.
- [10] Jaques Clade « **technique de l'ingénieur D4II** ». D61, D68, D69, D70, D673, 1990.
- [11] S. Khemri, B. Maouel « **Dimensionnement, protection numérique et mise en service d'une installation électrique et de son réseau de distribution** ». Mémoire d'ingénieur. UMMTO 2009.

[12] K. Hamouechene, A. Hadar, M. Hamaz, « ***Restructuration du réseau électrique moyenne tension 30 kV de la zone industrielle Rouiba-Reghaia*** ». Mémoire d'ingénieur UMMTO, 2000.

[13] M. Rabia, Y. Issaoun, « ***Restructuration du réseau moyenne tension 30 kV de la région des Ouadhias*** ». Mémoire d'ingénieur UMMTO, 2011.

[14] M. Gerlin « **Appareillages à disjoncteurs débrochables Gamme MCset Merlin Gerin 1 à 24 kV** » Edition Schneider Electric ,2000.