

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de L'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

UNIVERSITE MOULOUD MAMMERI DE TIZI-OUZOU



FACULTE DE GENIE ELECTRIQUE ET D'INFORMATIQUE
DEPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE

Mémoire de Fin d'Etudes de MASTER PROFESSIONNEL

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Génie Electrique

Spécialité : ELECTROTECHNIQUE INDUSTRIELLE

Présenté par
Essaïd HADDADI
Farès BOUSSAD

Thème

Etude des protections d'un départ HTA Tigzirt issu de la cabine mobile de Tamda (60 / 30 kV)

Mémoire soutenu publiquement le 26 /06/ 2014 devant le jury composé de :

Mme Ferroudja BITAM-MEGHERBI
Maître de Conférences A, UMMTO, Président

M M'hand MEKIOUS
Maître-Assistant A, UMMTO, Rapporteur

M Abderahmane KHEMIS
Ingénieur, SONELGAZ, Co-Rapporteur

M Mohammed MEGHERBI
Professeur, UMMTO, Examineur

M Mohamed IMACHE
Maître-Assistant A, UMMTO, Examineur

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de L'Enseignement Supérieur et de la A Recherche Scientifique

UNIVERSITE MOULOUD MAMMERRI DE TIZI-OUZOU



FACULTE DE GENIE ELECTRIQUE ET D'INFORMATIQUE
DEPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE

Mémoire de Fin d'Etudes de MASTER PROFESSIONNEL

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Génie Electrique

Spécialité : ELECTROTECHNIQUE INDUSTRIELLE

Présenté par
Essaïd HADDADI
Farès BOUSSAD

Thème

Etude des protections d'un départ HTA Tigzirt issu de la cabine mobile de Tamda (60 / 30 kV)

Mémoire soutenu publiquement le 26 /06/ 2014 devant le jury composé de :

Mme Ferroudja BITAM-MEGHERBI
Maître de Conférences A, UMMTO, Président

M M'hand MEKIOUS
Maître-Assistant A, UMMTO, Rapporteur

M Abderahmane KHEMIS
Ingénieur, SONELGAZ, Co-Rapporteur

M Mohammed MEGHERBI
Professeur, UMMTO, Examineur

M Mohamed IMACHE
Maître-Assistant A, UMMTO, Examineur

REMERCIEMENTS

Nous remercions Monsieur M.MEKIOUS, de nous avoir encadré et en particulier pour son soutien, ses conseils et sa patience, son expérience et ses connaissances ont contribué à notre formation.

Nous tenons également à remercier notre co-promoteur Monsieur A.KHEMIS ainsi que M^{elle} H.ABTOUCHE pour leur aide et leurs conseils durant notre stage au sein de la SONELGAZ.

Nos vifs remerciements vont à M^{me} F.BITAM-MEGHERBI pour l'honneur qu'elle nous fait de présider le jury.

Nos remerciements vont également à Monsieur M.MEGHERBI et Monsieur M.IMACHE qui ont accepté de faire partie du jury et juger ce travail. Leurs interventions vont sans aucun doute enrichir le débat et ouvrir de nouvelles perspectives à notre travail

Nous remercions également tous ceux qui nous ont soutenus et contribué de près ou de loin.

DEDICACE

Ø JE DEDIE CE MODESTE TRAVAIL :

A MES PARENTS, CEUX QUE J'AI DE PLUS PRECIEUX AU MONDE, PRINCIPALEMENT POUR LEUR ENORME SOUTIEN ET QUI M'ONT PERMIS D'ARRIVER LA OU J'EN SUIS CE JOUR, JE VOUDRAIS LEUR EXPRIMER TOUTE MA GRATITUDE ET TOUT MON AMOUR, JE LEUR DIT MILLE FOIS MERCI.

A MES GRAND MERES.

A MES ONCLES ET MES TANTES.

*A MES CHERS FRERES : SLIMANE, MOULOUD, YACINE
A MES CHERES SŒURS : HAFIDHA, SIHAM*

A CELLE QUI ME COMBLE' DE SA DOUCEUR, ET SON AFFECTION.

A MON AMI ET BINOME FARES AVEC QUI J'AI EU LE PLAISIR DE PARTAGER CE TRAVAIL DE FIN D'ETUDES ET SA FAMILLE.

A MES CHERS AMIS.

A TOUS CEUX QUI ME SONT CHERS.

ESSAID

Dédicace

-Je dédie ce modeste travail

Ø *Particulièrement à mes très chers Parents en témoignage et en Gratitude de leur dévouement et de Leur soutien permanent durant Toutes mes années d'études je les Remercie pour leur patience.*

Ø *A mes chères sœurs Samira et Imane*

Ø *A mon Binôme*

Ø *A mes chers Amis*

Fares.

LISTE DES FIGURES

Figure I.1 : Centrale thermique	3
Figure I.2 : Centrale nucléaire	3
Figure I.3 : Centrale hydraulique	4
Figure I.4 : Centrale solaire	4
Figure I.5 : Centrale éolienne	5
Figure I.6 : Schéma général des réseaux électriques hiérarchisation d'un réseau par niveau de tension	6
Figure I.7 : La structure des réseaux en antenne	10
Figure I.8 : La structure des réseaux bouclés ou en coupure d'artère	11
Figure I.9 : La structure des réseaux maillés	12
Figure I.10 : Réseau moyenne tension en simple dérivation	13
Figure I.11 : Réseau moyenne tension en coupure d'artère	13
Figure I.12 : Réseau moyenne tension en double dérivation	14
Figure I.13 : Structure générale des réseaux aériens moyenne tension	15
Figure I.14 : Structure générale des réseaux souterrains moyenne tension	17
Figure I.15 : Structure des réseaux souterrains moyens tension de type artère source à source développée vers structure fuseau	18
Figure I.16 : Structure des réseaux souterrains HTA type EP	119
Figure I.17 : Structure des réseaux souterrains à moyenne tension type fuseau	19
Figure I.18 : Schéma unifilaire d'un réseau HTA	20
Figure I.19 : Partie haute du poste source HTB/HTA avec deux transfo pour réseaux souterrain ou aérien	21
Figure II.1 : Chaîne de protection	25
Figure II.2 : Neutre mis directement à la terre	28
Figure II.3 : Neutre mis à la terre par une résistance	28
Figure II.4 : Neutre mis à la terre par une réactance faible	29
Figure II.5 : Neutre Mis à la terre par réactance de compensation	29
Figure II.6 : Sélectivité des appareils	30
Figure II.7 : Sélectivité ampèremetriqu	31

Figure II.8 : Sélectivité chronométrique	32
Figure II.9 : Sélectivité logique	32
Figure II.10 : Structure d'un parafoudre ZnO	34
Figure II.11 : Exemple d'un éclateur	34
Figure II.12 : Exemple d'un sectionneur HTA	35
Figure II.13 : Exemple d'un disjoncteur HTA	36
Figure II.14: Exemple d'un fusible HTA	37
Figure II.15: Constitution d'un relais électromagnétique	37
Figure II.16 : Relais thermique	38
Figure II.17: Principe de fonctionnement d'une protection différentielle de Barres	41
Figure II.18 : Principe de fonctionnement d'une Protection de masse	41
Figure II.19 : Schéma de protection contre les défauts entre phases	42
Figure II.20 : Protection contre les défauts entre phase et terre	43
Figure II.21: Protection de liaison par relais à maximum du courant	44
Figure II.22: Protection de liaison par relais différentiels	45
Figure II.23 : principe de la protection de distance	46
Figure II.24 : Cercle d'impédance	47
Figure II.25 : Protection différentielle de transformateur	48
Figure II.26 : Protection de transformateur à maximum de courant	48
Figure II.27 : Protection de masse cuve transformateur	49
Figure II.28 : Protection de terre	49
Figure II.29 : Protection de terre restreinte	50
Figure II.30 : Protection à maximum de tension	50
Figure II.31 : Protection de terre point neutr	50
Figure III.1 : Schéma d'un défaut monophasé	51
Figure III.2 : Schéma d'un défaut biphasé	54
Figure III.3 : Schéma d'un défaut biphasé-terre	54
Figure III.4 : Schéma d'un défaut triphasé	54
Figure III.5 : Système triphasé équilibré	59

Figure III.6 : Système direct.....	59
Figure III.7 : Système inverse.....	60
Figure III.8 : Système homopolaire	60
Figure III.9 : Court-circuit triphasé	62
Figure III.10 : Court-circuit biphasé.....	63
Figure III.11 : Court-circuit monophasé-terre.....	64
Figure IV.1 : Photographie d'une cabine Mobile 60 /30 kV 20MVA Comme celle installée à Tala athmane	70
Figure IV.2 : Répartition des départs cabine mobile Tamda	71
Figure IV.3 : Schéma du court-circuit sur le jeu de barre	74
Figure IV.4 : Schéma du court-circuit à 10m du jeu de barre	75
Figure IV.5 : Schéma du court-circuit à 30m du jeu de barre	76
Figure IV.6 : Schéma du court-circuit à 20km du jeu de barre.....	77

Liste des abréviations

- NF : normalement fermé
- NO : normalement ouvert
- ASI : alimentation sans interruption
- Z1 // Z2 : signifie que les deux impédances Z1 et Z2 sont en parallèle.
- N : neutre
- PE : conducteur de protection
- PEN : conducteur de protection et conducteur de neutre confondus
- TN : neutre à la terre et masse au neutre
- TT : neutre à la terre et masse a la terre
- IT : neutre isolé et masse à la terre
- TNC : neutre a la terre, masse au neutre, conducteur de neutre et de
Protection confondus
- TNS : neutre à la terre, masse au neutre, conducteur de neutre et de
Protection séparés
- Ph₁, Ph₂, Ph₃ : phase 1, 2, et 3

SOMMAIRE

Introduction générale.....	1
Chapitre I : Généralités sur les réseaux électriques	
I.1- Introduction.....	2
I.2- Production de l'énergie électrique.....	2
I.2.1- Les centrales thermiques.....	2
I.2.2- Les centrales nucléaires.....	3
I.2.3- Les centrales hydrauliques.....	4
I.2.4- Les centrales solaires ou photovoltaïques.....	4
I.2.5- Les centrales éoliennes.....	5
I.3- Organisation des réseaux électriques.....	5
I.3.1- Réseaux de transports.....	6
I.3.2- Réseaux d'interconnexions.....	6
I.3.3- Réseaux de répartition.....	7
I.3.4- Réseaux de distributions.....	7
I.4- Structures topologiques du réseau électrique.....	8
I.5- Architecture des réseaux.....	9
I.5.1- Réseau radial ou en antenne.....	9
I.5.2- Réseau bouclé ou en coupure d'artère.....	11
I.5.3- Réseau maillés.....	12
I.6- Réseau de distribution moyenne tension (HTA).....	12
I.6.1- Différentes structures des réseaux moyens tension.....	12
I.6.1.1- Configuration en simple dérivation.....	13
I.6.1.2- Réseau en coupure d'artère.....	13
I.6.1.3- Réseau en double dérivation.....	14
I.6.2- Différents types d'exploitation des réseaux moyenne tension.....	14
I.6.2.1- Réseau moyenne tension aériens (MTA).....	14
I.6.2.2- Réseau moyenne tension Souterrain (RMTS).....	16
I.6.3- Structures utilisables en réseaux souterrains.....	17
I.6.4- Schéma unifilaire d'un réseau HTA.....	20

I.6.4.1- Différents éléments du schéma.....	20
I.6.4.1.1- Poste de transformation HTB/HTA.....	20
I.6.4.1.2- Poste de distribution HTA/BTA.....	21
I.6.4.1.3- Réseau basse tension (BT).....	22
I.7- les lignes électriques.....	22
I.7.1- Lignes de distribution BTA.....	22
I.7.2- Lignes de distribution HTA.....	23
I.7.3- Lignes de transport HTB.....	23
I.8- Composants d'une ligne aérienne.....	23
I.8.1-Propriétés des lignes de transport.....	23
I.9- Conclusion.....	24

Chapitre II : Protection des réseaux moyenne tension HTA

II.1- Introduction.....	25
II.2- Généralités sur les protections.....	25
II.2.1- Protection des réseaux HTA.....	25
II.2.1.1- Définition de la protection.....	25
II.2.1.2- Constitution d'un système de protection.....	25
II.2.1.3- Qualité des systèmes de protection.....	26
II.2.2- Plan de protection.....	26
II.2.2.1- Définition.....	26
II.2.2.2- Réglementation.....	27
II.2.2.3- Structure des réseaux à protéger.....	27
II.2.2.4- Choix du régime du neutre.....	27
II.3- La sélectivité des protections.....	30
II.3.1- Définition.....	30
II.3.2- Différents types de Sélectivité.....	30
II.3.2.1- Sélectivité totale.....	30
II.3.2.2- Sélectivité partielle.....	30
II.3.2.3- Sélectivité ampéremétrique.....	30
II.3.2.4- sélectivité chronométrique.....	31

II.3.2.5- Sélectivité logique.....	31
II.4- Appareillage de protection.....	33
II.4.1- Appareillage de protection contre les surtensions.....	33
II.4.1.1- les parafoudres.....	33
II.4.1.2- Les éclateurs.....	34
II.4.2- Appareillage de protection contre les surintensités.....	35
II.4.2.1- Les Sectionneurs.....	35
II.4.2.2- Les disjoncteurs.....	35
II.4.2.3- Les fusibles.....	36
II.4.2.4- Les relais de protection.....	37
II.4.2.4.1- Relais électromagnétique.....	37
II.4.2.4.2- Relais statique.....	38
II.4.2.4.3- Relais thermique.....	38
II.4.2.4.4- Relais numérique.....	38
II.5- Protection d'un réseau HTA.....	39
II.5.1- Protection des transformateurs HTB/HTA.....	40
II.5.2- Protection des jeux de barres.....	40
II.5.2.1- Protection différentielle de jeu de barres.....	40
II.5.2.2- Protection de masse.....	40
II.5.2.3- Protection d'un départ HTA.....	41
II.5.2.4- Protection contre les défauts entre phases.....	42
II.5.3- Système de protection à un seul seuil.....	42
II.5.4- Système de protection à deux seuils.....	42
II.5.5- Protection contre les défauts entre phase et terre.....	42
II.6- Les automates associés aux protections des départs HTA.....	43
II.6.1- Dispositif de réenclenchement rapide (DRR).....	43
II.6.2- Dispositif de réenclenchement lent (DRL).....	44
II.6.3- Dispositif de réenclenchement rapide et lent.....	44
II.7- Protection des liaisons (lignes et câbles).....	44

II.7.1- Surcharge thermique.....	44
II.7.2- Court-circuit entre phases.....	44
II.7.3- Court-circuit phase-terre.....	45
II.7.4- Protection de distance.....	45
II.8- Protection des transformateurs.....	47
II.8.1- Surcharge.....	47
II.8.2- Court-circuit.....	48
II.8.3- Défaut à la masse.....	49
II.9- Conclusion.....	51

Chapitre III : calcul des courants de défauts

III.1- Introduction.....	52
III.2- Définition d'un défaut.....	52
III.3- Caractères des défauts.....	52
III.3.1- Défauts auto-extincteurs.....	52
III.3.2- Défauts fugitifs.....	52
III.3.3- Défauts semi- permanents.....	52
III.3.4- Défauts permanents.....	52
III.3.5- Défauts Intermittents.....	52
III.4- Différentes perturbations touchant les réseaux électriques.....	53
III.4.1- Les courts-circuits.....	53
III.4.1.1- Origine des courts-circuits.....	53
III.4.1.1.1- Origine externe.....	53
III.4.1.1.2- Origine interne.....	53
III.4.1.2- Les différents types de court-circuit.....	53
III.4.1.3- Conséquences des courts-circuits.....	55
III.4.2- Les surtensions.....	55
III.4.2.1- Causes des surtension.....	55
III.4.2.2- Classification des surtensions.....	55
III.4.2.3- Conséquences des surtensions.....	55
III.4.3- Les surcharges.....	56
III.4.3.1- Conséquences des surcharges.....	56
III.4.4- Le déséquilibre.....	56
III.4.4.1- Les causes du déséquilibre.....	56

III.4.4.2- Conséquences.....	56
III.5- Impact des courts-circuits sur le fonctionnement des réseaux.....	56
III.5.1- La tenue du matériel.....	56
III.5.2- Les chutes de tension.....	57
III.5.3- Les explosions de disjoncteurs.....	57
III.5.4- Les circuits de télécommunications.....	57
III.5.5- La sécurité des personnes.....	57
III.6- Utilité de calcul du courant de court-circuit.....	57
III.6.1- Intensité des courants de court-circuit.....	58
III.6.2- Facteur influençant la valeur de l'intensité d'un courant du court-circuit.....	58
III.7- Méthodes de calcul des courants des courts-circuits.....	58
III.7.1- Méthodes des composantes symétriques.....	58
III.7.2- Définition des composantes symétriques.....	59
III.7.3- Utilisation des composantes symétriques pour le calcul des courants de Court-circuit.....	60
III.7.4- Décomposition d'un système triphasé.....	61
III.7.5- Utilisation des composantes symétriques pour le calcul de I_{cc}	61
III.7.5.1- Principe de superposition.....	61
III.7.5.2- Calcul de I_{cc} triphasé.....	62
III.7.5.3- Calcul de I_{cc} biphasé.....	63
III.7.5.4- Calcul de I_{cc} monophasé-terre (résistant).....	64
III.7.5.5- Valeur du courant de défaut à la terre.....	65
III.8- Méthode des valeurs réduites pour le calcul du courant de court-Circuit.....	66
III.8.1- Définition.....	66
III.8.2- Changement de base.....	66
III.8.3- Réactance des éléments du réseau.....	67
III.8.4- Composante direct et inverse.....	67
III.8.5- Composante Homopolaire	68
III.9- Conclusion.....	69

Chapitre IV : APPLICATION

IV.1- Introduction.....	70
IV.2- Rôle de la cabine mobile TAMDA (60/30 kV).....	70
IV.3- Description de la cabine mobile TAMDA « 60/30 kV ».....	71

IV.4- Données techniques.....	71
IV.4.1- Transformateur.....	71
IV.4.2- Disjoncteur.....	72
IV.5- Méthode de calcul.....	72
IV.6- Calcul des courants de défauts.....	72
IV.6.1- Valeurs des impédances.....	72
IV.6.2- Calcul des courants de court-circuit.....	74
IV.6.3- Calcul du courant nominal.....	79
IV.7- Caractéristiques des disjoncteurs HTA sur le poste de Tizirt.....	79
IV.8- Valeurs obtenues.....	79
IV.9- Interprétation.....	80
IV.10- Conclusion.....	80
Conclusion générale.....	81

L'énergie électrique est de nos jours, une nécessité capitale pour les besoins en consommation des particuliers et des entreprises.

En Algérie, les réseaux électriques représentent des investissements considérables consentis par la SONELGAZ pour alimenter ses clients aux meilleures conditions de coût et de qualité de service (continuité de fourniture d'énergie, constance de la tension et de la fréquence).

Pour des raisons techniques et économiques évidentes, il n'est pas possible de construire des réseaux exempts de défauts de fonctionnement. Ils sont en particulier exposés aux agressions naturelles comme la foudre, les courts-circuits, etc...

Les réseaux sont donc affectés par des perturbations qui peuvent mettre en danger le matériel, les personnes et la qualité de service dont il faut chercher à minimiser les conséquences. Tout défaut doit être détecté immédiatement et l'ouvrage affecté doit être séparé du réseau afin d'éviter la propagation de celui-ci sur l'ensemble du réseau, c'est le rôle des protections.

Notre objectif est d'étudier la protection d'un départ moyenne tension (HTA) issu d'une cabine mobile 60/30 kV. Pour ce faire, nous avons réparti notre travail en quatre chapitres :

Le premier chapitre traite des généralités sur les réseaux électriques qui assurent le lien entre les sites de production et les différents points de consommations.

Le second est réservé à l'étude des protections d'un réseau moyenne tension (HTA).

Le troisième chapitre est consacré à l'étude des différents incidents susceptibles d'affecter un réseau moyenne tension, et l'utilité du calcul des courants de courts - circuits.

Et dans le dernier chapitre, en se basant sur les données et les paramètres de la THT OUED-AISSI (220 kV /60kV/30kV) et de la cabine mobile TAMDA (60/30kV), nous avons mis en application notre étude.

Enfin, nous terminons par une conclusion générale.

I.1- Introduction

Dans le monde moderne, il n'est pas envisageable de vivre sans électricité vu le rôle vital de cet élément dans la vie quotidienne de chacun de nous. Il y a donc nécessité de production et une distribution continue via un réseau électrique efficace.

Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs. Il est constitué de lignes électriques exploitées à différents niveaux de tension, connectées entre elles dans des postes électriques, qui 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 [1].

I.2- Production de l'énergie électrique

La production de l'énergie électrique est une transformation de l'énergie primaires à l'intérieur de sources de différents types ; nous pouvant classer les sources primaires en deux grandes familles :

1. Les énergies fossiles : le pétrole, le gaz, le charbon, l'uranium ;
2. Les énergies renouvelables : solaire, éolienne et hydraulique ;

Il existe 5 types de centrales électriques :

- Centrales à combustible fossiles utilisant le gaz, le pétrole et le charbon, elles sont aussi dites centrales thermiques classiques ;
- Centrales nucléaires que l'on peut qualifier de centrales thermiques ;
- Centrales hydroélectriques ;
- Centrales solaires ou photovoltaïques ;
- Centrales éoliennes.

Aujourd'hui, les moyens les plus utilisés dans le monde pour la production de l'énergie électrique sont la filière thermique à base de pétrole, de gaz et de charbon, la filière nucléaire, et la filière hydraulique [9].

I.2.1- Les centrales thermiques

Elles produisent l'électricité à partir de la combustion du charbon, du mazout et du gaz. On les trouve souvent près de la mer, des rivières et des lacs car leur refroidissement et la condensation de la vapeur sortante nécessitent de grandes quantités d'eau. La combustion dégage une grande quantité de chaleur qui sert à chauffer l'eau dans la chaudière ou le générateur de vapeur, On dispose alors de vapeurs sous pression qui fait tourner à grande vitesse une turbine qui entraîne elle-même un alternateur produisant une tension alternative sinusoïdale. A la sortie de la turbine, la vapeur est refroidie, transformée en eau et renvoyée dans la chaudière (Figure. I.1) [9].

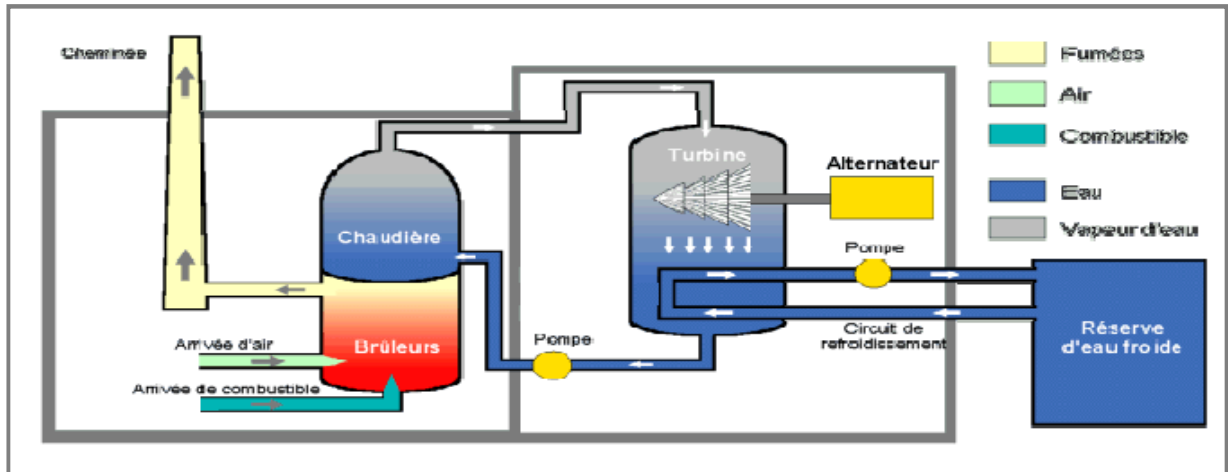


Figure I.1 : Centrale thermique [9].

I.2.2- Les centrales nucléaires

Ces centrales utilisent aussi le principe de la conversion thermodynamique, néanmoins leur chaudière est un réacteur nucléaire. L'énergie nucléaire obtenue par fission de l'uranium est la source de chaleur utilisée. Les centrales nucléaires produisent environ 15% de l'électricité mondiale [9].

Une centrale nucléaire est identique à une centrale thermique sauf que la chaudière brûlant le combustible est remplacée par un réacteur nucléaire (Figure I.2).

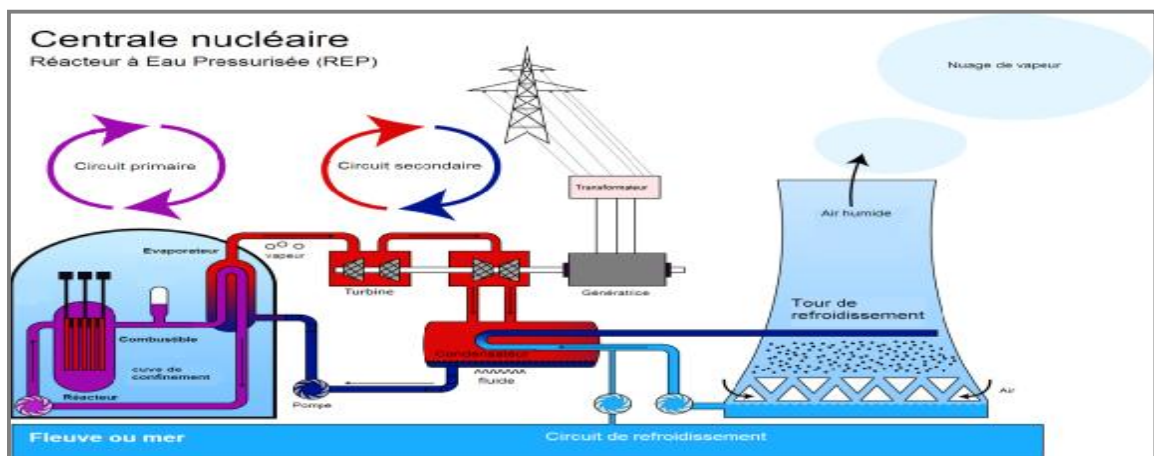


Figure I.2 : Centrale nucléaire [9].

I.2.3- Les centrales hydrauliques

Les centrales hydro-électriques utilisent le principe de la conversion de l'énergie de l'eau en mouvement en énergie électrique. L'énergie provenant de la chute d'une masse d'eau est tout d'abord transformée dans une turbine hydraulique en énergie mécanique, Cette turbine entraîne un alternateur dans lequel l'énergie mécanique est transformée en énergie électrique ; la puissance que l'on peut tirer d'une chute dépend de la hauteur de la chute et du débit du cours d'eau (Figure I.3). [9].

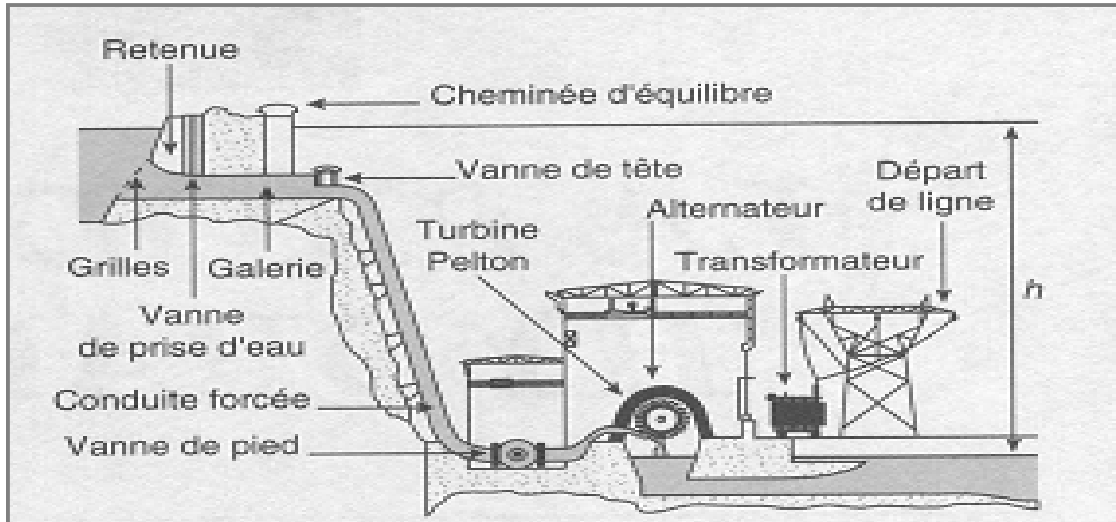


Figure I.3 : Centrale hydraulique [9].

I.2.4- Les centrales solaires ou photovoltaïques

Ce moyen de produire de l'électricité à partir du soleil utilise le principe de conversion des rayons lumineux du soleil en énergie électrique par des cellules à base de silicium, groupées en panneau (Figure I.4) [9].



Figure I.4 : Centrale solaire. [9].

I.2.5- Les centrales éoliennes

L'énergie électrique est produite sous forme d'électricité par une éolienne. Des éoliennes surmontées de générateurs électriques entraînés par une hélice, sont positionnées idéalement sur les plans d'eau ou les collines ventées. (Fig. I.5)

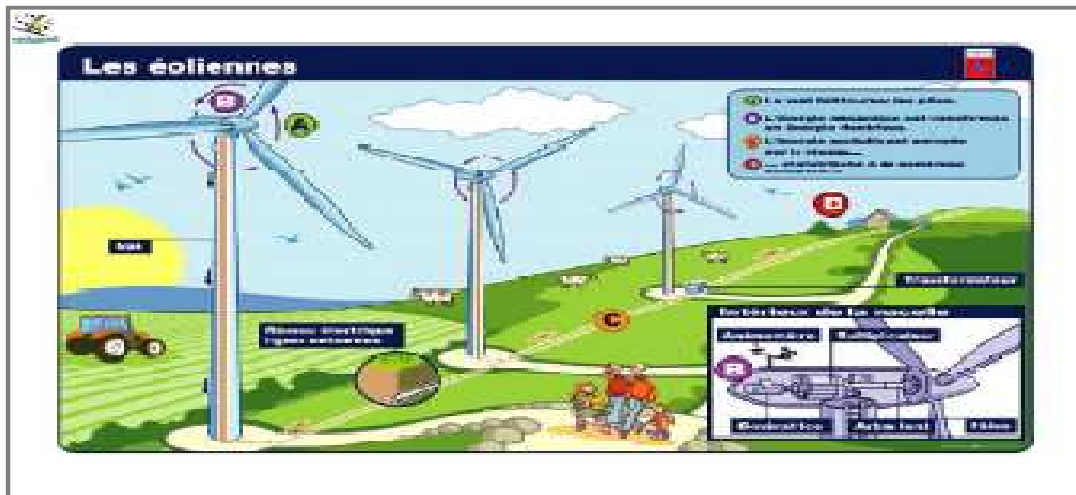


Figure I.5 : Centrale éolienne [9]

I.3- Organisation des réseaux électriques

Les réseaux électriques sont organisés de sorte que des lignes aériennes et les canalisations souterraines, soient établies en connexion entre la production et la consommation. Les nœuds qui forment le raccordement de ces lignes sont appelés postes. Et étant donné l'importance de ces postes, des transformateurs y sont habituellement inclus, avec, entre autres, dispositif de contrôle, de réglage et de protection. (Figure I.6) [2].

Les compagnies d'électricité divisent leurs réseaux en quatre catégories :

- Réseaux de transport ;
- Réseaux d'interconnexion ;
- Réseaux de répartition ;
- Réseaux de distribution.

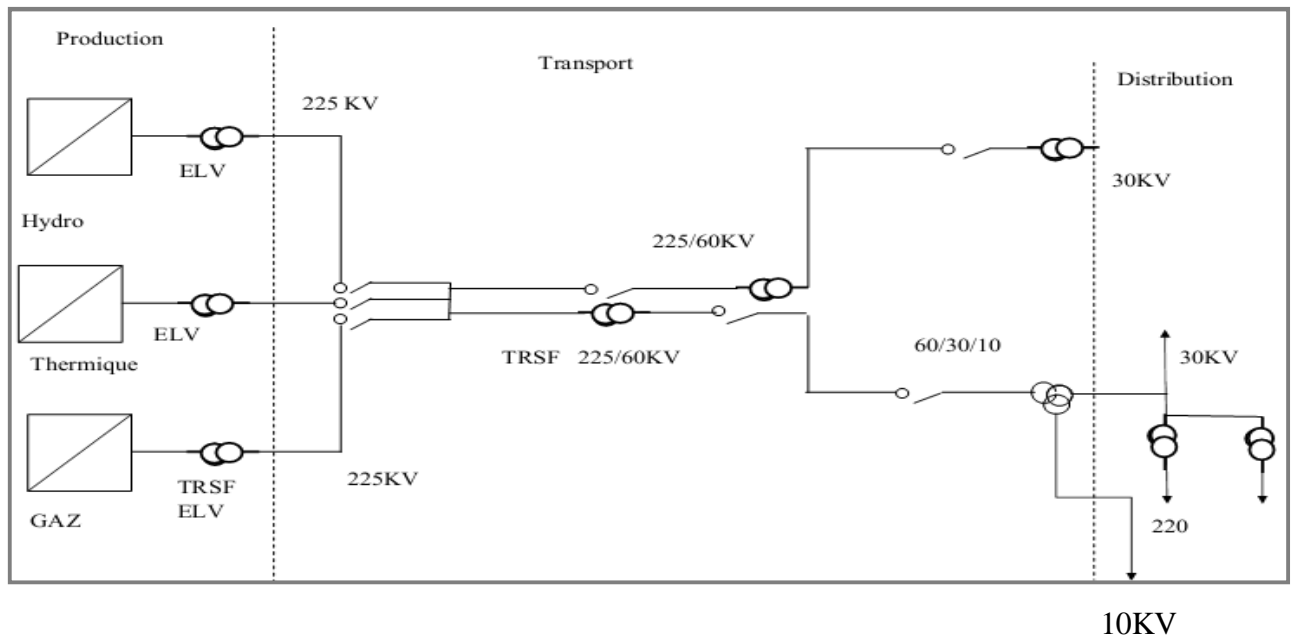


Figure I.6 : Schéma général des réseaux électriques : Hiérarchisation d'un réseau par niveau de tension [3].

I.3.1- Réseaux de transport.

Ces réseaux transportent l'énergie des grandes centrales de production jusqu'aux bords des grands centres de consommation. Cette liaison est assurée par des lignes à très haute tension de manière à minimiser les pertes joule et les chutes de tension sur ces grandes distances. Les réseaux de transport permettent à chaque instant de réaliser l'égalité de production et de la consommation sur l'ensemble du territoire en respectant des contraintes fortes sur le maintien de la tension. Par conséquent, ils doivent présenter une forte garantie de fonctionnement non seulement en régime normal, mais également lors d'incidents d'exploitation qui entraînent la perte d'une ou plusieurs lignes à très haute tension, ou l'arrêt imprévu d'un ouvrage de production.

Pour remplir correctement sa mission et faire face aux événements imprévus, le réseau de transport aura une structure fortement maillée qui permet la redondance des transits possibles en cas d'incident mais aussi en fonctionnement normal d'assurer dans de bonnes conditions le maintien de la puissance transitée [9].

I.3.2- Réseaux d'interconnexion

Ils assurent la liaison entre les centres de production, et permettent des échanges entre différentes régions et même avec des pays voisins. Ces réseaux sont aériens, triphasés et plus souvent organisés de façon que toutes les lignes à très haute tension soient reliées par des postes de transformations assurant la continuité entre les lignes de différents niveaux de tension.

- **Avantages de l'interconnexion :**

- **Economiques**

L'exploitation des réseaux interconnectés est plus économique que celle des réseaux indépendants ; l'interconnexion permet de réduire le nombre de centrales car la construction d'une ligne d'interconnexion peut, dans certains cas, se révéler plus rentable que la construction d'une centrale.

- **Sécuritaire**

L'interconnexion apporte une grande sécurité d'exploitation. En effet, en cas de défaillance d'une centrale, provoquée, soit par une demande anormale de courant qui dépasse la puissance nominale, soit par incident mécanique ou électrique, il est possible de mettre en service une unité de réserve qui est éloignée de la première.

- **Inconvénient de l'interconnexion :**

A côté des avantages très importants de l'interconnexion, il faut signaler un inconvénient qui est une conséquence de la mise en parallèle des alternateurs appartenant à un réseau. En effet, dans le cas d'une avarie grave (rupture d'une ligne de transport, découplage brutal d'un alternateur,) la perturbation peut se propager par liaison d'interconnexion, mettant ainsi en difficulté l'ensemble du réseau.

I.3.3- Réseaux de répartition

Ces réseaux ont pour fonction de faire la liaison entre le réseau de transport et les réseaux de distribution. Ils doivent de se fait assurer l'alimentation des territoires qu'ils desservent qui sont , en général, des zones de consommations importantes comme par exemple des grandes agglomérations, ou des concentrations d'installations industrielles qui, du fait de leur importance économique, doivent être alimentées en permanence pour assurer leur fonction, même lors de la défaillance de certaines lignes de transport. Les réseaux de répartition auront une topologie de réseau bouclé, ce qui permet sans aller jusqu'à un maillage aussi dense que celui du réseau de transport, d'assurer l'acheminement de l'énergie dans des conditions de sécurité raisonnable garantie [9].

I.3.4- Réseaux de distribution

Ils sont en général à structure radiale ou arborescente, c'est -à-dire qu'il n'y a qu'une seule ligne entre deux nœuds.

Nous distinguons dans ces réseaux deux entités principales qui sont les liaisons et les postes de transformation qui servent à alimenter les clients.

Ces réseaux sont composés de deux parties :

Les lignes moyennes tension alimentées par des postes HTB/HTA, fournissent de l'énergie électrique, soit directement aux consommateurs, soit aux différents postes HTA/BTA.

Les lignes à basse tension qui alimentent les usagers, sont soit en monophasé (220 V) entre phase et neutre, soit en triphasé à quatre fils (220/380V).

Les postes sont des lieux où se réalisent des connections entre des liaisons différentes. On désigne ici par le terme liaison, les branches du réseau qu'elles soient constituées chacune par une ligne aérienne, un câble souterrain ou un transformateur.

1. Les connexions sont essentiellement réalisées par des jeux de barres qui matérialisent les nœuds du réseau. Chaque liaison est raccordée au jeu de barres à travers un appareil de coupure qui permet de la séparer du réseau.
2. Le choix déterminant dans la structure d'un poste est la fiabilité du réseau, donc celui de la sécurité des connexions, c'est-à-dire des raccordements entre les liaisons et les jeux de barres. Cette sécurité dépend du nombre de jeux de barres, de la façon dont ceux-ci sont raccordés aux liaisons. Elle dépend aussi de la nature des appareils de coupure placés entre les liaisons et les jeux de barres.

Un *disjoncteur* est capable de couper les courts-circuits ;

Un *interrupteur* est capable de couper les faibles courants de charge, ce qui nécessite la manœuvre préalable d'autres appareils et n'assure que l'isolement de la liaison sur laquelle il est placé ;

Un *sectionneur* ne peut être manœuvré que hors tension, utilisés dans trois types de postes :

- **Poste de coupure** : qui est un ensemble de jeux de barres et de cellules départ.
- **Poste de transformation** : ensemble de deux postes de coupure à des tensions différentes reliés par un transformateur.
- **Poste d'alimentation** : ou poste source : poste de transformation conçu pour que l'énergie le traverse toujours dans le même sens. Le poste d'alimentation est donc la source du réseau qu'il alimente. Il fait à ce titre l'objet de sécurité spécifique.

Les liaisons sont appelées artères lorsqu'elles ont le poste source comme point de départ et se subdivisent ensuite en branches ou ramifications. Dans toute artère, branche ou ramification l'énergie circule dans un sens bien défini, en partant de la source et en traversant des tronçons de ligne parfaitement définis.

I.4- Structures topologiques du réseau électrique

Les réseaux électriques peuvent être organisés selon plusieurs types de structures, chaque type possède des spécificités et des modes d'exploitation très différents.

Hormis les problèmes économiques, c'est principalement l'expérience d'exploitation qui conduit à choisir la structure la mieux adaptée d'un réseau en tenant compte de sa fonction et des conditions particulières de la desserte.

Le choix d'une topologie répond à des objectifs :

- Assurer la sécurité des personnes et des biens ;
- Obtenir un niveau de qualité de service fixé ;
- Assurer le résultat économique souhaité.

Mais, il doit aussi se soumettre à des impératifs : Etre en adéquation avec la densité d'habitat et/ou de consommation, aussi appelée densité de charge qui joue un rôle de plus en plus prépondérant. Cette densité permet d'appréhender les différentes zones géographiques de consommation en termes de concentration de charge.

Une des segmentations utilisées par des distributeurs consiste à définir deux types de zones de consommation :

1. Zone à faible densité de charge $< 1\text{MVA}/\text{km}^2$;
2. Zone à forte densité de charge $> 1\text{MVA}/\text{km}^2$.

Il faut tenir compte de l'étendue géographique, du relief ; des difficultés de construction et faire face aux contraintes d'environnement, en particulier climatique (Température minimale et maximale, vent et neige) et respect du milieu [7].

I.5- Architecture des réseaux

L'architecture d'un réseau électrique est définie suivant le niveau de tension, la puissance demandée et la sûreté requise. À partir de ces trois paramètres, on définit trois types de structures pour un réseau électrique :

I.5.1- Réseau radial ou en antenne

C'est le réseau le plus simple du point de vue conception. Il est disposé de façon à ce qu'en partant du point d'alimentation, toutes les lignes sont développées en antennes et alimentées par une seule ligne principale (fig. I-7).

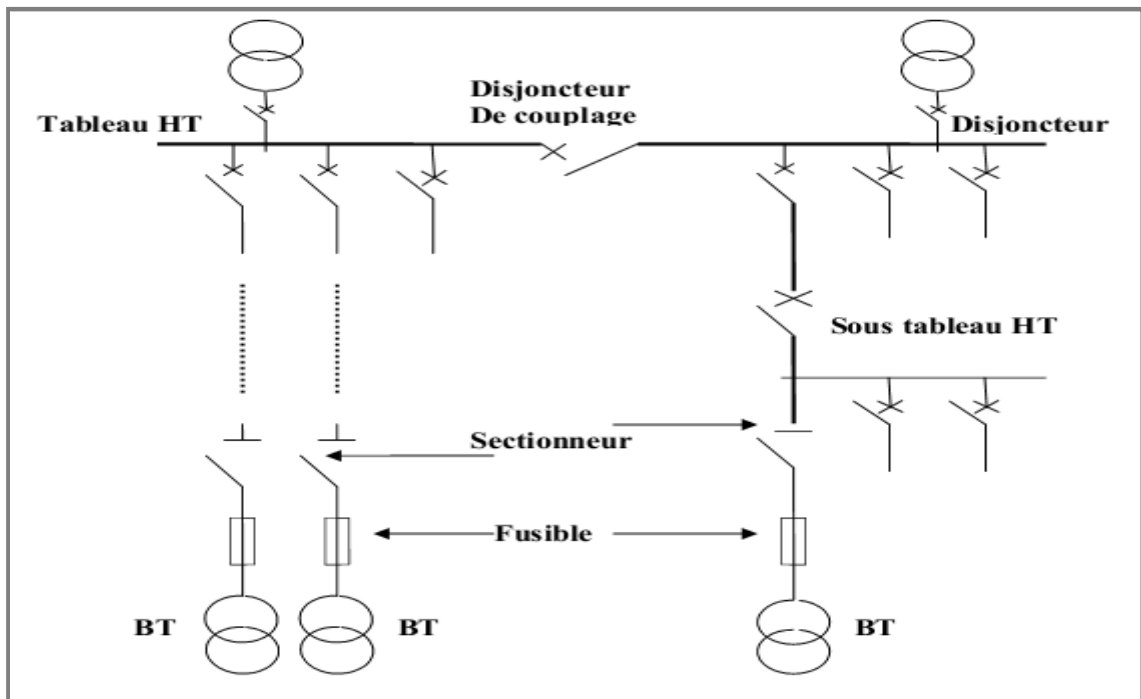


Figure I.7 : Structure des réseaux en antenne [8].

- **Avantages :**
 - Facilité de construction et d'exploitation ;
 - Les dépenses pour la réalisation et la protection d'un tel réseau sont minimales.
- **Inconvénients :** Ce réseau possède un inconvénient majeur qui est le déclenchement du disjoncteur principal qui entraîne une interruption du service pour tous les usagers en aval, en cas d'avarie sur une ligne.

I.5.2- Réseau bouclé ou en coupure d'artère

C'est un réseau maillé simplifié, présentant un certain nombre de boucles fermées. Chacune des ces boucles contient un nombre limité de sources.

L'énergie donc peut transiter par des chemins différents, ainsi la mise hors tension accidentelle d'un tronçon n'entraîne pas de surcharges inadmissibles pour les autres tronçons (Figure. I.8).

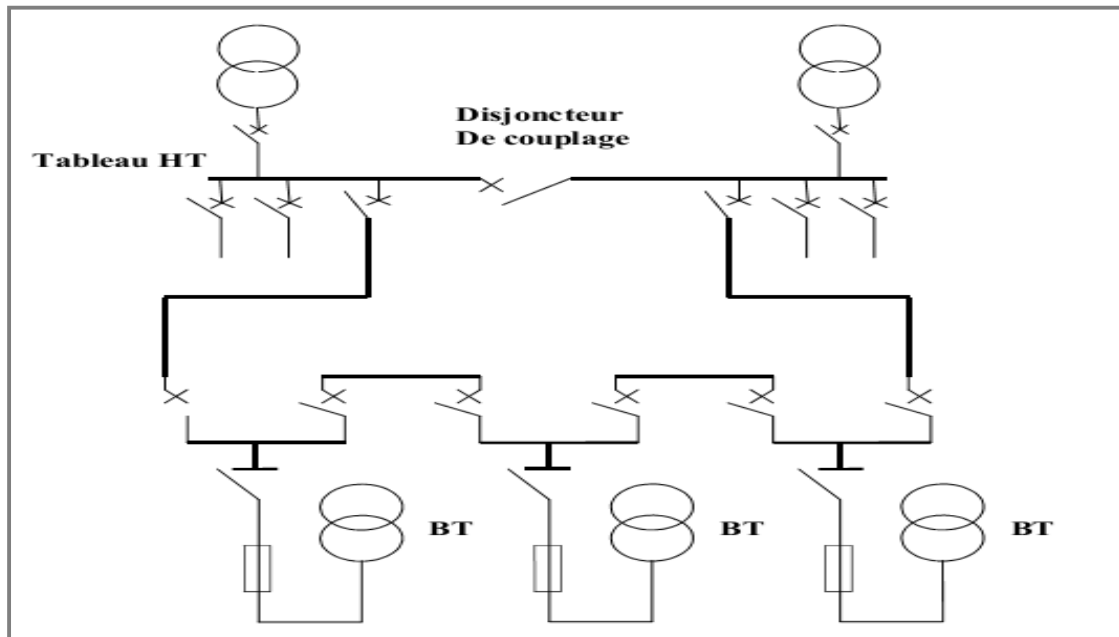


Figure I.8 : La structure des réseaux bouclés ou en coupure d'artère [8]

- **Avantages :**
 - Avoir une meilleure continuité de service ;
 - Facile à construire et à étudier.
- **Inconvénient :** La construction d'un tel réseau est plus coûteuse que celle d'un réseau radial et il est plus difficile à exploiter.

I.5.3- Réseau maillés

Le réseau est complètement maillé et tous les nœuds sont alimentés au moins de deux côtés (Figure. I.9).

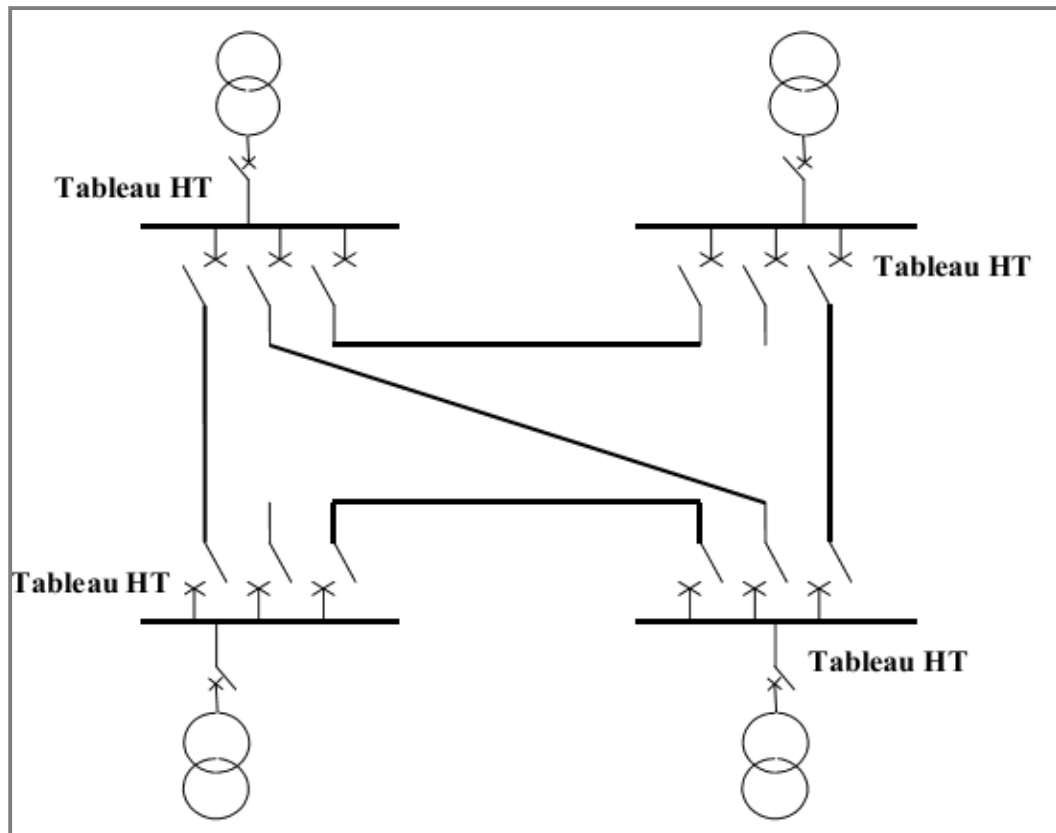


Figure I.9 : Structure d'un réseau maillé [8].

- **Avantages :**
 - Une grande sécurité d'exploitation ;
 - Une chute de tension réduite.
- **Inconvénient :** Les dépenses pour la réalisation d'un tel réseau sont énormes et nécessite des protections sophistiquées [8].

I.6-Réseau de distribution Moyenne Tension (HTA)

Les réseaux moyenne tension s'étendent des postes sources constitués de transformateurs HTB /HTA jusqu'aux abonnés HTA ou BTA, suivant la puissance demandée, en passant par des lignes aériennes ou souterraines [8].

I.6.1- Différentes structures des réseaux Moyenne Tension

Ces réseaux sont exploités selon différentes configurations, soit en simple dérivation, soit en coupure d'artère ou en double dérivation [8].

I.6.1.1- Configuration en simple dérivation

Son principe de fonctionnement est à une seule voie d'alimentation, tous les points de consommation sont alimentés par un seul chemin électrique possible. Il est de type arborescent Cette arborescente se déroule à partir du point d'alimentation constitué de poste de distribution HTB/HTA et s'étale jusqu'aux consommateurs HTA ou BTA.

Cette disposition est particulièrement utilisée pour la distribution de la moyenne tension en milieu rural. (Figure I.10).

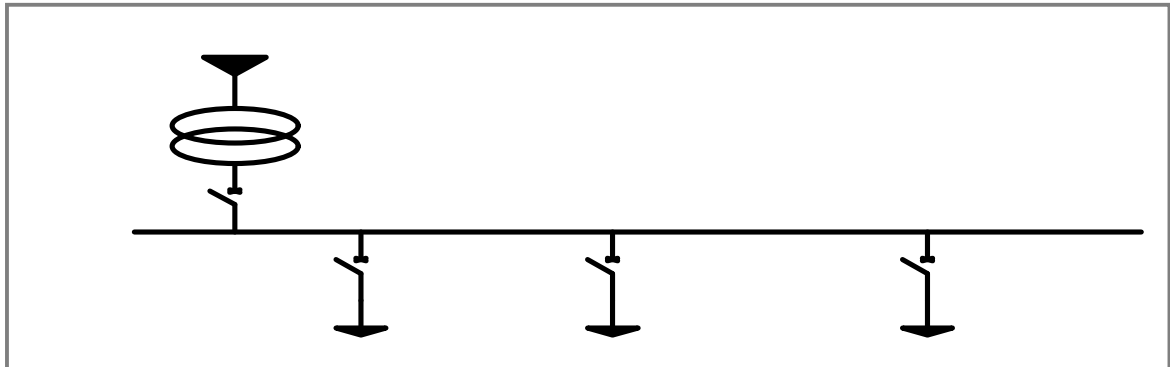


Figure I.10: Réseau moyenne tension en simple dérivation [10].

I.6.1.2- Réseau en coupure d'artère

Son principe de fonctionnement est à deux voies d'alimentation. Tous les points de consommation sont alimentés par deux chemins électriques dont seulement un est effectif Cette disposition est souvent utilisée en zone urbaine à forte densité. (Figure I.11).

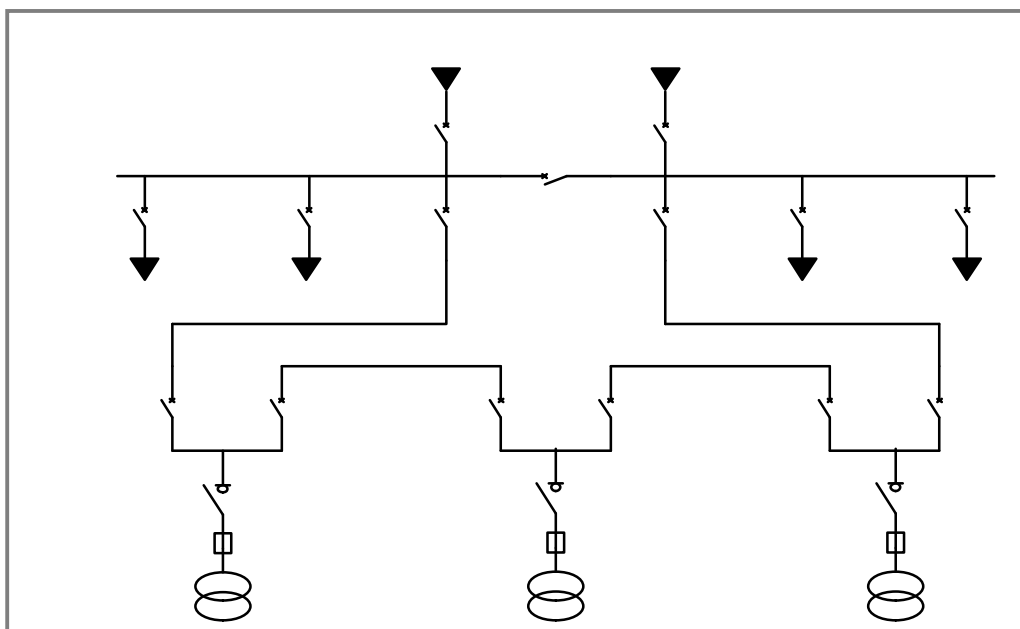


Figure I.11 : Réseau moyenne tension en coupure d'artère [10].

I.6.1.3- Réseau en double dérivation

Le principe de cette disposition est basé sur le fait que le réseau moyen tension est doublé. Il est constitué de deux circuits et chaque poste HTA/BTA est alimenté par ces deux circuits, mais seul un est effectif. Ces réseaux à double dérivation sont équipés d'un automatisme qui permet la permutation automatique en cas de manque de tension dans l'une des arrivées.

Cette disposition est aussi, souvent utilisée en zone urbaine à forte densité. (Figure I.12)

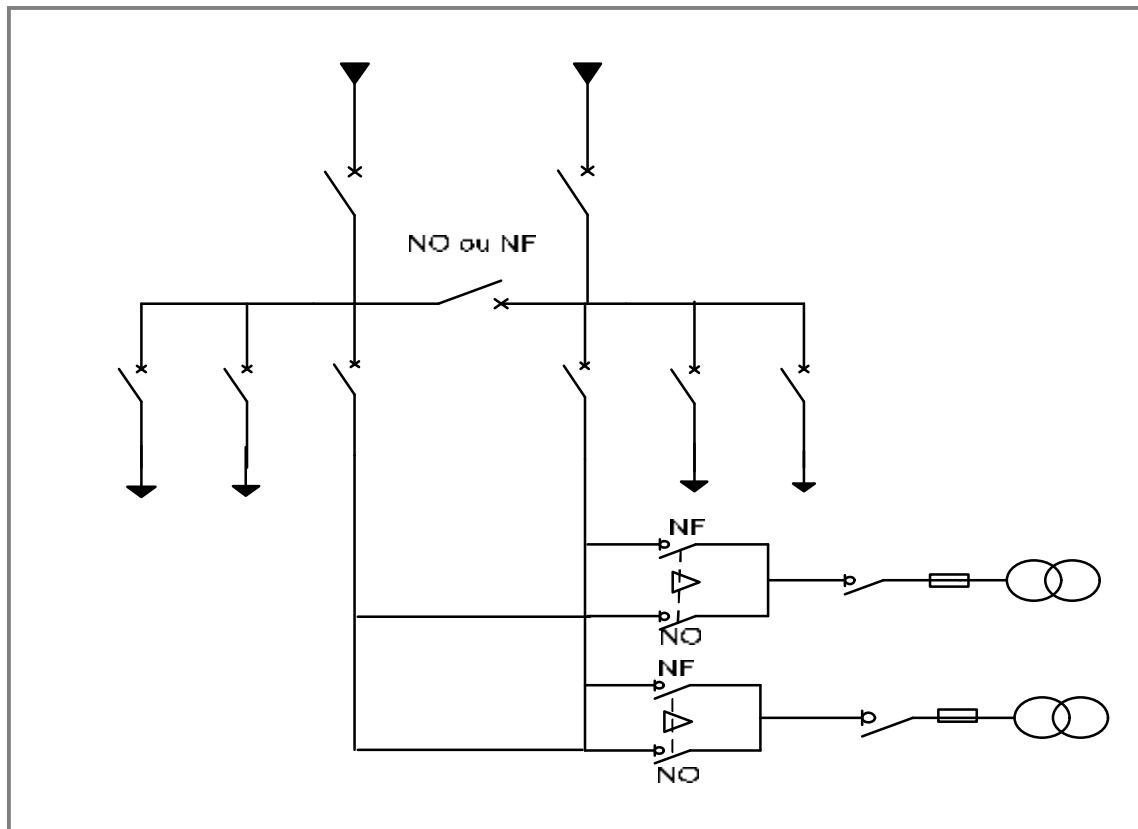


Figure I.12 : Réseau moyenne tension en double dérivation [10].

I.6.2- Différents types d'exploitation des réseaux moyenne tension

Les réseaux moyenne tension sont utilisés suivant deux techniques, celle des réseaux aériens et celle des réseaux souterrains :

I.6.2.1- Réseau moyenne tension aériens (MTA)

La structure des réseaux est arborescente à deux ordres de lignes dorsales et dérivations. Des sous dérivations peuvent être utilisés pour alimenter des charges isolées ou pour regrouper sous un même interrupteur à commande manuelle un ensemble de poste HTA/BTA (Figure I.13).

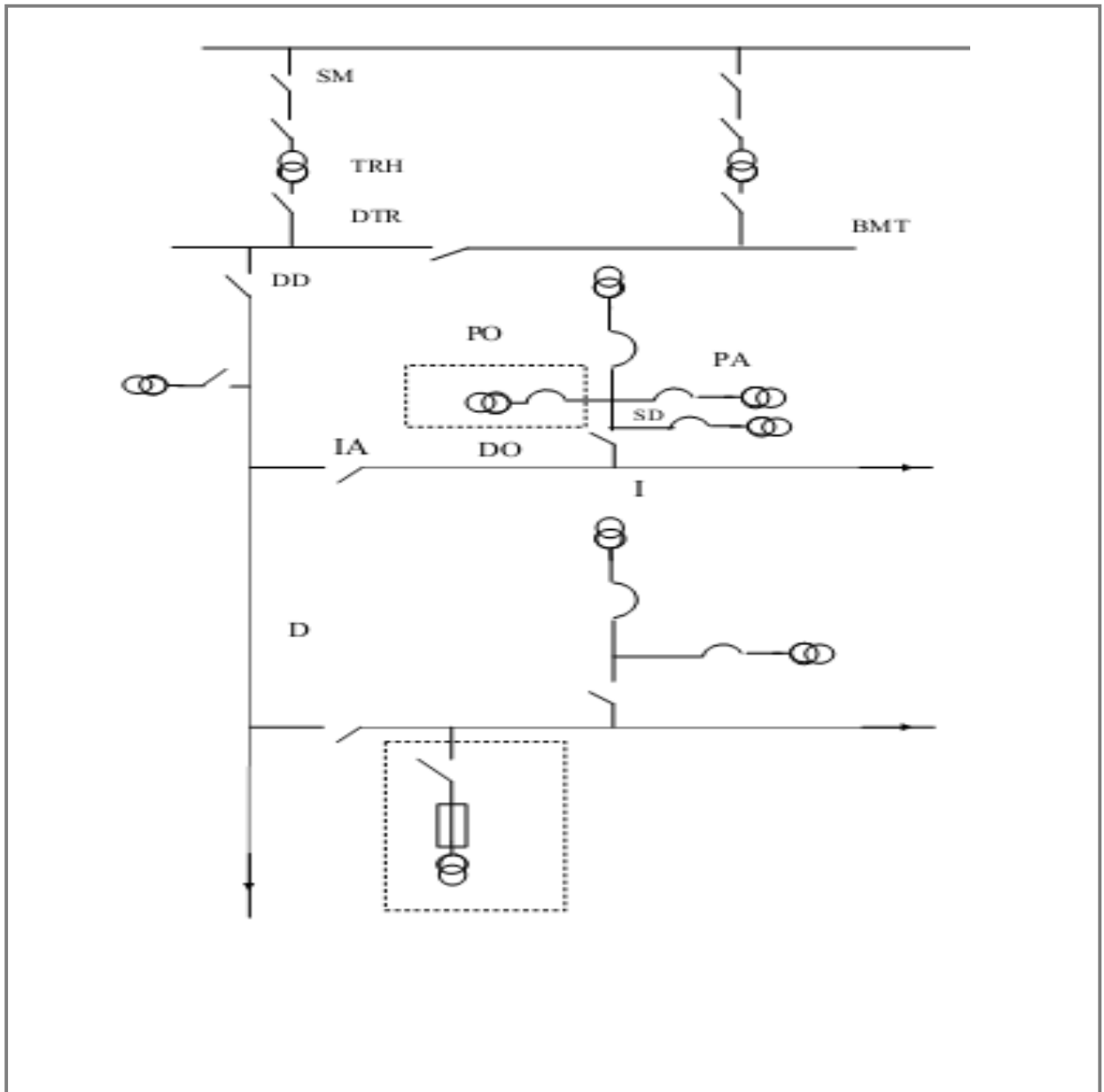


Figure I.13 : structure générale des réseaux aériens moyenne tension [7].

Cette structure 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.

Le réseau MTA est à neutre non distribué, celui-ci est mis à la terre au niveau des postes sources à travers une résistance limitant le courant de défaut à 300 A.

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, la probabilité d'incident sur la dérivation.

La nature et les sections des conducteurs à utiliser sont donnée dans le tableau I.1

<i>Lignes</i>	<i>Nature</i>	<i>Section (mm²)</i>	<i>Limite thermique (A). (*)</i>
<i>Dorsale</i>	Alliage AL	93.3	270
<i>Dérivation</i>	Alliage AL	34.4	140

Tableau I.1 : Nature et Section des Conducteurs [7].

(*) : Valeurs rapportées à la température ambiante de 40°C et température au conducteur de phase de 70°C.

I.6.2.2- Réseau moyenne tension Souterrain (RMTS)

Leurs structures est à un seul type de ligne, la dorsale exploitée en boucle ouverte permettant la reprise éventuelle en cas d'incident (charge coupée et durée d'interruption plus élevée qu'en réseau aérien).

Le réseau souterrain est à neutre non distribué, celui-ci étant mis à la terre au niveau des postes sources à travers une bobine de point neutre limitant le courant de défaut à 1000A. (Fig. I-14)

Réseau (kV)	Conducteur	Section	Limite thermique (A) (*)
10	Cuivre	120	300
	Aluminium	180	
30	Cuivre	70	230

Tableau I.2 : Nature et section des conducteurs [7].

(*) : Valeurs pour câble tripolaire individuel à champ radial directement enterré dans les conditions suivantes :

- Température du sol 20°C ;

- Résistance thermique du sol 100°C/W cm ;
- Température des conducteurs ;
- Câbles en papier – huile 75°C ;
- Câbles en caoutchouc 90°C

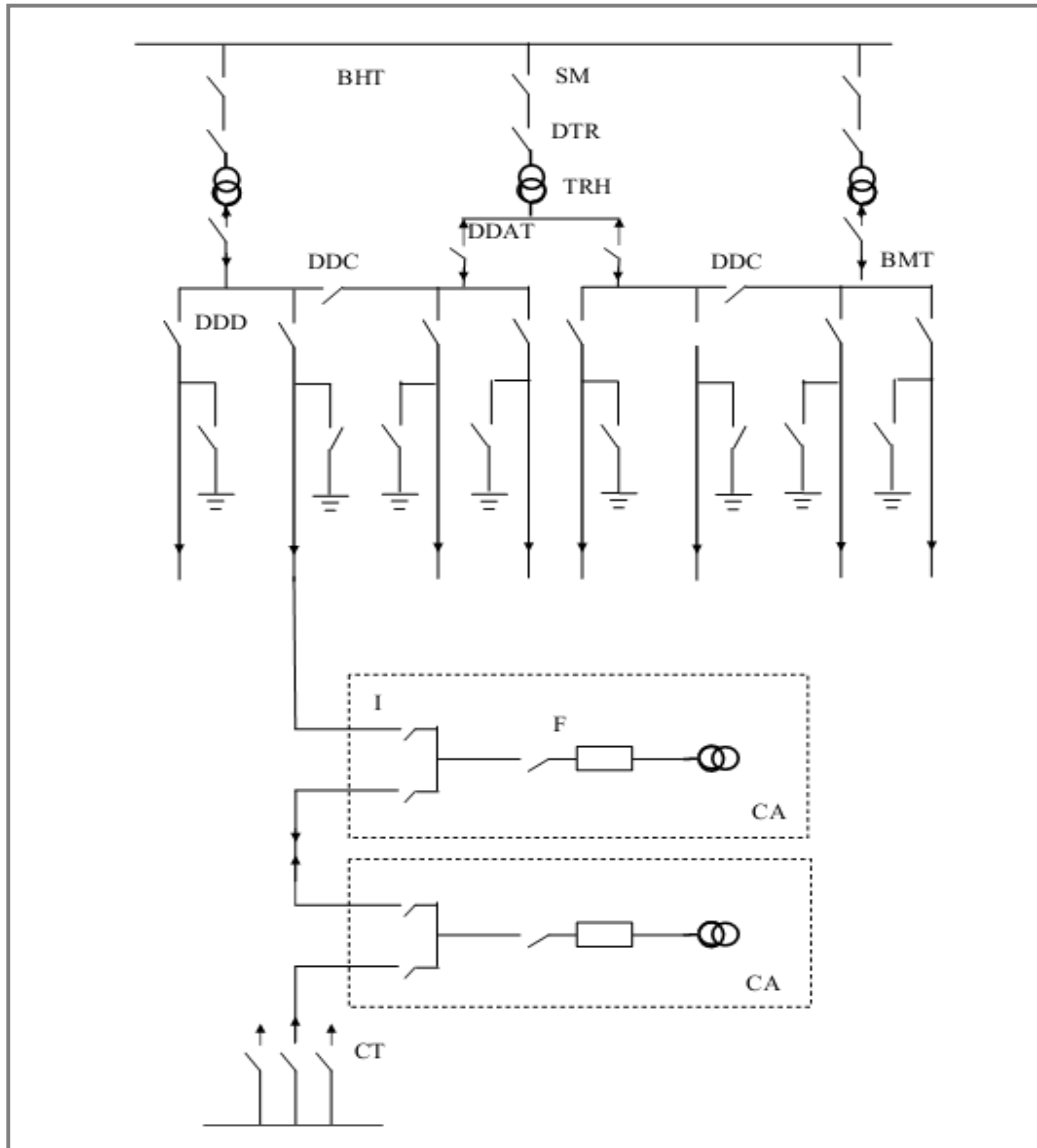


Figure I.14 : Structure générale des réseaux souterrains moyenne tension [7].

I.6.3- Structures utilisables en réseaux souterrains

a- Structure maillé :

Elle permet la réalimentation d'indisponibilité d'un tronçon ou d'un poste HTA/BTA après l'élimination de l'élément défectueux, mais présente l'inconvénient de n'utiliser les câbles que partiellement par rapport à leur capacité. Elle exige de plus un point commun par paire de câbles et demande une surveillance continue du réseau en fonction de l'accroissement de la charge. Cette structure est à abandonner compte tenu de ces inconvénients.

b- Structure à artère source à source ;

Les câbles sont issus de deux sources distinctes. Cette structure est cependant utilisée dans le cas des postes HTB/HTA 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 (figure I.15).

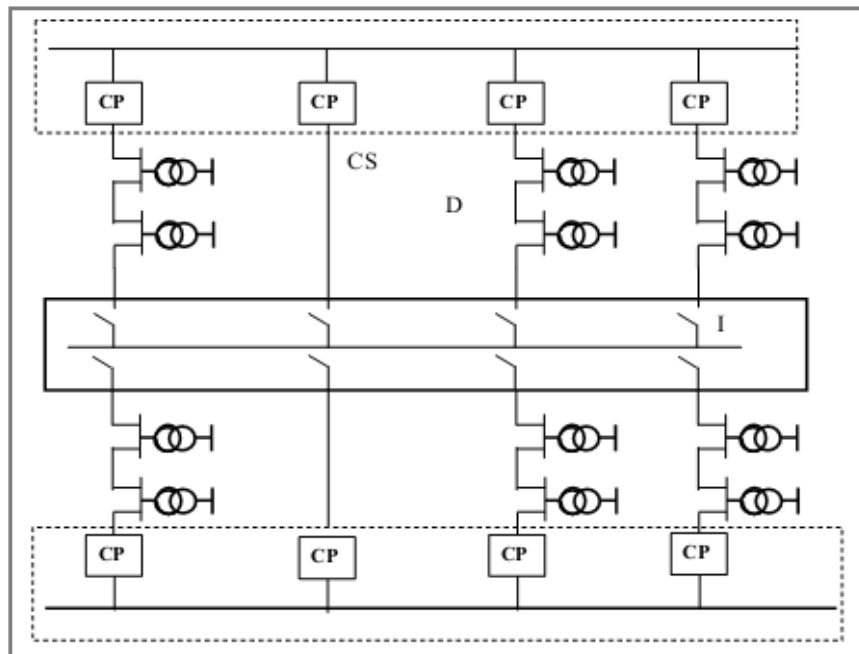


Figure I.15 : Structure des réseaux souterrains moyens tension de type artère

Source à source développée vers une structure fuseau [7].

Cette structure peut se développer dès que la charge croît vers un cas particulier de la structure 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'incident 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.

c- Structure en épi :

Chaque câble de distribution est rabattu à son extrémité au câble de secours. Le point de connexion est en général un poste de distribution publique alimenté soit par un câble de distribution, soit par un câble de secours.

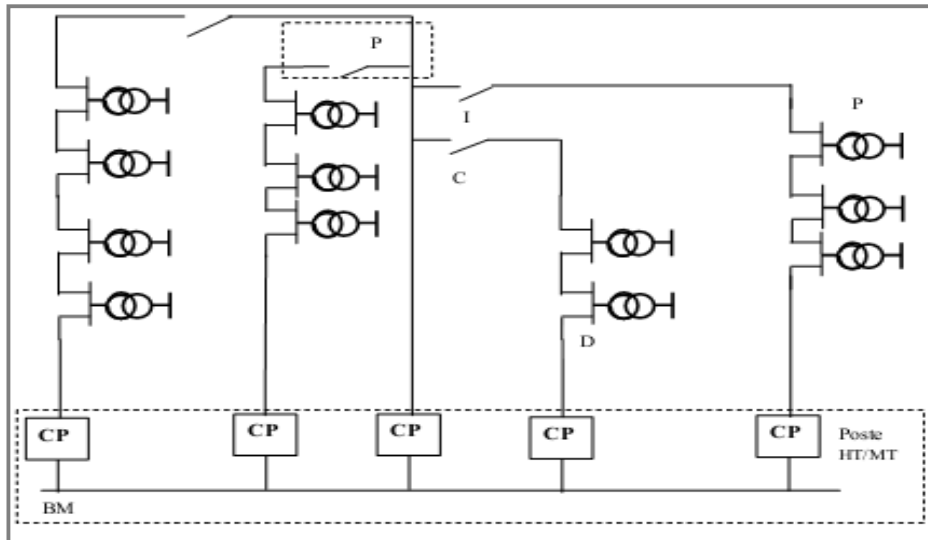


Figure I.16 : Structure des réseaux souterrains HTA type EPI. [7]

Cette structure permet une meilleure utilisation des câbles par rapport aux deux structures précédentes (figure I.16).

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 à un point unique qui permet de secourir chacun de ces derniers et contribuer à une reprise rapide du service par la diminution des durées d'interruption. Elle s'intègre bien dans les réseaux existant et permet une pose progressive des câbles en particulier celles des câbles de secours (Figure I.17).

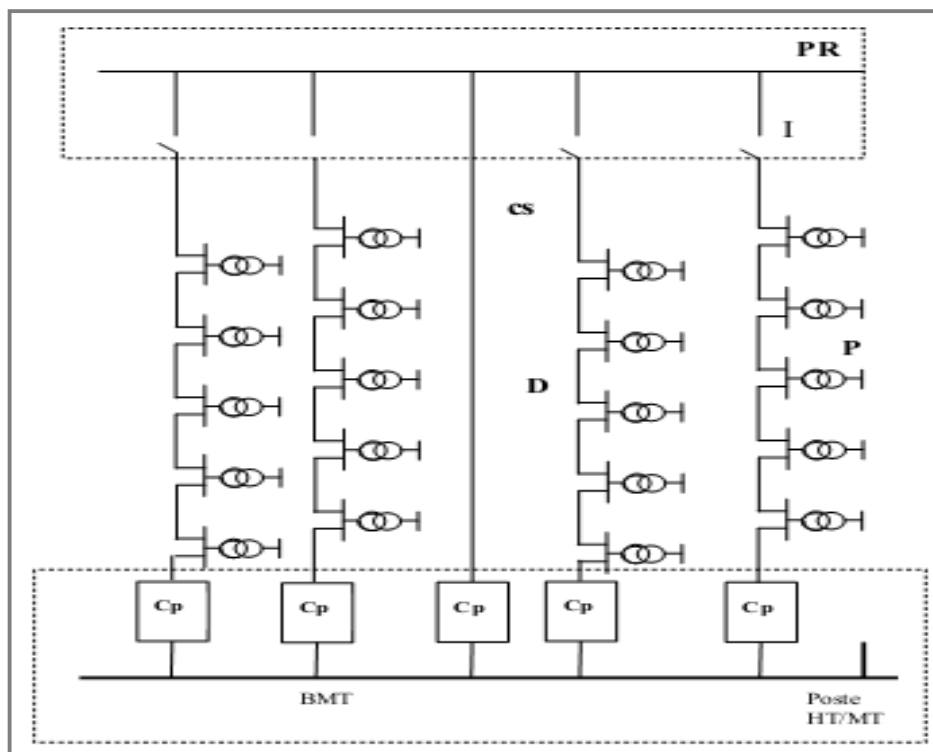


Figure I.17 : Structure des réseaux souterrains à moyenne tension type fuseau. [7]

I.6.4- Schéma unifilaire d'un réseau HTA. (Figure I.18)

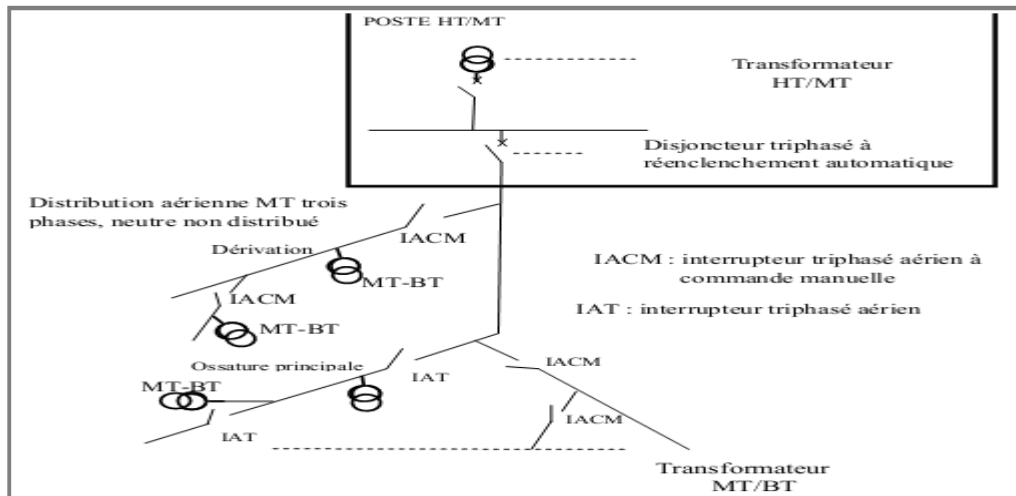


Figure I.18 : schéma unifilaire d'un réseau HTA [7].

I.6.4.1- Différents éléments du schéma:

I.6.4.1.1- Poste de transformation HTB/HTA

a- Partie haut tension : Les schémas de principe à l'état final sont de deux types (fig. I.19)

- Postes HTB/HTA pour réseau aérien à moyenne tension
- Postes HTB/HTA pour réseau souterrain à moyenne tension

Dans la première période d'exploitation du poste, l'alimentation peut se faire en antenne en raison de l'importante réduction de la charge et des possibilités d'apport du réseau HTA adjacent.

Un schéma provisoire est admissible dans le cas d'une dérivation ou d'une antenne HTB et pour alimenter une charge HTA d'importance réduite. Un ensemble de cabines mobiles constituant une réserve dans ces cas devra être prévue.

Les postes HTB/HTA doivent pouvoir débiter la puissance maximale, même dans le cas de simple incident transformateur. Il est admis alors que les transformateurs puissent être surchargés de 20% pendant deux heures à une température ambiante de 40°C [5].

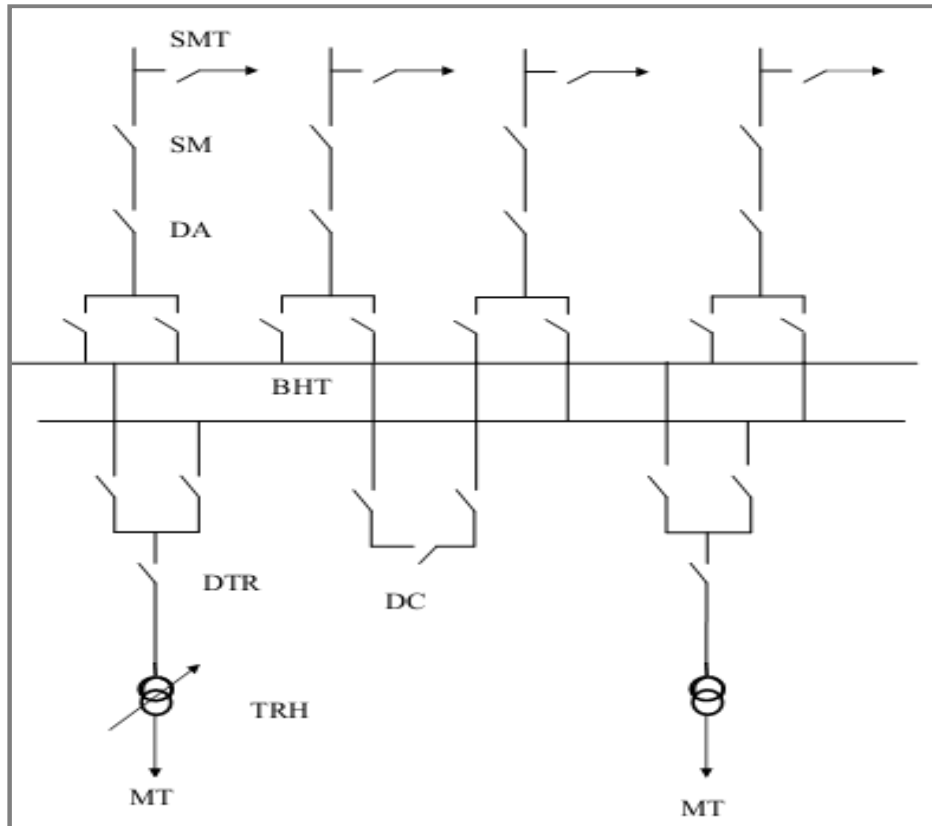


Figure I.19 : Partie haute du poste source HT/MT avec deux transfo pour réseaux souterrain ou aérien [7].

b- Partie moyenne tension : La partie moyenne tension des postes HTB/HTA alimentant un réseau aérien est à deux demi- jeux de barres sectionnables par interrupteur en charge motorisé.

Le nombre de départs pour ce type de réseau sera de 16, 24 ou 32. Les cellules seront en générale sous enveloppe métallique. Les disjoncteurs seront débroschables et interchangeable. Il conviendra de préférer l'équipement en disjoncteur à maintenance réduite.

Les postes sources HTB/HTA peuvent être constitués d'un étage HTB plus complexe avec double jeux de barres [5].

I.6.4.1.2- Poste de distribution HTA/BTA

Il est localisé entre réseau de distribution HTA et le réseau de distribution BTA, son rôle est d'assurer le passage de la HTA (1 kV) à la BTA (100V) Ces postes sont constitués de :

- Equipement HTA pour le raccordement du réseau amont
- Transformateur de distribution HTA/BTA
- Tableau des départs BTA comme points de raccordement du réseau aval de distribution. [2]

I.6.4.1.3- Réseau basse tension (BT)

Le réseau de distribution basse tension alimente la clientèle domestique et certains types d'usagers de tension 220/380 V, ces réseaux peuvent être aériens ou souterrains

a) Réseau basse tension aérien (BTA)

Leurs structures est arborescentes à deux ordres de lignes, la dorsale en 38.8mm² cuivre et la dérivation en 17.8mm² cuivre.

b) Réseaux basse tension souterrains (BTS)

En zone urbaine, les grands ensembles d'habitations collectifs sont desservis par des réseaux BTS exploités en boucle ouverte.

Ces réseaux alimentent les installations intérieures des abonnés domestiques à travers les branchements individuels ou collectifs [2].

I.7- Les lignes électriques

Une ligne de transport se compose de conducteurs, d'isolateurs et de supports. Le rôle fondamental d'une ligne est de transporter l'énergie électrique. Elle doit posséder les caractéristiques de base suivantes :

-La tension doit demeurer constante sur toute la longueur de la ligne et pour toutes les charges entre zéro et la charge nominale ;

-Les pertes doivent être faibles afin que la ligne possède un bon rendement ;

-Les pertes joules ne doivent pas surchauffer les conducteurs.

Le genre de ligne utilisé est imposé par les facteurs suivants :

-La puissance à transporter, distance de transport et le coût ;

-L'esthétique, encombrement et facilité d'installation.

On distingue quatre types de lignes :

- Ligne de distribution à basse tension ;
- Ligne de distribution à moyenne tension ;
- Ligne de transport à haute tension ;
- Ligne de transport à très haute tension.

I.7.1- Lignes de distribution BTA

Ce sont des lignes installées à l'intérieur des édifices, usines et maisons pour alimenter les moteurs, les cuisinières, etc.

Les lignes sont habituellement des câbles ou des barres fonctionnant à des tensions comprises entre 50 et 500 V.

I.7.2- Lignes de distribution HTA

Ce sont des lignes qui relient les clients aux postes de transformation principaux de la compagnie de l'électricité. Leur tension est comprise entre 1 et 50 kV.

I.7.3- Lignes de transport HTB

Ce sont les lignes reliant les postes de transformation principaux aux centrales de production d'énergie. Les lignes fonctionnent généralement à des tensions inférieures à 230 kV.

Dans cette catégorie, on trouve aussi des lignes servant à échanger de l'énergie entre deux grands réseaux et à augmenter la stabilité de l'ensemble.

I.8- Composants d'une ligne aérienne

Une ligne aérienne se compose de conducteurs, d'isolateurs et de supports.

a- Conducteurs :

Les conducteurs servent à transporter l'énergie électrique, donc ils sont soumis à de fortes tensions et à de forts courants, c'est pour cela qu'ils doivent être protégés entre eux, par rapport à la terre ou aux masses métalliques et les protéger aussi contre les agents physiques et chimiques.

Ces conducteurs sont principalement en cuivre, en aluminium ou en alliages avec une âme en acier. Les conducteurs des lignes aériennes à moyenne tension sont constitués de brins toronnés.

b- Isolateurs :

Les isolateurs servent à amortir les conducteurs et les isoler des supports. On les emploie sous forme de cloches simples ou multiples, et de chaînes d'isolateurs. Les isolateurs sont en porcelaine ou en verre.

c- Supports :

Les supports sont souvent appelés pylônes à cause de leur forme. Ils ont pour rôle de maintenir les conducteurs à une certaine hauteur de la surface du sol et ils doivent résister aux divers efforts auxquels ils sont soumis [7].

I.8.1- Propriétés des lignes de transport

Le rôle fondamental d'une ligne est de transporter une puissance active. Si elle doit également transporter une puissance réactive, celle-ci doit être faible par rapport à la puissance active.

En plus de ces exigences, une ligne de transport doit posséder les caractéristiques de base suivantes :

- a) La tension doit demeurer constante sur toute la longueur de la ligne et pour toutes les charges comprises entre zéro et la charge nominale.
- b) Les pertes doivent être faibles afin que la ligne possède un bon rendement.
- c) Les pertes joules ne doivent pas faire surchauffer les conducteurs [10].

Remarque :

La nouvelle norme en vigueur *CEI 18-510* définit les niveaux de tension alternative comme suit :

- **HTB**: pour une tension composée supérieure à 50 kV.
- **HTA**: pour une tension composée comprise entre 1 et 50 kV.
- **BTB**: pour une tension composée comprise entre 500V et 1kV.
- **BTA**: pour une tension composée comprise entre 50 et 500V.
- **TBT**: pour une tension composée inférieure ou égale à 50V.

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

- **HT** : pour une tension composée comprise entre 35kV et 1000 kV.

Les valeurs normalisées sont : 45 kV-66 kV-110kV-132 kV-150 kV-220 kV

- **MT** : pour une tension composée comprise entre 1-35 kV.

Les valeurs normalisées sont : 3,3 kV-6,6 kV-11 kV-22 kV-33 kV.

- **BT** : pour une tension composée comprise entre 100 et 1000V

Les valeurs normalisées sont : 400 V-690 V-1000 V (à 50Hz).

I.9- Conclusion

Ce premier chapitre est consacré à donner un aspect global sur les réseaux électriques à commencer par des notions sur les différentes structures topologiques et éléments constituant ces derniers (postes, lignes aériennes, câbles souterraines,...).

II.1- Introduction

L'apparition et la propagation d'un défaut dans un réseau électrique engendre des effets néfastes sur ce dernier. Lorsqu'un défaut apparaît sur un réseau électrique, plusieurs organes de protection situés dans différentes zones du réseau peuvent détecter simultanément cette anomalie. Leur système sélectif vise à isoler le plus rapidement possible la partie du réseau affecté par le défaut et uniquement cette partie, en laissant sous tension les parties saines.

II.2- Généralités sur les protections

II.2.1- Protection des réseaux HTA

II.2.1.1- Définition de la protection

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'équipements coûteux et assurer une alimentation électrique continue [13].

II.2.1.2- Constitution d'un système de protection

Le système de protection se compose d'une chaîne constituée des éléments suivants :

- Capteurs de mesure de courant et de tension fournissant les informations de mesure nécessaire à la détection des défauts ;
- Relais de protection, chargé de la surveillance permanente de l'état électrique du réseau jusqu'à l'élaboration des ordres d'élimination des parties défectueuses et leur commande par le circuit de déclenchement ;
- Organes de coupure dans leur fonction d'élimination de défaut : disjoncteurs, interrupteurs, fusibles [8].

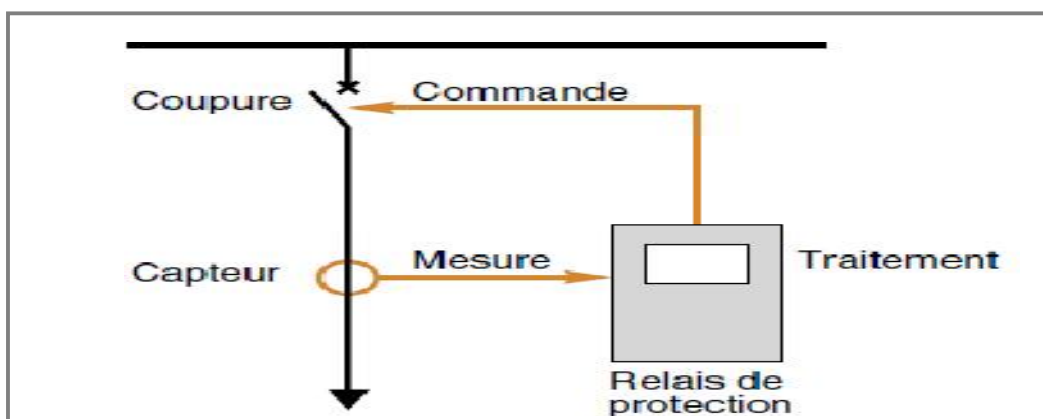


Figure II.1 : Chaîne de protection [8].

II.2.1.3- Qualité des systèmes de protection

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

a- La sensibilité : est l'aptitude des protections à détecter les défauts.

Les détecteurs contrôlent en permanence l'état électrique du réseau en surveillant certains nombres de paramètres (courant, tension, fréquence,...). Ils peuvent également surveiller la pression d'un fluide ou une température.

b- La sélectivité : 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.

Pour satisfaire cette condition, on a les types de protection suivants :

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

c- La rapidité : est le temps de réponse des appareils de coupure ; il doit être le plus réduit possible. Ce paramètre permet de minimiser les conséquences des courts circuits.

d- La fiabilité : qui est l'aptitude des protections à éviter un déclenchement inconvenant et à assurer un bon fonctionnement d'un système en cas de défaut.

e- 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 avale est défailante ;
- 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.

II.2.2- Plan de protection

II.2.2.1- Définition

Un *plan de protection* doit tenir compte de la réglementation, de la structure des réseaux à protéger et du choix du régime du neutre [12].

II.2.2.2- Réglementation

Les textes réglementaires définissent les dispositions à adapter pour protéger les personnes des dangers du courant électrique.

Les défauts doivent être éliminés dans des temps déterminés en fonction des tensions de pas ou de contact [12].

II.2.2.3- Structure des réseaux à protéger

La structure des réseaux HTA agit sur trois paramètres importants :

- La typologie des défauts qui est différente, au réseau aérien (95% de défauts fugitifs et semi-permanents) et au réseau souterrain (100% de défauts permanents) ;
- Les risques pour les tiers (câbles tombés à terre) ;
- Les capacités homopolaires qui sont 100 fois plus grandes en réseau souterrain qu'en réseau aérien [12].

II.2.2.4- Choix du régime du neutre

Dans un réseau, le régime du neutre joue un rôle très important sur le plan de protection. Lors d'un défaut d'isolement ou de mise accidentelle d'une phase à la terre, les valeurs prises par les courants de défaut, les tensions de contact et les surtensions sont étroitement liées au mode de raccordement du neutre.

Un neutre isolé limite les courants de défaut à des valeurs très faibles, mais favorise l'apparition des surtensions. Par contre, un neutre mis directement à la terre limite fortement les surtensions mais engendre des courants de défaut très importants [12].

Entre ces deux extrêmes, d'autres solutions peuvent être mises en œuvre :

a- Neutre mis directement à la terre :

Une liaison électrique d'impédance nulle est réalisée intentionnellement entre le point neutre et la terre.

Le neutre étant mis à la terre sans impédance de limitation, le courant de défaut I_{k1} entre phase et terre est pratiquement un court-circuit phase-neutre, donc de valeur élevée (Figure. II.2). La coupure se fait au premier défaut d'isolement [12].

- **Avantages :**

- Il permet l'emploi de matériels ayant un niveau d'isolement dimensionné pour la tension simple ;
- Il n'y a pas de protections spécifiques : les protections normales de surintensités de phases peuvent être sollicitées pour éliminer les défauts phase-terre francs.

- **Inconvénients :**

- Il entraîne tous les inconvénients et dangers d'un fort courant de défaut terre les dégâts et perturbations sont maximaux ;
- Il n'y a pas de continuité de service du départ en défaut ;

- Le danger pour le personnel est important pendant la durée du défaut car les tensions de contact qui se développent sont élevées. (Figure. II.2).

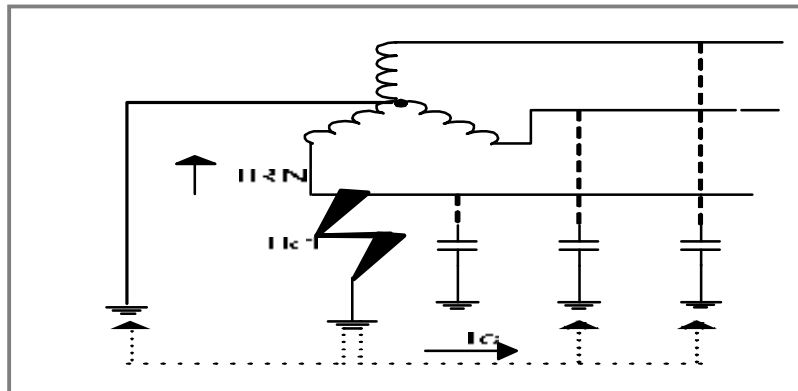


Figure II.2 : Neutre mis directement à la terre [12].

b- Neutre mis à la terre par une résistance :

Une résistance est connectée volontairement entre le point neutre et la terre. (Figure II.3)

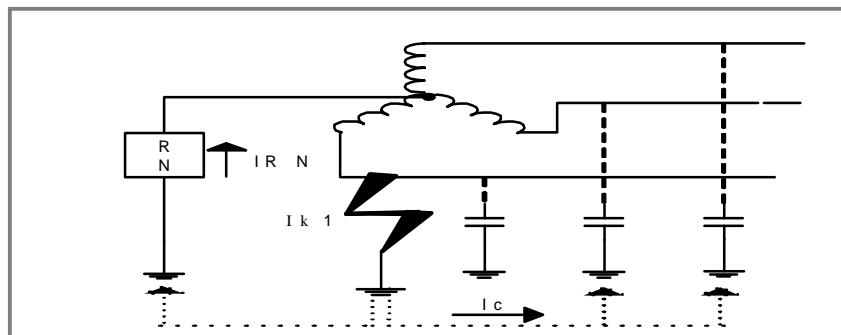


Figure II.3 : Neutre mis à la terre par une résistance [12].

• Avantages :

- Ce schéma est un bon compromis entre un courant de défaut faible et des surtensions bien écoulées ;
- Les protections sont simples, sélectives et le courant est limité.

• Inconvénients :

- La continuité de service du départ en défaut est dégradée, en effet, en cas de défaut terre, celui-ci doit être éliminé aussitôt (coupure au premier défaut) ;
- Le cout de la résistance de mise à la terre croît avec la tension et le courant limité.

c- Neutre mis à la terre par une réactance faible :

Une réactance est intercalée volontairement entre le point neutre et la terre. Pour les réseaux de tension supérieure à 40 kV, on préfère utiliser une réactance plutôt qu'une

résistance pour des raisons de difficulté de réalisation dues au dégagement de chaleur en cas de défaut. (Figure II.4). [12]

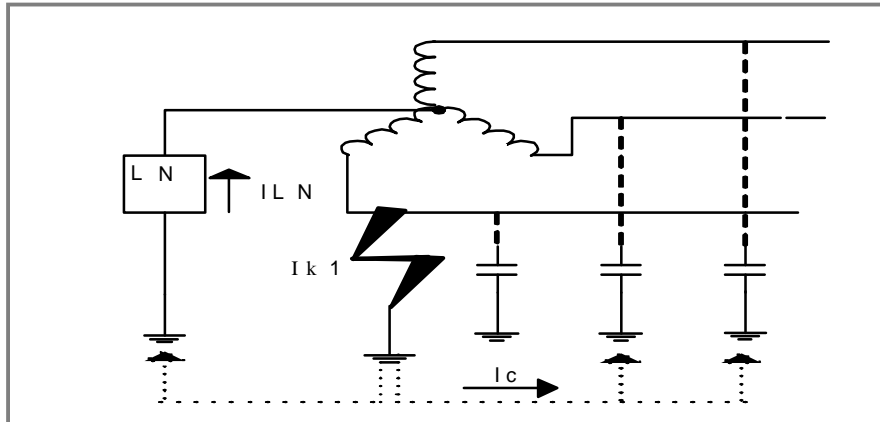


Figure II.4 : Neutre mis à la terre par une réactance faible [12].

- **Avantages**

- Il permet de limiter l'amplitude des courants de défauts ;
- Il permet la mise en œuvre de protections, sélectives simples si le courant de limitation est très supérieur au courant capacitif du réseau.

- **Inconvénients**

- Lors de l'élimination des défauts de terre, des surtensions importantes peuvent apparaître, dues à des résonances entre la réactance et la capacité du réseau ;
- La continuité de service du départ en défaut est dégradée : en cas de défaut terre, celui-ci doit être éliminé aussitôt (coupure au premier défaut)

c- Neutre Mis à la terre par réactance de compensation :

Une réactance raccordée sur la capacité phase-terre totale du réseau et intercalée entre le point neutre et la terre de sorte qu'en présence d'un défaut à la terre, le courant dans le défaut est voisin de zéro. (Figure II.5). [12]

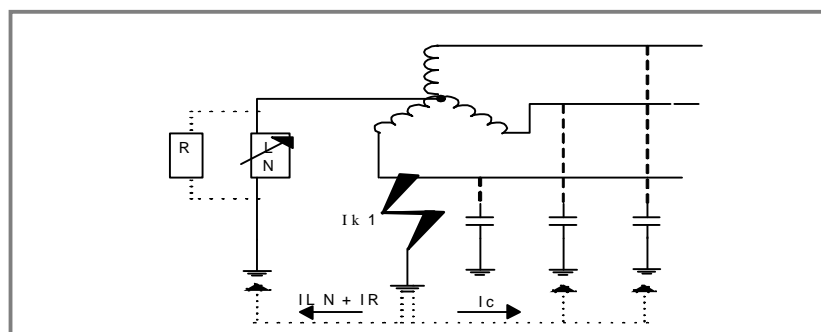


Figure II.5 : Neutre Mis à la terre par réactance de compensation [12].

- **Avantages :**

- Il permet de diminuer les courants de défaut même si la capacité phase-terre est grande : extinction spontanée des défauts à la terre non permanents ;

- Le signalement du premier défaut est donné par la détection du passage du courant dans la bobine [13].
- **Inconvénients :**
 - Pendant la durée du défaut, il faut s'assurer que le courant résiduel circulant ne présente pas de danger pour les personnes et les biens ;
 - Les risques de surtension transitoire sur le réseau sont importants.

II.3- La sélectivité des protections

II.3.1- Définition

La *sélectivité* est la coordination des dispositifs de coupure automatique de telle sorte qu'un défaut, survenant en un point quelconque du réseau, soit éliminé par le disjoncteur placé immédiatement en amont du défaut, et par lui seul [8].

II.3.2- Différents types de sélectivité

II.3.2.1- Sélectivité totale

Pour toutes les valeurs du défaut, depuis la surcharge jusqu'au court-circuit franc, la distribution est totalement sélective si D2 s'ouvre et si D1 reste fermé. (Figure II.6).

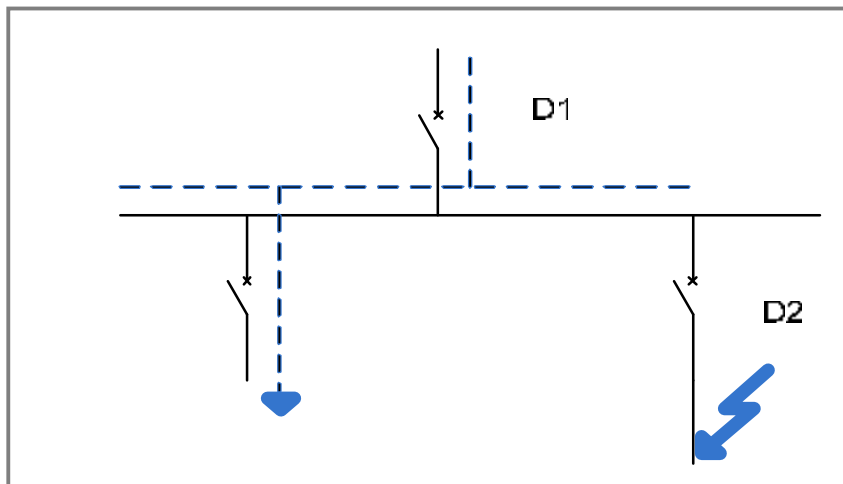


Figure II.6 : Sélectivité des appareils [8].

II.3.2.2- Sélectivité partielle

La sélectivité est partielle si la condition ci-dessus n'est pas respectée jusqu'au plein courant de court-circuit, mais seulement jusqu'à une valeur inférieure. Cette valeur est appelée limite de sélectivité.

Dans l'éventualité d'un défaut, les disjoncteurs D1 et D2 s'ouvrent [8.]

II.3.2.3- Sélectivité ampéremétrique

Elle est basée sur le fait que dans un réseau, le courant de défaut est d'autant plus faible que le défaut est plus éloigné de la source.

Une protection ampéremétrique est disposée au départ de chaque tronçon; son seuil est réglé à une valeur inférieure à la valeur de court-circuit minimal provoqué par un défaut sur la section surveillée, et supérieure à la valeur maximale du courant provoqué par un défaut situé en aval (au-delà de la zone surveillée) [8].

- **Avantages**

- Ainsi réglée, chaque protection ne fonctionne que pour les défauts situés immédiatement en aval de sa position, à l'intérieur de la zone surveillée; elle est insensible aux défauts apparaissant au-delà.
- Pour des tronçons de lignes séparés par un transformateur, ce système est avantageusement utilisé car il est simple, de coût réduit et rapide [8].

- **Inconvénients**

- La protection située en amont (A) n'assure pas le secours de la protection située en aval (B).
- De plus, en pratique, il est difficile de définir les réglages de deux protections en cascade, tout en assurant une bonne sélectivité, lorsque le courant ne décroît pas de façon notable entre deux zones voisines ; ceci est le cas en moyenne tension, sauf pour des tronçons avec transformateur [8].

Elle repose sur le décalage en intensité des courbes (figure II.7)

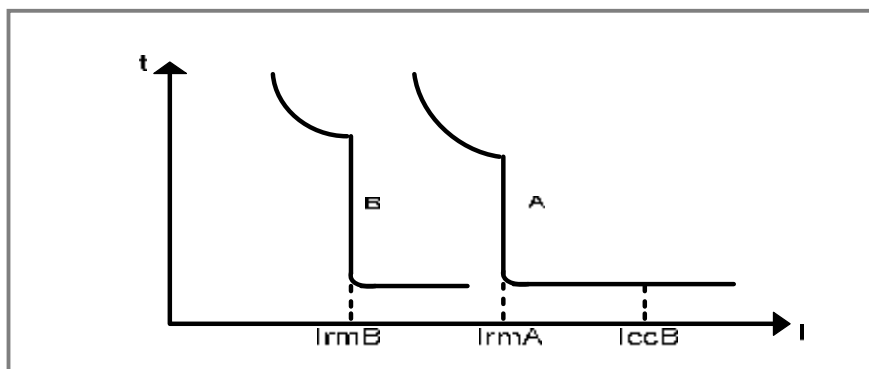


Figure II.7 : Sélectivité ampéremétrique [8].

II.3.2.4- Sélectivité chronométrique

Elle consiste à donner des temporisations différentes aux protections à maximum de courant échelonnées le long du réseau. Ces temporisations sont d'autant plus longues que le relais est plus proche de la source [8].

Elle repose sur le décalage temporel des courbes comme le montre la (figure II.8).

II.3.2.5- Sélectivité logique

Ce système a été développé pour remédier aux inconvénients de la sélectivité chronométrique. Ce principe est utilisé lorsque l'on souhaite obtenir un temps court d'élimination de défaut.

L'échange d'informations logiques entre protections successives permet la suppression des intervalles de sélectivité, et donc de réduire considérablement le retard de déclenchement des disjoncteurs situés les plus près de la source [8].

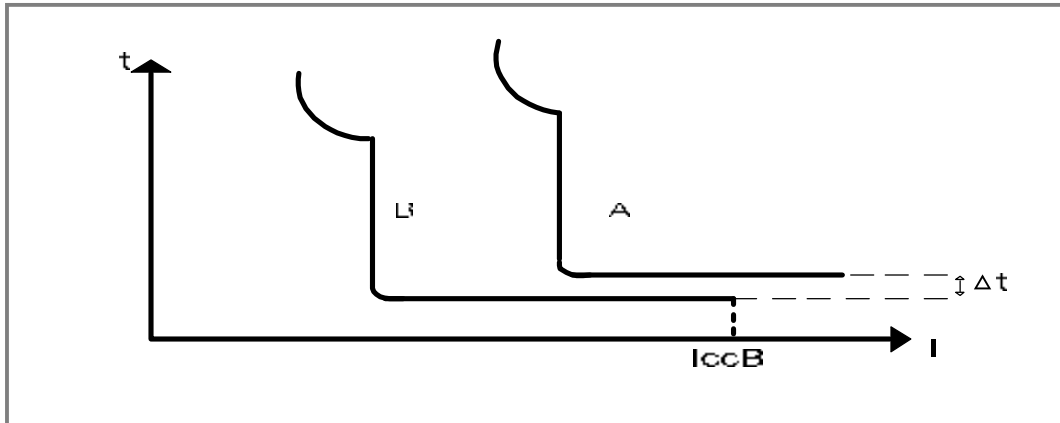


Figure II.8 : sélectivité chronométrique [8].

Ce principe est souvent utilisé pour protéger des réseaux HTA comportant des antennes avec de nombreux étages de sélectivité.

• **Avantages :**

- Le temps de déclenchement est indépendant de la position du défaut dans la cascade de sélectivité, et du nombre de protections en cascade ;
- Ainsi est-il possible d'obtenir la sélectivité entre une protection amont de temporisation faible et une protection aval de temporisation élevée ; on peut par exemple prévoir une temporisation plus réduite à la source que près des récepteurs [8].

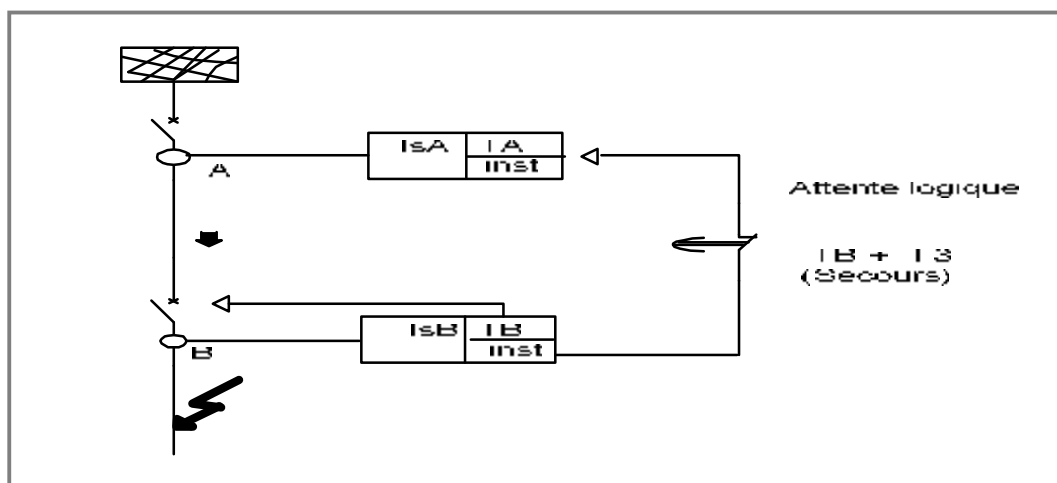


Figure II.9 : Sélectivité logique [8].

- **Inconvénients** : Ce dispositif nécessite la transmission des signaux logiques entre les différents étages de protection, donc l'installation de filerie supplémentaire ; cette contrainte est forte lorsque les protections sont éloignées. (Figure II.9). [8]

II.4- Appareillage de protection

Les systèmes de protection des réseaux électriques sont équipés de plusieurs appareils selon les défauts.

II.4.1- Appareillage de protection contre les surtensions

Les dispositifs de protection contre les surtensions sont groupés en deux classes :

Les parafoudres et les éclateurs. Ils sont généralement dimensionnés pour intervenir sur les surtensions de la foudre [3].

II.4.1.1- Les parafoudres

Les *parafoudres* sont conçus dans le but d'assurer une meilleure protection des installations contre les coups de foudre ou certains équipements industriels et une bonne continuité de service. Pour une tension élevée, à résistance faible, le courant passe à la terre (équivalent d'un interrupteur fermé). Lorsque la tension est voisine de la tension de service, la résistance est élevée, le courant est coupé (équivalent d'un interrupteur ouvert) sans déclencher le départ.

Les parafoudres à résistance variable avec éclateur sont les plus répons dans les installations HTB et HTA en exploitation de puis quelques années. La tendance actuelle est vers les parafoudres à oxyde de zinc qui possèdent les meilleures performances [8].

a- Parafoudres à résistance variable avec éclateur :

Ce type de parafoudre associe en série des éclateurs et des résistances non linéaires (varistance) capable de limiter le courant après le passage de l'onde de choc. Après l'écoulement de l'onde du courant de décharge, le parafoudre n'est plus soumis qu'à la tension de réseau. Celui-ci maintient un arc sur l'éclateur, mais le courant correspondant dit (courant de suite), traverse la résistance dont la valeur est maintenant élevée. Il est donc assez faible, pour ne pas endommager l'éclateur, et être interrompu lors du premier passage à zéro du courant (extinction naturelle de l'arc) [8].

b- Parafoudre à oxyde de zinc (ZnO) :

Ils sont constitués uniquement de varistances et remplacent de plus en plus les parafoudres à résistance variables et éclateurs. L'absence d'éclateur fait que le parafoudre à ZnO est continuellement conducteur mais sous la tension nominale du réseau protégé avec un courant de fuite à la terre très faible (inferieur à 10 mA). (Figure. II.10) [8].

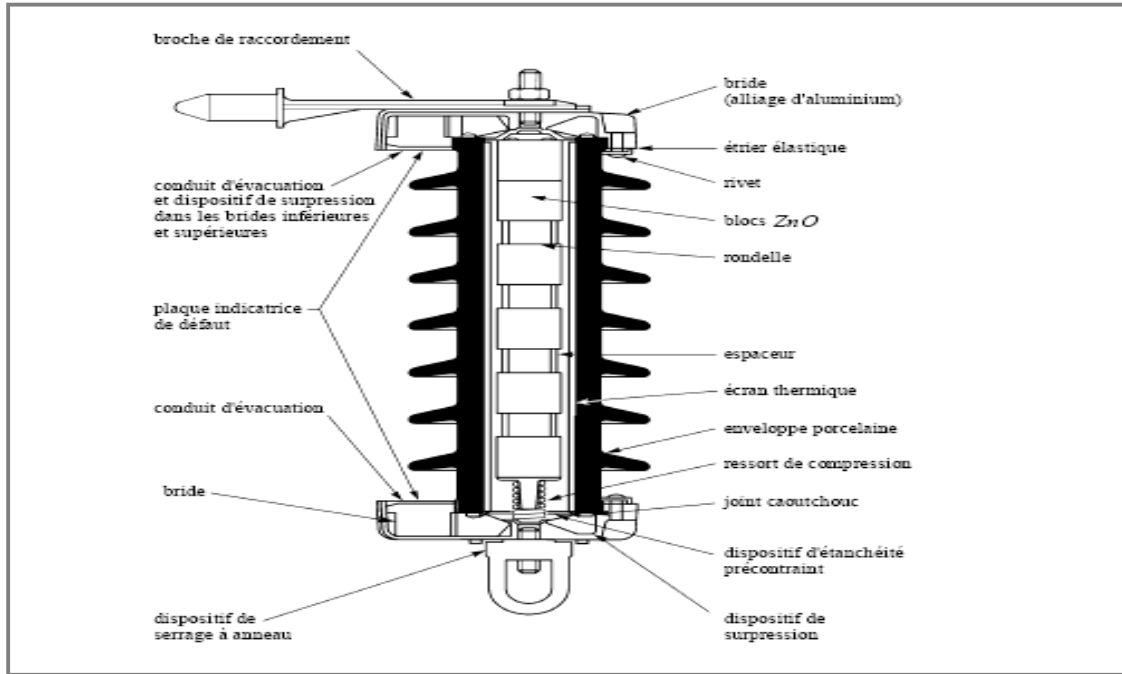


Figure II.10 : Structure d'un parafoudre ZnO [8].

II.4.1.2 - Les éclateurs

L'éclateur est un dispositif simple constitué de deux électrodes, la première reliée au conducteur à protéger et la deuxième reliée à la terre. A l'endroit où il est installé dans le réseau, l'éclateur représente un point faible (effet pointe) pour l'écoulement des surtensions à la terre et protège ainsi le matériel. La tension d'amorçage de l'éclateur est réglée en agissant sur la distance dans l'air entre les électrodes, de façon à obtenir une marge entre la tenue au choc de matériel à protéger et la tension d'amorçage au choc de l'éclateur. (Figure II.11). [8]

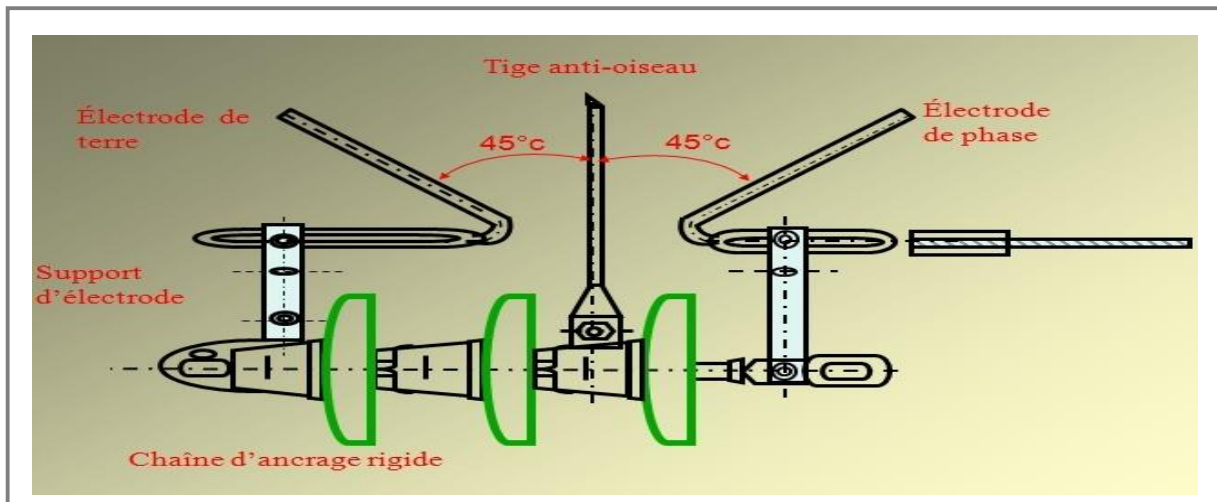


Figure II-11 : Exemple d'un éclateur [8].

II.4.2- Appareillage de protection contre les surintensités

La surintensité est tout courant supérieur à la valeur assignée.

II.4.2.1- Les Sectionneurs

a- Définition :

Le *sectionneur* est un appareil électromécanique permettant de séparer, de façon mécanique, un circuit électrique et son alimentation, tout en assurant physiquement une distance de sectionnement satisfaisante électriquement. L'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.

IL ne possède aucun dispositif d'extinction de l'arc électrique (n'a aucun pouvoir de coupure), c'est pour quoi il ne faut jamais l'ouvrir en charge car il peut causer un danger pour le personnel et pour le matériel. (Figure. II.12). [12]

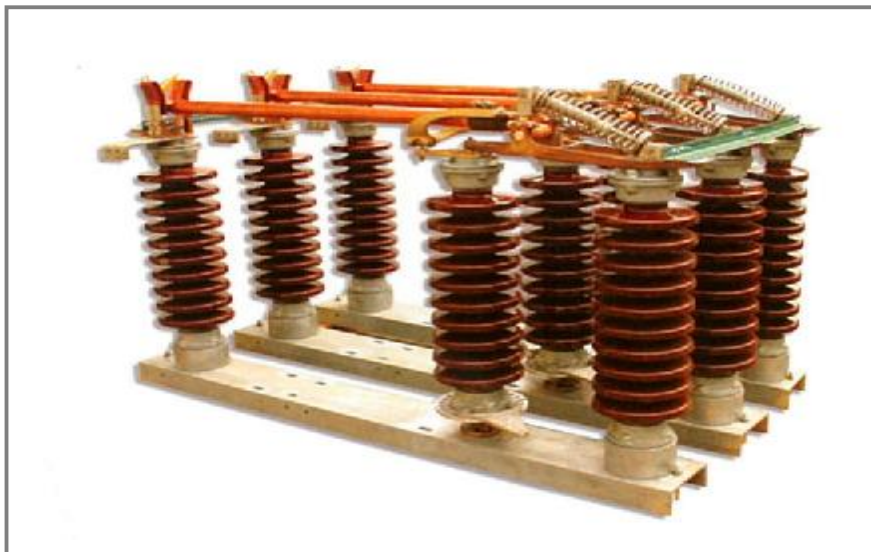


Figure II.12 : Exemple d'un sectionneur HTA [13].

b- Différents types de Sectionneurs : On distingue selon leur rôle deux types de sectionneurs :

- Sectionneur de ligne, reliant deux parties de réseau ;
- Sectionneur de terre, permettant de relier galvaniquement à la terre des parties flottantes du réseau [13].

II.4.2.2- Les disjoncteurs

Le *disjoncteur* est un appareil de protection électrique dont le rôle est d'établir ou d'interrompre des courants normaux ou anormaux.

Le disjoncteur est destiné à la protection des réseaux de distribution et des postes de transformation. Il est doté d'un pouvoir de coupure important, il peut interrompre des courants

de court-circuit de 4 à 5 fois le courant nominal sous une tension élevée, en quelques millièmes de secondes. (Figure II.13).



Figure II-13 : Exemple d'un disjoncteur HTA [13].

Il est composé de deux éléments principaux :

- Un système de détection ;
- Un système de coupure.

Suivant le moyen utilisé pour éteindre l'arc électrique lors de l'ouverture ou de la fermeture du circuit, on distingue différents types de disjoncteurs :

- Disjoncteur à l'huile ;
- Disjoncteur à air comprimé ;
- Disjoncteur sous vide ;
- Disjoncteur à soufflage magnétique [13].

- **Choix du disjoncteur :**

Ce choix est fonction des caractéristiques électriques du réseau sur lequel il est installé (tension nominale, courant nominal, pouvoir de coupure, fréquence, nombre de pôles), des impératifs d'exploitation (continuité de service, sélectivité, ...) et de l'environnement dans lequel il est supposé de s'y trouver (température ambiante, installation, ...) [13].

II.4.2.3- Les fusibles

Le *fusible* est l'appareil de protection le plus répandu dans les réseaux de distribution son rôle est d'ouvrir par fusion, le circuit dans lequel il est inséré et d'interrompre le courant lorsque celui-ci dépasse pendant un temps déterminé une valeur donnée. Son nom découle du fait qu'il fonctionne par fusion d'un filament.

Un des avantages de l'utilisation est son coût et sa simplicité d'opération, cependant il nécessite une intervention humaine pour être remplacé. (Figure II.14)

- **Caractéristiques du fusible :** Les fusibles sont caractérisés par leur :
 - Tension nominale, qui est la grandeur que peut supporter le fusible en régime nominal.



Figure II-14: Exemple d'un fusible HTA [12].

II.4.2.4- Les relais de protection

Un *relais* est un dispositif de surveillance continue de l'état électrique du réseau. Il est destiné à donner des ordres de mise hors tension du circuit de ce réseau, siègè d'un fonctionnement anormal lorsque les grandeurs électriques qui l'alimentent (courant, tension, température,...) franchissent un seuil prédéterminé [14].

II.4.2.4.1- Relais électromagnétique

Un relais électromagnétique, dans son principe de commutation, s'apparente à un interrupteur mécanique dont la manœuvre ne s'effectue pas manuellement, mais en faisant circuler un courant dans le circuit d'excitation du relais. Ce circuit est constitué par une bobine appelée bobine d'excitation ou bobine de commande. Le passage d'un courant de quelques dizaines de milliampères dans le circuit d'excitation suffit pour commander un relais.

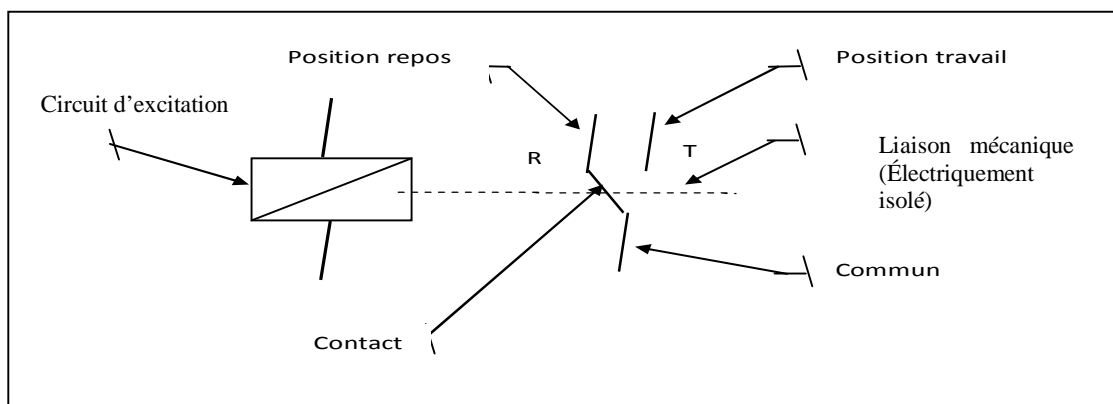


Figure II.15: Constitution d'un relais électromagnétique [14].

Lorsque le relais est commandé, le contact initialement en position repos passe en position travail et reste dans cette position tant qu'un courant circule dans le circuit d'excitation. Lorsque le courant dans le circuit d'excitation disparaît, le contact revient en position repos. (Figure. II.15). [14]

II.4.2.4.2- Relais statique

Il comporte des circuits intégrés linéaires au silicium composé de portes et circuit logique, et plus récemment, le relais statique comporte des mémoires et des microprocesseurs.

L'utilisation de ces composants a permis la mise au point des caractéristiques plus sophistiquées.

Les relais statiques remplacent de plus en plus les relais électromagnétiques pour les avantages suivant :

- Plus précis ;
- Plus sensible ;
- Plus rapide ;
- Longue durée de vie, faible consommation et moins encombrant.

Malgré tous ces avantages, les relais statiques possèdent des manques tels que la limitation des fonctions. [12]

II.4.2.4.3- Relais thermique

Il comporte un élément actif chauffé par le passage de l'intensité du courant absorbé par l'appareil à protéger. Cet élément est une lame bimétallique qui se déforme sous l'effet de l'augmentation de la température engendrée par la surintensité. (Figure. II.16). [8]

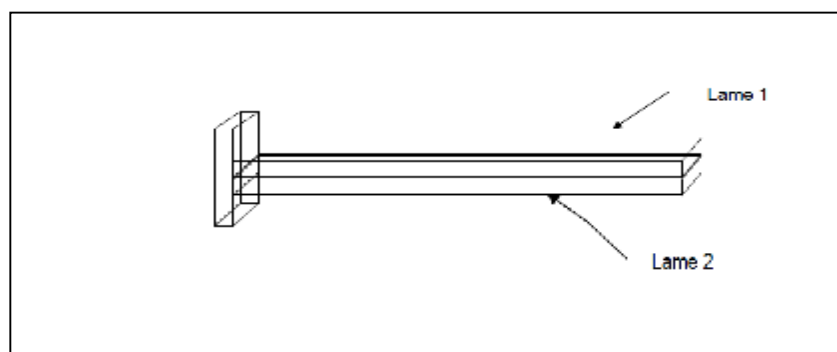


Figure II.16 : Relais thermique [8].

II.4.2.4.4- Relais numérique

Les protections numériques, sont basées sur le principe de la transformation de variables électriques du réseau, fournies par des transformateurs de mesure, en signaux numériques de faible voltage. L'utilisation de techniques numériques de traitement du signal permet de décomposer le signal en vecteurs, ce qui autorise un traitement de données via des

algorithmes de protection en fonction de la protection désirée. En outre, ils sont équipés d'un écran d'affichage à cristaux liquides sur la face avant pour le fonctionnement local. [13]

- **Exemple d'un relais numérique de protection :** parmi ces relais numériques, on trouve le SEPAM qui est constitué d'unité numérique de protections et de contrôle et de commande des réseaux de distribution électrique moyenne tension et basse tension. Il assure l'ensemble des fonctions suivantes :
 - Protection ;
 - Commande et surveillance ;
 - Mesure et diagnostic du réseau électrique HTA ;
 - Communication ;
 - Auto surveillance.

Le SEPAM fournit une gamme de protection complète avec affichage numérique répondant aux exigences suivantes :

- Grande dynamique de réglage ;
- Protection des réglages par mot de passe ;
- Facilité d'utilisation des courants de déclenchement sur chaque phase et l'affichage des valeurs réelles des mesures ;
- Sureté de fonctionnement avec les contrôles permanents et un haut niveau d'immunité aux perturbations électromagnétique.

Dans la gamme SEPAM on trouve plusieurs types selon leur capacité et fonctions souhaitées : SEPAM (1000+, 1000, 2000, 80,...). Chaque SEPAM est une réponse optimale en termes de fonctionnalité et de performance.

De plus, il comprend l'ensemble des fonctions de protection, de mesure, de commande, de surveillance et de signalisation nécessaires à l'application pour laquelle il est destiné.

Le SEPAM est réalisé d'une façon à s'adapter à plusieurs applications :

- Applications aux sous-stations (arrivées et départs) ;
- Applications aux transformateurs ;
- Applications aux moteurs ;
- Applications aux générateurs [13].

II.5- Protection d'un réseau HTA

Les réseaux moyenne tension HTA s'étendent des postes sources (transformateurs HTB/HTA) jusqu'aux abonnés HTA ou BTA en passant par des jeux de barres et des lignes aériennes ou souterraines.

La protection de ce réseau consiste à la protection des différents équipements qui le constituent [14].

II.5.1- Protection des transformateurs HTB/HTA

Les transformateurs HTB/HTA sont généralement protégés par des protections à maximum de courant.

- **côté HTB** : protection à maximum de courant à deux seuils :
 - Le premier seuil temporisé ;
 - Le deuxième seuil instantané pour les courts-circuits sur le primaire du transformateur.
- **côté HTA** : protection à un seuil contre les surcharges du transformateur, elle constitue aussi une protection de secours vis-à-vis des défauts polyphasés sur les lignes HTA.

Il est réglé à un courant très élevé de façon à ne pas être sensible aux courts-circuits dans la tranche HTA [14].

II.5.2- Protection des jeux de barres

Les jeux de barres sont rarement le siège de défauts à cause de leurs petites longueurs et leurs petits diamètres, mais il est nécessaire de prévoir leurs éliminations le plus rapidement possibles car ils peuvent engendrer des dégâts importants, comme ils peuvent déstabiliser une partie ou tout le réseau.

La protection des jeux de barres peut être effectuée par une protection différentielle, comme elle peut être effectuée par une protection de masse [14].

II.5.2.1- Protection différentielle de jeu de barres

C'est la protection la plus utilisée pour protéger les jeux de barres car elle est très rapide et sélective. Elle est la plus efficace pour garantir l'élimination sûre de tout défaut sur le jeu de barres. Son principe repose sur la comparaison entre le courant arrivant de la source et la somme des courants sortant par les départs. On dit que le jeu de barres est sain si la différence des courants est nulle, dans le cas contraire, il existe un défaut et l'appareil de coupure associé se déclenche. (Figure. II.17). [14]

II.5.2.2- Protection de masse

Dans le cas d'une installation électrique avec neutre mis à la terre, un relais est utilisé pour la détection des défauts à la terre. Ce dernier est alimenté par un transformateur de courant inséré dans la liaison de terre. Dans le cas d'un défaut d'isolement, le relais le détecte et ordonne le déclenchement de la protection associée. (Figure. II.18). [14]

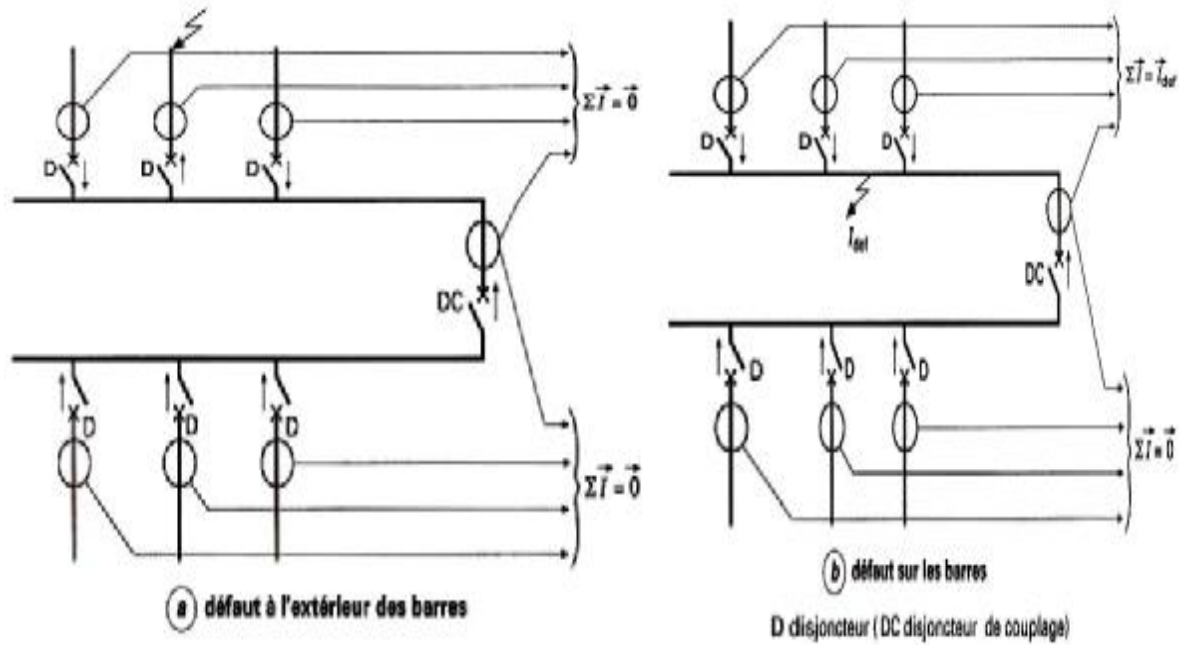


Figure II.17: Principe de fonctionnement d'une protection différentielle de Barres [8].

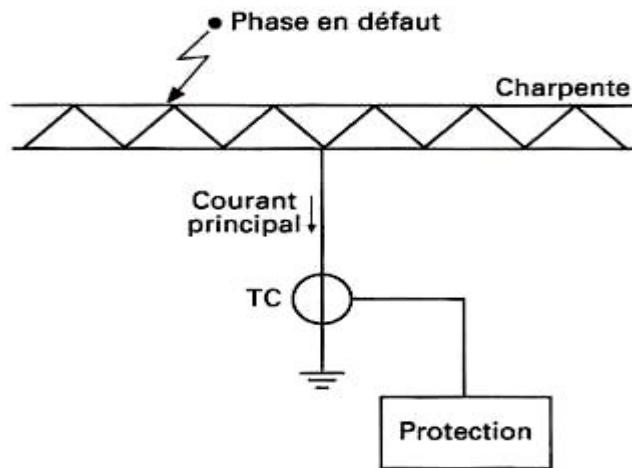


Figure II-18 : Principe de fonctionnement d'une Protection de masse [8].

II.5.2.3- Protection d'un départ HTA

Les protections sont installées en tête des départs dans le poste HTB/HTA et dans les postes HTA/BTA. Le système est réalisé par des TC sur les phases avec deux relais de phase et un relais homopolaire de départ pour les différents types de courant de court-circuit (entre phases ou entre phase et terre) et un relais de temps.

Ce système est destiné à mesurer toute surintensité originaire d'un court-circuit dépassant le seuil de réglage et par conséquent transmettre l'ordre de déclenchement au disjoncteur [14].

II.5.2.4- Protection contre les défauts entre phases

Cette protection s'effectue pour chaque départ HTA à l'aide de deux relais à maximum de courant à temps constant montés au secondaire de deux transformateurs de courant placés sur deux phases. La troisième phase se trouve protégée par ces deux relais car tout défaut polyphasé intéresse au moins deux phases. (Figure. II.19). [8]

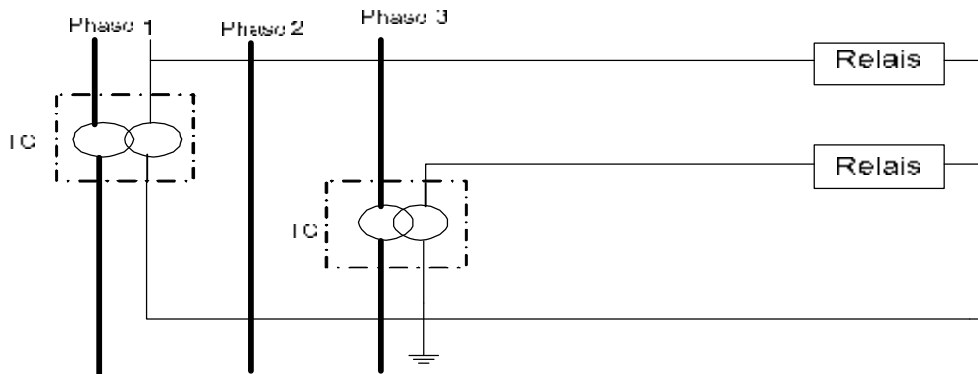


Figure II.19 : Schéma de protection contre les défauts entre phases [8].

II.5.3- Système de protection à un seul seuil

Cette protection agit vis-à-vis des défauts polyphasés. Le réglage tient compte du cas le plus favorable entre le courant de court-circuit biphasé correspondant à la plus grande impédance du réseau et le courant qui définit la limite thermique du conducteur.

Le réglage doit répondre aux conditions suivantes :

- Détecter les courts-circuits polyphasés sur la ligne ;
- Eviter la limite thermique des conducteurs ;
- Eviter les déclenchements intempestifs ;
- Eviter le claquage des TC [9].

II.5.4- Système de protection à deux seuils

Ces protections sont à deux seuils d'intervention, le premier seuil joue le même rôle que celui à un seul seuil, le second seuil à maximum de courant devra éliminer rapidement les courts-circuits d'un courant élevé (court-circuit franc au secondaire d'un transformateur). [14]

II.5.5- Protection contre les défauts entre phase et terre

Elle s'effectue à l'aide d'un seul relais à maximum de courant homopolaire monté dans le circuit du neutre des trois TC. (Figure. II.20).

Le relais du courant homopolaire doit être réglé à une valeur qui dépend :

- du courant résiduel I_0 sur les départs sains en raison du retour d'une partie du courant du défaut à la terre à travers la capacité homopolaire du conducteur ;
- du courant résiduel I_n au secondaire des TC calculé en absence de tout défaut à la terre [8].

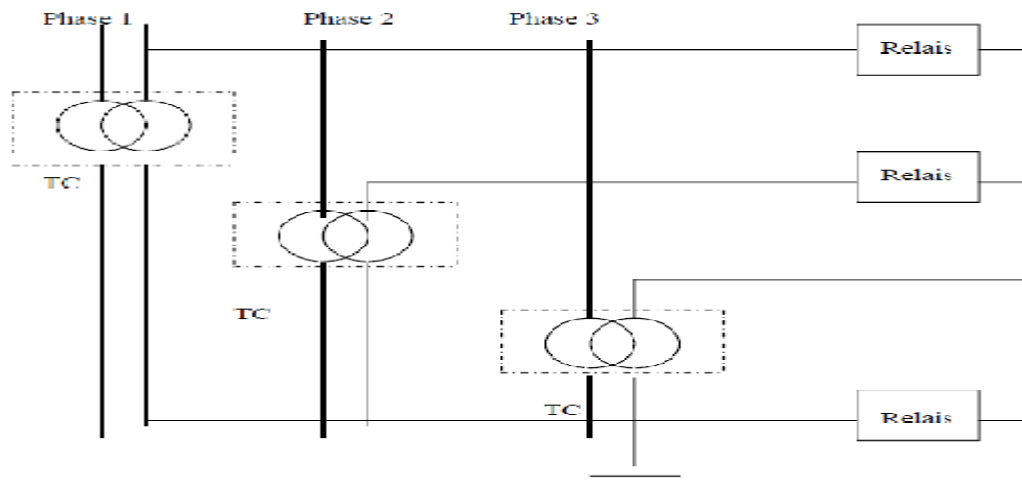


Figure II.20 : Protection contre les défauts entre phase et terre [8].

II.6 - Les automates associés aux protections des départs HTA

Les dispositifs d'exploitation automatique de reprise de service sont des appareils qui ont pour but d'améliorer la qualité de service.

Donc il serait très pratique d'utiliser des automates tels que le réenclencheur mixte qui est capable de sélectionner la nature des défauts (fugitif, semi-permanent)

Il existe deux sortes d'automates :

- Les réenclencheurs rapides pour les défauts fugitifs ;
- Les réenclencheurs lents pour les défauts semi-permanent et permanent [13].

II.6.1- Dispositif de Réenclenchement Rapide (DRR)

Le disjoncteur à réenclenchement rapide ouvre le circuit lors de l'apparition d'un défaut et le referme de nouveau après un délai compris entre une fraction de seconde et quelques secondes. La séquence d'ouverture et de refermeture se répète deux ou trois fois selon l'ajustement des dispositifs de commande interne. Si le court-circuit ne disparaît pas après deux ou trois tentatives de refermeture, le disjoncteur (DRR) ouvre le circuit en permanence et une équipe de réparation doit aller sur les lieux pour le réarmer [14].

II.6.2- Dispositif de Réenclenchement Lent (DRL)

Il a pour but d'éliminer les défauts semi permanents qui réapparaissent après un cycle de réenclenchement. Il provoque la fermeture du disjoncteur du départ avarié après un temps d'isolement relativement lent compris entre 15 à 30 s.

Il doit effectuer les opérations suivantes :

- Ouverture temporisée du disjoncteur après l'isolement du départ en défaut ;
- Envoyer l'ordre de réenclenchement après un temps de 15 à 30 s [16].

II.6.3- Dispositif de réenclenchement rapide et lent

Avec le regroupement des différentes techniques de réenclenchement (rapide et lent). Les défauts fugitifs seront éliminés par un cycle rapide, les défauts semi-permanents entraînant un cycle de réenclenchement rapide et suivi d'un cycle long [16].

II.7- Protection des liaisons (lignes et câbles)

II.7.1- Surcharge thermique

La protection vis-à-vis de l'échauffement anormal des conducteurs en régime permanent à cause du courant de surcharge est assurée par une image thermique qui calcule une estimation de l'échauffement à partir de la mesure du courant [8].

II.7.2- Court-circuit entre phases

La protection à maximum de courant phase permet d'éliminer le court-circuit, le réglage de la temporisation étant adapté aux protections voisines.

Un défaut biphasé éloigné provoque une faible surintensité et un déséquilibre ; une protection de courant à maximum de composante inverse complète alors la protection de base. (Figure. II.21)

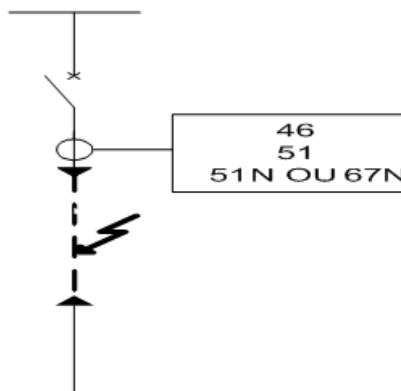


Figure II.21: Protection de liaison par relais à maximum du courant [8].

Pour diminuer le temps d'élimination de défaut, on peut utiliser une protection différentielle à pourcentage, activée lorsque le courant différentiel dépasse un certain pourcentage du courant traversant ; chaque extrémité de la liaison comporte un relais ; les échanges d'information entre relais se font par fil pilote. (Figure. II.22). [8]

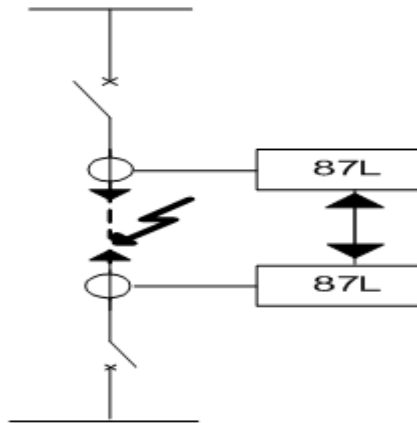


Figure II.22: Protection de liaison par relais différentiels [8].

II.7.3- Court-circuit phase-terre

La protection à maximum de courant terre temporisée permet d'éliminer le défaut avec une bonne précision mais, pour un départ de grande longueur, une protection à maximum de courant terre directionnelle permet un réglage du seuil de courant inférieur au courant capacitif du câble dans le cas d'une liaison à la terre par neutre résistif. (Figure. II.21)

II.7.4- Protection de distance

La protection de distance contre les défauts affectant des tronçons de ligne ou de câble est utilisée dans le cas des réseaux maillés (liaisons en parallèle, plusieurs sources).

Elle est sélective, rapide et sans nécessité de sélectivité chronométrique. Sa sensibilité est dépendante de la puissance de court-circuit et de la charge et sa mise en œuvre est difficile lorsque la liaison n'est pas homogène (ligne aérienne + câble). Sa fonction est de :

- mesurer une impédance proportionnelle à la distance du point de mesure au défaut ;
- délimiter des zones d'impédance correspondant à des tronçons de ligne de différentes longueurs ;
- déclencher par zone avec temporisation (Figure. II.23).

L'exemple de la figure II.24 fait apparaître pour la protection en A du tronçon AB :

- un cercle d'impédance à 80 % de la longueur de ligne (zone 1), à l'intérieur duquel est associé un déclenchement instantané ;
- une couronne d'impédance comprise entre 80 % et 120 % de la longueur de ligne (zone 2), à laquelle est associé un déclenchement temporisé (200 ms) ;
- un cercle d'impédance à 120 % de la longueur de ligne (zone 3), à l'extérieur duquel est associé un déclenchement temporisé long de secours de la protection B à l'extérieur de AB ;

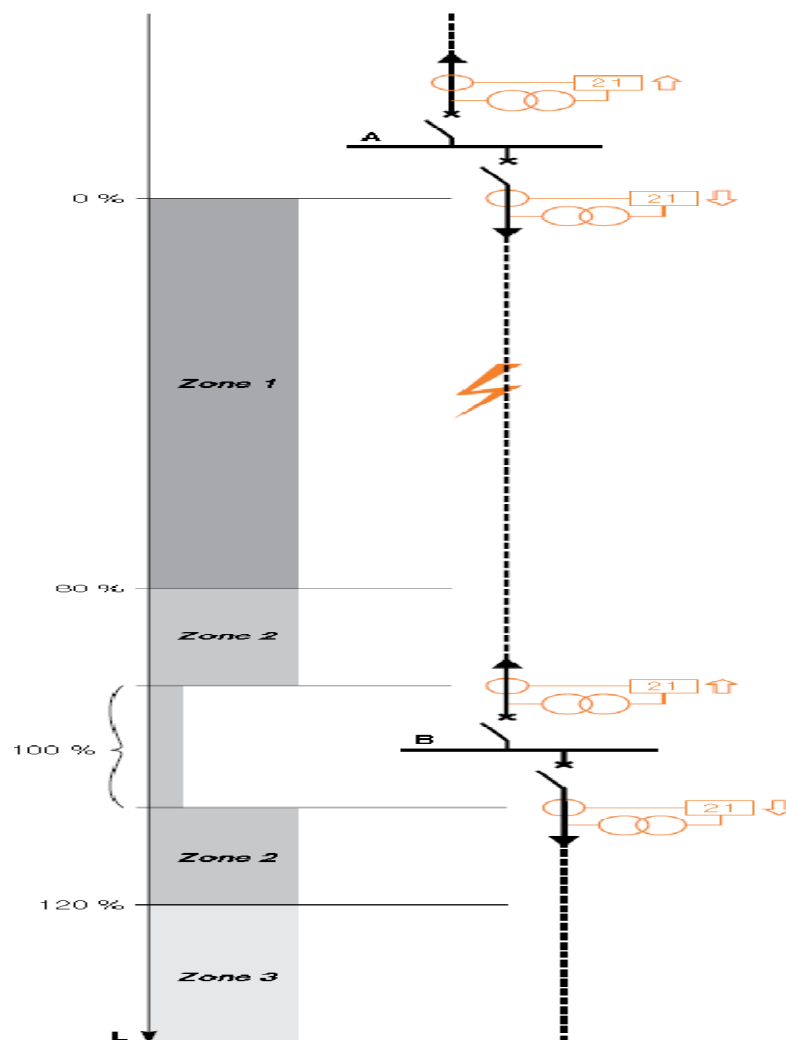


Figure II.23 : Principe de la protection de distance [8].

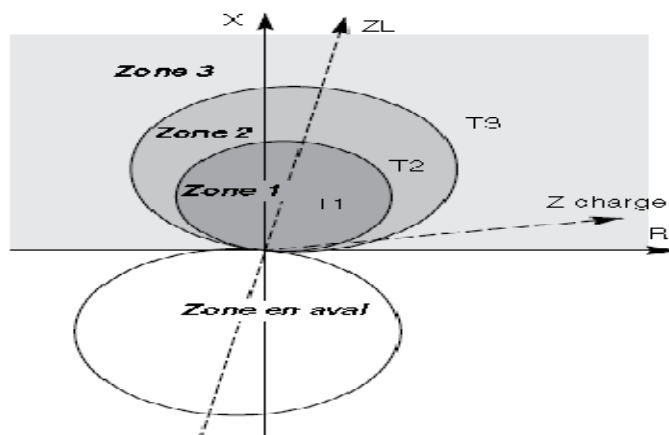


Figure II.24 : Cercle d'impédance [8].

- un cercle d'impédance à 120 % en aval pour assurer le secours de la protection en aval ;
- Lorsqu'il y a communication entre les protections aux extrémités, on peut déclencher instantanément entre 0 et 100 % [8].

II.8- Protection des transformateurs

Le *transformateur* est un élément particulièrement important d'un réseau. Il est nécessaire de le protéger efficacement contre tous les défauts susceptibles de l'endommager. Les principaux défauts qui peuvent affecter un transformateur sont :

- la surcharge ;
- le court-circuit ;
- le défaut à la masse [8].

II.8.1- Surcharge

La surcharge peut être due à l'augmentation du nombre de charges alimentées simultanément ou à l'augmentation de la puissance absorbée par une ou plusieurs charges.

Elle se traduit par une surintensité de longue durée qui provoque une élévation de température préjudiciable à la tenue des isolants et à la longévité du transformateur.

La surintensité de longue durée peut être détectée par une protection à maximum de courant phase temporisée à temps indépendant ou à temps inverse, sélective avec les protections secondaires.

On surveille la température du diélectrique pour les transformateurs à isolation liquide ou la température des enroulements pour les transformateurs secs.

On utilise une protection à image thermique pour surveiller avec une meilleure sensibilité l'élévation de température : l'échauffement est déterminé par simulation du dégagement de chaleur fonction du courant et de l'inertie thermique du transformateur.

Pour les transformateurs HTA/BTA, une surcharge peut être détectée côté basse tension par le déclencheur long retard du disjoncteur BTA principal [8].

II.8.2-Court-circuit

Le court-circuit peut être interne au transformateur ou externe. Plusieurs protections peuvent être mises en œuvre :

- Pour les transformateurs dans l'huile, des dispositifs sensibles au dégagement de gaz et au déplacement d'huile provoqués par un court-circuit entre spires d'une même phase ou un court-circuit entre phases ;
- La protection différentielle de transformateur, qui assure une protection rapide contre les défauts entre phases. Elle est sensible et elle s'utilise pour les transformateurs vitaux de forte puissance. Pour éviter le déclenchement intempestif, on procède à la mesure de l'harmonique du courant différentiel qui détecte l'enclenchement de l'appareil, On notera que la mise en œuvre de cette protection en technologie numérique procure des avantages : simplicité de réglage et stabilité (Figure. II.25).

§ Une protection à maximum de courant phase instantanée, associée au disjoncteur situé au primaire du transformateur assure la protection contre les courts-circuits violents au primaire. Le seuil de courant est réglé à une valeur supérieure au courant dû à un court-circuit au secondaire : la sélectivité ampèremétrique est ainsi assurée (figure II.26)

§ Un fusible HT peut assurer la protection des transformateurs de petite puissance [8].

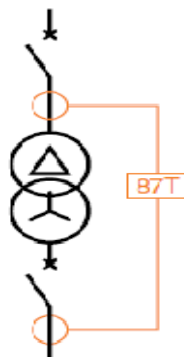


Figure II.25 : Protection différentielle de transformateur [8].

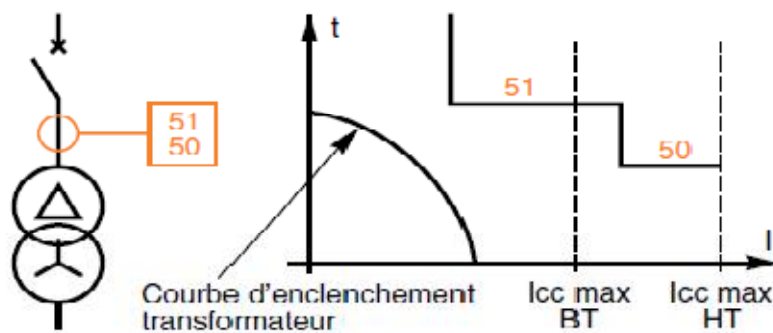


Figure II.26 : Protection de transformateur à maximum de courant [8].

II-8-3 : Défaut à la masse

Le défaut à la masse est un défaut interne. Il peut se produire entre bobinage et cuve ou entre bobinage et noyau magnétique.

Masse cuve, cette protection à maximum de courant faiblement temporisée installée sur la connexion de mise à la terre de la masse du transformateur (si son réglage est compatible avec le régime de neutre) constitue une solution simple et efficace contre les défauts internes entre un enroulement et la masse ; elle nécessite l'isolement du transformateur par rapport à la terre.

Cette protection est sélective : elle n'est sensible qu'aux défauts à la masse du transformateur des côtés primaire et secondaire (Figure. II.27).

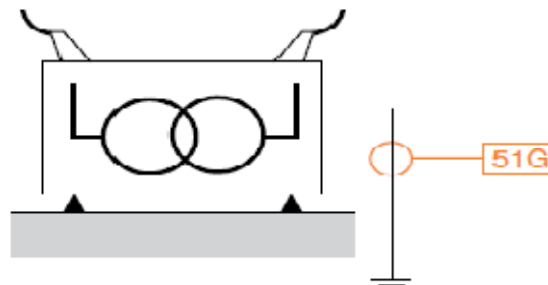


Figure II.27 : Protection de masse cuve transformateur [8].

Une autre solution consiste à assurer la protection contre les défauts à la terre :

- Par la protection de terre située sur le réseau amont pour le défaut masse affectant le primaire du transformateur ;
- par la protection de terre située sur l'arrivée du tableau alimenté, si la mise à la terre du neutre du réseau aval est réalisée sur le jeu de barres. (Figure. II.28).

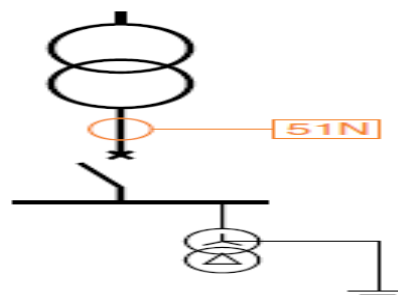


Figure II.28 : Protection de terre [8].

Ces protections sont sélectives : elles ne sont sensibles qu'aux défauts phase-terre situés dans le transformateur ou sur les liaisons amont et aval.

- par une protection de terre restreinte, si la mise à la terre du neutre du réseau en aval se fait au niveau du transformateur. Il s'agit d'une protection différentielle qui détecte la

différence des courants résiduels mesurés sur la mise à la terre du neutre d'une part et sur la sortie triphasée du transformateur d'autre part (Figure. II.29).

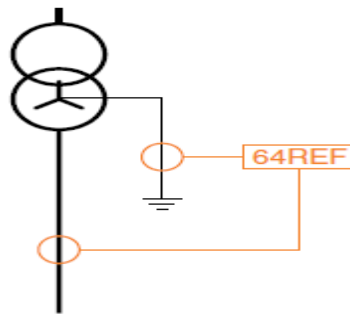


Figure II.29 : Protection de terre restreinte [8].

- par une protection de terre point neutre si la mise à la terre du neutre du réseau en aval se fait au niveau du transformateur. (Figure. II.30).

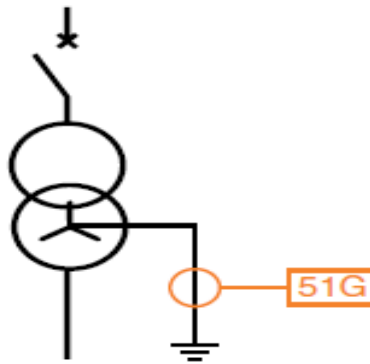


Figure II.30 : Protection à maximum de tension [8].

- par une protection à maximum de tension résiduelle si le neutre du réseau en aval est isolé de la terre. (Figure II.31)

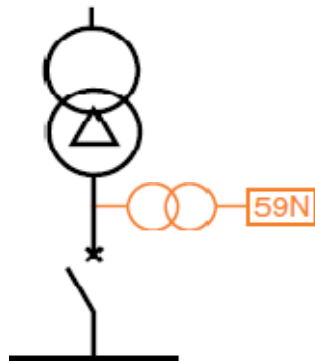


Figure II.31 : Protection de terre point neutre [8]

II.9- Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons pris soin de détailler le principe de fonctionnement des différentes protections et montré comment réaliser un système de protection capable d'éliminer les risques d'accidents et de limiter les dégâts dans les matériels tout en maintenant la continuité de service dans les parties saines de l'installation.

III.1- Introduction

Les réseaux de distribution d'énergie électrique peuvent être le siège d'un certain nombre d'incidents qui sont dus, en général, à l'apparition de défauts. Ces défauts donnent lieu à l'établissement de courants de court-circuit, soit entre conducteurs soit entre un ou plusieurs conducteurs et le sol.

III.2- Définition d'un défaut

On appelle *défaut* toute perturbation qui engendre des modifications des paramètres électriques d'un ouvrage. Les réseaux sont donc exposés à certaines anomalies qui agissent sur son bon fonctionnement, malgré les dispositions prises pour améliorer la qualité et minimiser leurs conséquences.

III.3- Caractères des défauts

Les défauts peuvent être classés en plusieurs catégories suivant leur durée:

III.3.1- Défauts auto-extincteurs

Ils disparaissent spontanément, en des temps généralement très courts ($t=50$ ms) sans provoquer de déclenchement sur le réseau.

III.3.2- Défauts fugitifs

Pour disparaître, ils nécessitent une coupure brève du réseau d'alimentation de l'ordre de quelques dixièmes de seconde (0,25 à 0,30 s).

III.3.3- Défauts semi- permanents

Pour disparaître, ils exigent une ou plusieurs coupures relativement longues du réseau d'alimentation, de l'ordre quelques dizaines de secondes, mais ne nécessitent aucune intervention du personnel d'exploitation pour la reprise du service.

III.3.4- Défauts permanents

Après avoir provoqué un déclenchement définitif nécessitent l'intervention du personnel d'exploitation pour la reprise du service.

III.3.5- Défauts Intermittents

Ils se répètent à des temps rapprochés, c'est le cas par exemple d'un court-circuit dû au balancement de conducteurs ou de branches d'arbres sous l'effet d'un vent violent [10].

III.4- Différentes perturbations touchant les réseaux électriques

III.4.1- Les courts-circuits

Le *court circuit* se traduit par une réduction de l'impédance entre les phases ou entre la phase et la terre à zéro ou à une petite valeur, ce qui engendre ainsi, une augmentation importante de l'intensité du courant.

Ces courts-circuits sont causés par des agents de nature extérieure ou de nature intérieure.

III.4.1.1- Origine des courts-circuits

III.4.1.1.1- Origine externe

a) Origine mécanique

C'est le cas de la rupture d'un support, d'un conducteur ou d'un isolateur sur une ligne aérienne, amorçage dus au contact de branches, de brindilles ou même d'oiseaux avec les conducteurs.

b) Origine atmosphérique

C'est le cas de la foudre qui frappe les conducteurs d'une ligne, d'un poste ou tombe dans leur voisinage immédiat, on peut aussi inclure les amorçages qui résultent des dépôts conducteurs accumulés sur les isolateurs.

III.4.1.1.2- Origine interne

Ils caractérisent les différentes avaries liées aux matériels du réseau telles que la dégradation de l'isolement liée à la chaleur, à l'humidité ou à une ambiance corrosive, ainsi que les fausses manœuvres dans le réseau.

III.4.1.2- Les différents types de court-circuit

D'après l'ordre de fréquence, on distingue quatre types de court-circuit :

a) Courts-circuits monophasés

Les défauts monophasés sont les défauts les plus fréquentes, ils résultent de la mise en contact d'un conducteur à la terre (Figure III.1).

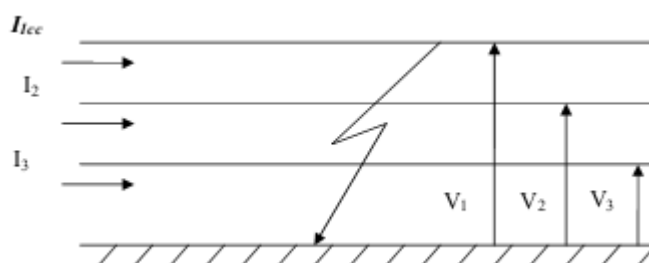


Figure III.1 : Schéma d'un défaut monophasé [8].

b) Courts-circuits biphasés

C'est la mise en contact de deux conducteurs se trouvant à différents potentiels. (Figure III.2).

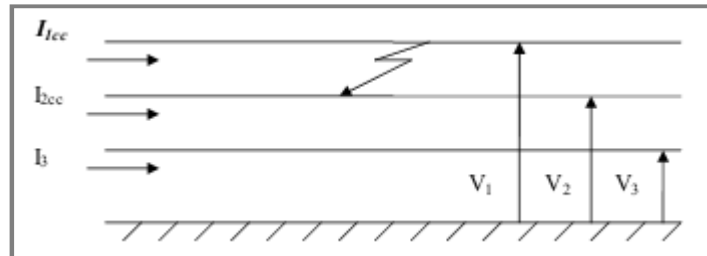


Figure III.2 : Schéma d'un défaut biphasé [8].

c) Courts-circuits biphasés-terre

C'est la mise en contact de deux conducteurs se trouvant à des potentiels différents à la terre (Figure III.3).

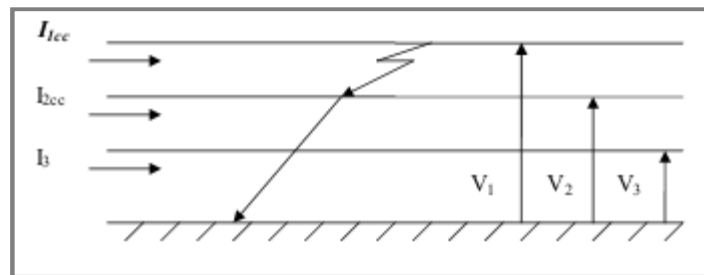


Figure III.3 : Schéma d'un défaut biphasé-terre [8].

d) Courts-circuits triphasés

C'est la mise en contact des trois phases se trouvant à différents potentiels (Figure. III.4).

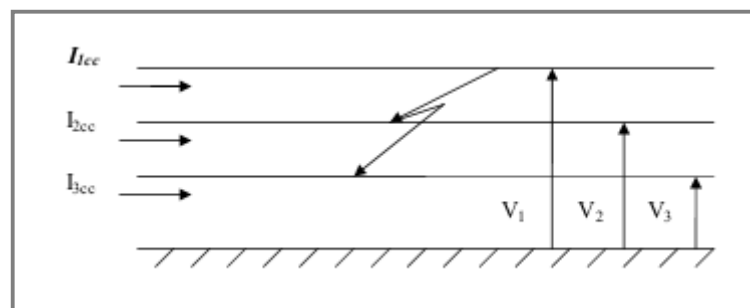


Figure III.4 : Schéma d'un défaut triphasé [8].

III.4.1.3- Conséquences des courts-circuits

Parmi les effets des courts-circuits, on peut citer :

- Apparition d'une surintensité ;
- Apparition d'efforts électrodynamiques avec déformation des jeux de barres et arrachement des câbles ;
- Chute de tension qui provoque le décrochage des machines ;
- Déséquilibre du réseau ;
- Pertes de synchronisme ;
- Influence sur les lignes de télécommunication.

III.4.2- Les surtensions

On appelle *surtension* toute tension fonction du temps qui dépasse la tension de crête du régime permanent.

III.4.2.1- Causes des surtensions

Les surtensions sont dues à différentes causes :

a) Causes internes

- Déclenchement ou extinction des courants inductifs ou capacitifs,
- Arrachage d'un arc électrique ;
- Commutation de l'électronique de puissance ;
- Apparition ou disparition d'un défaut ;
- Pertes de charge.

b) Causes externes

La foudre touchant directement ou indirectement une ligne électrique.

III.4.2.2- Classification des surtensions

On distingue quatre types de surtension :

- a) **Surtension permanente:** D'une durée de plusieurs heures.
- b) **Surtension temporaire:** D'une durée d'une ou plusieurs secondes, Par exemple, le court-circuit d'une des phases d'un réseau à la terre peut introduire une surtension temporaire dans les autres phases.
- c) **Surtension de manœuvre:** liée à une manœuvre dans le réseau considéré. Sa durée est de quelques dizaines de micro ou millisecondes.
- d) **Surtension de foudre :** due à la décharge de la foudre sur une ligne électrique.

III.4.2.3- Conséquences des surtensions

Une surtension élevée peut provoquer un claquage des isolants de l'installation, ce qui engendre des courts-circuits.

III.4.3- Les surcharges

La *surcharge* est caractérisée par l'augmentation de la valeur de la puissance demandée, ainsi que celle du courant appelé sur la ligne d'alimentation au-delà de la valeur nominale.

III.4.3.1- Conséquences des surcharges

L'augmentation de la puissance appelée est traduite par un appel de courant plus important qui engendre l'augmentation de la température de l'installation au-delà de ses limites normales de fonctionnement. Cette augmentation de température provoque l'usure des isolants qui entraîne à la longue leurs claquages ainsi que l'apparition d'autres défauts [8].

III.4.4- Le déséquilibre

On parle de *déséquilibre* dans un système triphasé lorsque les trois tensions de ce dernier ne sont pas égales en amplitudes et / ou ne sont pas déphasés les uns par rapport aux autres de 120°.

III.4.4.1- Les causes du déséquilibre

Le déséquilibre est causé par :

- Le courant de court-circuit ;
- La rupture de phase ;
- Le mauvais fonctionnement du disjoncteur.

III.4.4.2- Conséquences

Les conséquences d'un déséquilibre sont :

- échauffement des conducteurs ;
- Vibration des moteurs.

III.5- Impact des courts-circuits sur le fonctionnement des réseaux

Les courts-circuits, surtout lorsqu'ils sont polyphasés et proches des centrales, entraînent une diminution du couple résistant des machines et donc une rupture de l'équilibre entre celui-ci et ce couple moteur, s'ils ne sont pas éliminés rapidement, ils peuvent conduire à la perte de la stabilité de groupe générateur et à des fonctionnements hors synchronisme préjudiciable aux matériels [7].

III.5.1- La tenue du matériel

Les courts-circuits provoquent des surdensités violentes qui amènent deux types de contraintes. Des contraintes thermiques dues au dégagement de chaleur par effet Joule dans les conducteurs, et des contraintes mécaniques mettant en jeu un important dégagement local d'énergie pouvant provoquer des dégâts importants du matériel et pouvant même être dangereux pour le personnel travaillant à proximité.

III.5.2- Les chutes de tension

Les courants de court-circuit provoquent de brusques variations de la tension, non seulement sur la ligne en défaut, mais aussi sur les lignes adjacentes [7].

III.5.3- Les explosions de disjoncteurs

La valeur importante atteinte par les courants de court-circuit peut provoquer l'explosion de disjoncteurs, particulièrement s'ils sont d'un type ancien et sont placés sur les réseaux HTA alimentés par des transformateurs HTB/HTA de grande puissance.

III.5.4- Les circuits de télécommunications

La présence d'un court-circuit dissymétrique entre une ou deux phases, ligne d'énergie et la terre entraîne la circulation d'un courant homopolaire qui s'écoule à la terre par les points neutres du réseau. Une tension induite longitudinale, proportionnelle à ce courant, apparaît sur les lignes de télécommunications qui ont un trajet parallèle à la ligne d'énergie.

Cette tension peut atteindre des valeurs dangereuses pour le personnel et les installations de télécommunication [7].

III.5.5- La sécurité des personnes

La mise sous tension accidentelle des masses, les élévations de potentiels liées à l'écoulement des courants de défaut à la terre, les conducteurs tombés au sol, etc...., sont autant de situations pouvant présenter des risques pour la sécurité des personnes ; le mode de la mise à la terre des points neutres joue de ce fait un rôle essentiel [3].

III.6- Utilité de calcul du courant de court-circuit

Il est impératif de connaître la valeur du courant de court-circuit noté $\overline{I_{cc}}$ à tous les endroits d'une installation où l'on veut placer un dispositif de protection (fusible ou disjoncteur) chargé d'interrompre ce court-circuit. Il faut en effet s'assurer que le pouvoir de coupure du fusible ou du disjoncteur est bien supérieur au courant de court-circuit à cet endroit.

L'incapacité d'un fusible ou d'un disjoncteur d'interrompre un courant de court-circuit peut conduire à des résultats catastrophiques. En effet deux valeurs du courant de court-circuit doivent être déterminées :

- Sa valeur maximale, quand le court-circuit se produit aux bornes même de l'organe de protection, et dans le cas le plus défavorable (défaut triphasé) ;
- Sa valeur minimale, quand le court-circuit se produit à l'extrémité de la liaison protégée, c'est-à-dire à l'entrée du prochain organe de protection, et dans le cas le plus favorable (défaut biphasé).

La valeur *maximale* définit :

- Le pouvoir de coupure nécessaire du fusible ou du disjoncteur chargé de la protection à cet endroit ;

- Le pouvoir de fermeture nécessaire de ce même disjoncteur (en cas de fermeture sur un court-circuit) ;
- La tenue électrodynamique des canalisations et de l'appareillage électrique.

La valeur *minimale* définit le choix de la courbe de déclenchement du disjoncteur ou du fusible, assurant la sélectivité des déclenchements [10].

III.6.1- Intensité des courants de court-circuit

L'intensité I d'un courant de court-circuit d'un réseau monophasé se définit simplement par application de la loi d'Ohm [6].

$$\overline{I_{cc}} = \frac{\overline{V_n}}{\overline{Z_{cc}}}$$

Avec :

$\overline{V_n}$: Tension simple de la source [V]

$\overline{Z_{cc}}$: Impédance transitoire pendant le défaut [Ω]

L'intensité $\overline{I_{cc}}$ dans un réseau triphasé se définit comme suit :

$$\overline{I_{cc}} = \frac{\overline{V_n}}{\sqrt{3}\overline{Z_{cc}}}$$

III.6.2- Facteur influençant la valeur de l'intensité d'un courant du court-circuit

La valeur de l'intensité du courant de court-circuit en un point donné d'un réseau est fonction :

- De la nature des éléments qui constituent le réseau : alternateurs, transformateurs, lignes et câbles ;
- De la structure du réseau : le schéma, au lieu d'être réduit à un simple circuit en antenne, peut par exemple comporter des lignes en parallèles ;
- Du mode d'exploitation du réseau : neutre isolé ou neutre relié à terre ;
- De la résistance de défaut ;
- Du type de défaut : triphasé, biphasé ou monophasé [10].

III.7- Méthodes de calcul des courants des courts-circuits

III.7.1- Méthodes des composantes symétriques

En fonctionnement normal, les réseaux triphasés constituent des ensembles équilibrés. Mais dans le cas où ils sont le siège de défauts, cet équilibre fait place à une dissymétrie importante.

III.7.2- Définition des composantes symétriques

Un système triphasé sinusoïdal équilibré est formé par trois grandeurs Sinusoïdales ayant même amplitude et même pulsation, mais présentant deux à deux un déphasage de 120° (ou égal à un multiple de 120°). (Figure III.5).

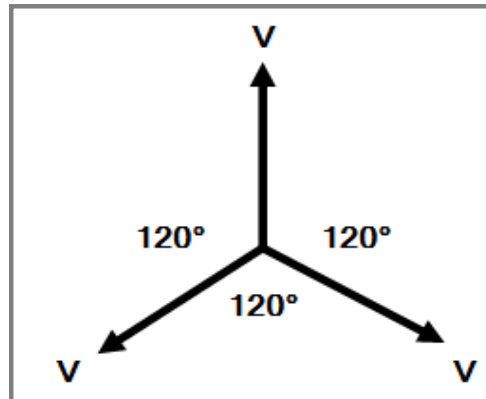


Figure III.5 : Système triphasé équilibré [10].

A partir des trois vecteurs V , on va chercher à déterminer le nombre de systèmes triphasés équilibrés distincts qu'il est possible de réaliser. Un élément essentiel de la discrimination réside dans le sens du déphasage des vecteurs V ; ce sens peut être en effet, le sens horaire ou le sens inverse. Pour plus de commodité, numérotions les trois vecteurs V_1 , V_2 , et V_3 .

Si les numéros croissent dans le sens horaire, chacune des grandeurs possède un déphasage arrière de 120° par rapport à celle qui la précède, et ceci dans l'ordre de numérotation : Le système est *direct* (Figure III.6).

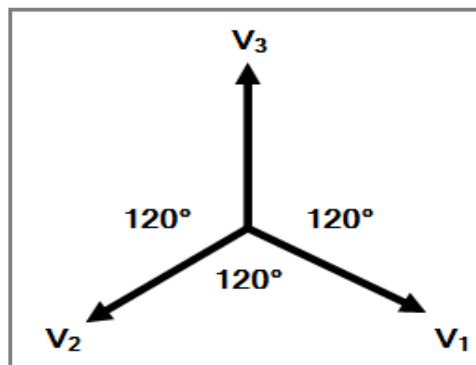


Figure III.6 : Système direct [10].

Si les numéros décroissent dans le sens horaire, chacune des grandeurs possède un déphasage avant de 120° par rapport à celle qui la précède, et ceci dans l'ordre de numérotation : le système est dit *inverse* (Figure III.7).

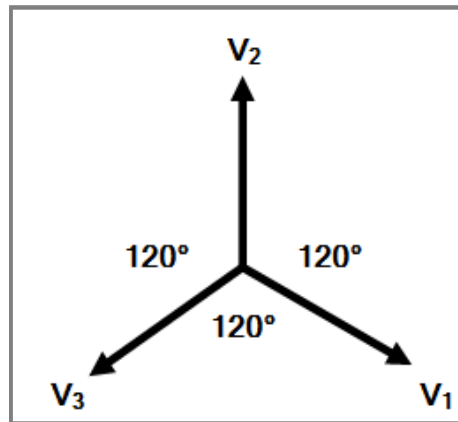


Figure III.7 : Système inverse [10].

Si les trois vecteurs sont confondus, les grandeurs constituant le système sont en phase : le système est *homopolaire* (Figure III.8).

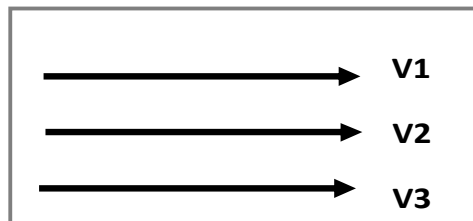


Figure III.8 : Système homopolaire [10].

Les trois systèmes ainsi définis, ont reçu le nom de *composantes symétriques* car ce sont les éléments les plus simples auxquels on puisse ramener un système triphasé déséquilibré quelconque.

Remarque : Les systèmes direct et inverse ne diffèrent que par la numérotation des grandeurs qui les constituent [10].

III.7.3- Utilisation des composantes symétriques pour le calcul des courants de Court-circuit

Le principe consiste à ramener un système triphasé quelconque à trois systèmes de vecteurs symétriques [8].

Pour faciliter cette opération, on fait appel à un nouvel opérateur appelé α défini par :

- Un vecteur V affecté de l'opérateur α est un vecteur qui est déphasé de 120° en avance par rapport au vecteur V ; le sens du déphasage étant le sens trigonométrique.
- Un vecteur V affecté de l'opérateur α^2 est un vecteur qui est déphasé de 240° en avance par rapport au vecteur V ; le sens du déphasage étant le sens trigonométrique.

→

D'où :

III.7.4- Décomposition d'un système triphasé

Par définition, chaque vecteur de chaque phase est la somme de trois vecteurs appartenant chacun à l'un des systèmes ; direct, inverse et homopolaire.

V_{d1}, V_{d2}, V_{d3} : Vecteurs constituant le système direct.

V_{i1}, V_{i2}, V_{i3} : Vecteurs constituant le système inverse.

V_{o1}, V_{o2}, V_{o3} : Vecteurs constituant le système homopolaire.

Et on peut écrire :

$$V_1 = V_{d1} + V_{i1} + V_{o1} = V_d + V_i + V_o$$

$$V_2 = V_{d2} + V_{i2} + V_{o2} = a^2 V_d + a V_i + V_o$$

$$V_3 = V_{d3} + V_{i3} + V_{o3} = a V_d + a^2 V_i + V_o$$

Construction des composantes symétrique donne:

$$V_o = \frac{1}{3}(V_1 + V_2 + V_3)$$

$$V_d = \frac{1}{3}(V_1 + a V_2 + a^2 V_3)$$

$$V_i = \frac{1}{3}(V_1 + a^2 V_2 + a V_3)$$

III.7.5- Utilisation des composantes symétriques pour le calcul de I_{cc}

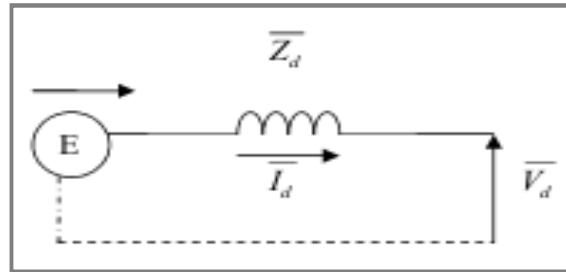
Le calcul de I_{cc} nécessite le recours aux composantes symétriques pour les défauts asymétriques (biphasé, monophasé,...). Pour l'étude d'un défaut, on fait appel au principe de superposition.

III.7.5.1- Principe de superposition

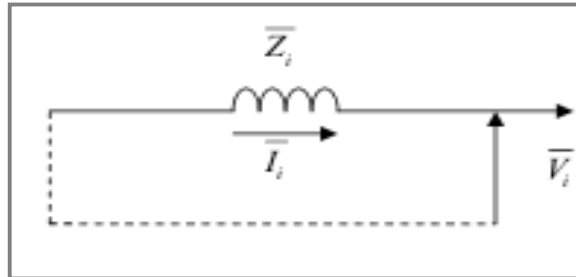
Soit une f.e.m équilibrée E , les courants et les tensions peuvent être déséquilibrés suite à un court-circuit. Par convention, E constitue un système direct, c'est-à-dire ses composantes inverse et homopolaire sont nulles.

L'impédance du réseau entre la source et le point du défaut prend les valeurs Z_p , Z_i et Z_o , les composantes symétriques des tensions et des courants au lieu du défaut sont successivement V_d, V_p, V_o et I_d, I_p, I_o . Les trois régimes superposés sont les suivants.

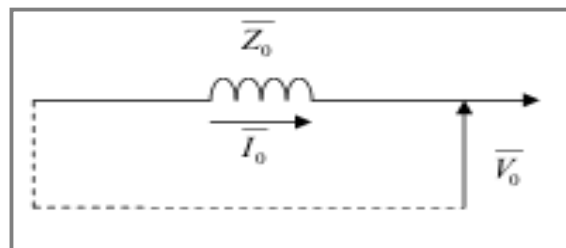
- Régime direct : $\bar{E} = \bar{V}_d + \bar{Z}_d \bar{I}_d$



- Régime inverse : $\bar{V}_i + \bar{Z}_i \bar{I}_i = 0$



- Régime homopolaire : $\bar{V}_0 + \bar{Z}_0 \bar{I}_0 = 0$



III.7.5.2- Calcul de I_{cc} triphasé

Considérons un court-circuit triphasé (Figure III.9)

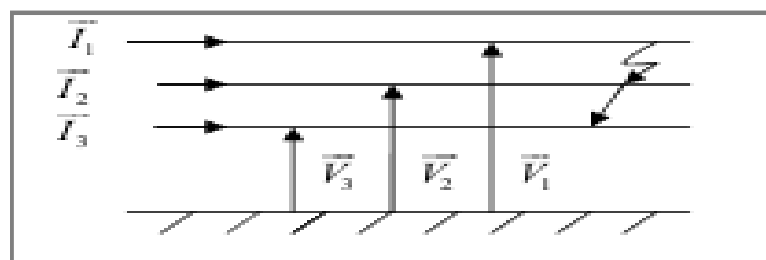


Figure III.9: Court-circuit triphasé [8].

On a: $V_1 = V_2 = V_3 = 0$

Comme :

$$V_1 = V_d + V_i + V_o = 0$$

$$V_2 = a^2 V_d + a V_i + V_o = 0$$

$$\text{et } V_3 = aV_d + a^2V_i + V_o = 0$$

$$\text{On déduit que : } V_d = V_i = V_o = 0$$

En appliquant les équations de superposition, on aura :

$$\bar{I}_d = \frac{\bar{E}}{\bar{Z}_d} \quad \text{et} \quad \bar{I}_i = \bar{I}_o = 0$$

Au point de défaut, les courants constituent un système direct, donc :

$$\bar{I}_{ccT} = \frac{\bar{E}}{\bar{Z}_d} = \frac{\bar{V}_n}{\bar{Z}_d}$$

Comme :

$$I_1 = I_d + I_i + I_o = 0$$

$$I_2 = a^2I_d + aI_i + I_o = 0$$

$$\text{et } I_3 = aI_d + a^2I_i + I_o = 0$$

On aura :

$$\bar{I}_1 = \bar{I}_d = \frac{\bar{E}}{\bar{Z}_d}$$

$$\bar{I}_2 = a^2 \frac{\bar{E}}{\bar{Z}_d} = a^2 \bar{I}_1$$

$$\bar{I}_3 = a \frac{\bar{E}}{\bar{Z}_d} = a \bar{I}_1$$

III.7.5.3- Calcul de I_{cc} biphasé

Considérons le cas d'un court circuit qui atteint les phases 2 et 3 (Figure III.10)

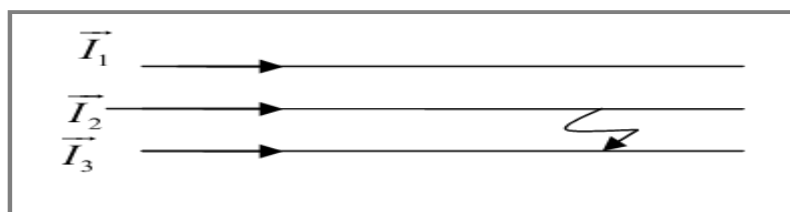


Figure III.10: Court-circuit biphasé [8].

$$\text{On a: } V_2 = V_3$$

$$I_1 = 0$$

$$I_0 = 0 \text{ (Pas de courant avec la terre)}$$

$$\text{Donc : } I_1 = I_d + I_i + I_0 = 0 \quad \text{d'où } I_d = -I_i$$

$$V_2 = V_3 \quad \text{d'où } V_d = V_i$$

En appliquant les équations de superposition, nous aurons :

$$\bar{I}_d = -\bar{I}_i = \frac{\bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i}$$

D'où:

$$I_1 = I_d + I_i$$

$$I_2 = a^2 I_d + a I_i$$

$$\text{et } I_3 = a I_d + a^2 I_i$$

Ce qui donne:

$$I_1 = 0$$

$$I_2 = (a^2 - a)I_d = (a^2 - a) \frac{E}{Z_d + Z_i}$$

$$\text{et } I_3 = -(a^2 - a)I_d = (a^2 - a) \frac{E}{Z_d + Z_i}$$

$Z_d = Z_i$, alors le courant de défaut biphasé sera :

$$\bar{I}_{ccB} = |I_2| = |I_3| = \frac{E\sqrt{3}}{2\bar{Z}_d} = \frac{U_n}{2\bar{Z}_d}$$

$$\bar{I}_{ccB} = \frac{\sqrt{3}}{2} \bar{I}_{ccT}$$

III.7.5.4- Calcul de I_{cc} monophasé-terre (résistant)

Considérons le cas d'un court circuit monophasé (Figure III.11)

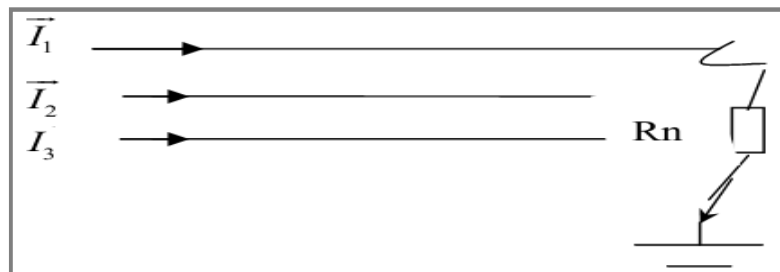


Figure III.11 : Court-circuit monophasé-terre [8].

Les équations au point défaut sont :

$$I_2 = I_3 = 0 \text{ (Non concernés par le défaut)}$$

$$V_1 = 3R_n I_0$$

$$\text{Comme : } I_2 = I_3 \Rightarrow I_d = I_i$$

$$V_1 = V_d + V_i + V_o = 3R_n I_0$$

$$I_2 = 0 \Rightarrow I_o = I_d = I_i$$

$$I_0 = \frac{E}{Z_o + Z_d + Z_i + 3R_{n0}} = I_d = I_i$$

$$I_0 = 3I_o = \frac{E}{Z_o + Z_d + Z_i + 3R_{n0}}$$

$$\text{Pour un défaut franc on aura : } I_1 = \frac{3E}{Z_o + Z_d + Z_i}$$

III.7.5.5- Valeur du courant de défaut à la terre

Les courants capacitifs jouent un rôle primordial dans le calcul des courants de défaut à la terre.

$$\text{La formule générale pour un défaut franc est : } I_1 = \frac{3E}{Z_o + Z_d + Z_i}$$

Avec:

$$Z_o = Z_{oT} + Z_{oL} + Z_{oR}$$

Z_{oT} : Impédance homopolaire du transformateur.

Z_{oL} : Impédance homopolaire de ligne.

Z_{oR} : Impédance due à la capacité homopolaire C_o du réseau considéré et I est la somme des courants capacitifs relatifs aux différents départs.

E : la tension simple secondaire du transformateur HTB/HTA.

C_o : la somme des capacités homopolaire de ces départs

$$C_o = C_{o1} + C_{o2} + \dots + C_{on}$$

Donc :

$$Z_{oR} = \frac{j}{C_o \omega}, \text{ avec } C_o \text{ avoisine } 5000 \text{ pF/km pour une ligne aérienne.}$$

Comme : Z_{oL} , Z_{oT} , Z_d et Z_i peuvent être négligées devant Z_{oR}

On aura:

$$Z_o = Z_{oR}$$

$$I = \frac{3E}{Z_{oR}} = \frac{3E}{-1/C_0\omega} \quad \text{ou} \quad I = j3EC_0\omega$$

$$I \text{ déphasé de } \frac{\pi}{2} \text{ sur } E$$

Pour un défaut résistant à la terre, la valeur du courant est donnée par :

$$I = \frac{3E}{Z_d + Z_i + Z_{oR} + 3R}$$

Comme Z_d et Z_i sont négligeable devant $Z_{oR} + 3R$, on aura alors:

$$I = \frac{3E}{Z_{oR} + 3R} \quad \text{ou} \quad F = \frac{j3EC_0\omega}{1 + 3jRC_0\omega}$$

Donc le déphasage de I sur E est inférieur à $\frac{\pi}{2}$ [8].

III.8- Méthode des valeurs réduites pour le calcul du courant de court-circuit

III.8.1- Définition

La valeur réduite d'une grandeur physique donnée est le rapport de cette dernière par une autre grandeur physique de même nature, qui a été choisi arbitrairement comme référence est appelée « grandeur de base ».

On choisi généralement comme grandeur de base S_b et U_b et on déduit alors :

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3}U_b} \quad \text{et} \quad Z_b = X_b = \frac{U_b^2}{S_b}, \quad (R_b = 0)$$

Les grandeurs réduites des différents éléments du réseau sont alors :

$$\bar{S} = \frac{S}{S_b}, \quad \bar{U} = \frac{U}{U_b}, \quad \bar{I} = \frac{I}{I_b}, \quad \bar{X} = \frac{X}{X_b}$$

III.8.2- Changement de base

Comme toutes les impédances doivent s'exprimer par rapport à une même impédance de base, il est nécessaire de trouver un moyen de passer d'un système de base à un autre.

$$Z_2^* = Z_1^* \left(\frac{U_{b1}}{U_{b2}} \right)^2 \left(\frac{S_{b2}}{S_{b1}} \right) \quad (\text{p.u en anglais per unit})$$

U_{b1}, S_{b1} : Tension et puissance respectives dans l'ancienne base

U_{b2}, S_{b2} : Tension et puissance respectives dans la nouvelle base [10].

III.8.3- Réactance des éléments du réseau

- **Impédance ramenée à un seul niveau de tension U_x**

Pour calculer le courant de court-circuit à un endroit bien déterminé du réseau, il est indispensable de ramener toutes les impédances à une certaine tension de référence U_x pour pouvoir utiliser les notions d'impédances série et parallèle.

$$\text{Pour cela on utilise : } \bar{U} = U \left(\frac{U_x}{U} \right) ; \quad \bar{Z} = Z \left(\frac{U_x}{U} \right) \quad ; \quad \bar{I} = I \left(\frac{U_x}{U} \right)$$

\bar{U} , \bar{Z} , \bar{I} Valeurs ramenées à U_x

III.8.4- composantes directe et inverse

a) Ligne :

$$\bar{X} = X \cdot L \cdot \frac{S_b}{U_b^2} \quad ; \quad \text{avec :}$$

X : réactance de la ligne ;

L : longueur de la ligne ;

S_b et U_b : Puissance et tension de base.

b) Alternateur :

$$X = X''_d \cdot \frac{S_b}{S_n} \cdot \frac{U_n^2}{U_b^2} \quad ;$$

Avec X''_d : Réactance subtransitoire.

c) Transformateur à deux enroulements :

$$\bar{X}_T = U_{cc}^{12} \cdot \frac{S_b}{S_n} \cdot \frac{U_n^2}{U_b^2} \quad ; \quad \text{Avec :}$$

U_{cc} : tension de court-circuit du transformateur ;

S_n , U_n : Puissance et tension nominale.

d) Transformateur à trois enroulements :

Le calcul ce fait en deux étapes :

1. Première étape :

$$\bar{X}_{12} = U_{cc}^{12} \cdot \frac{S_b}{S_n} \cdot \frac{U_{1n}^2}{U_b^2}$$

$$\bar{X}_{23} = U_{cc}^{23} \cdot \frac{S_b}{S_n} \cdot \frac{U_{1n}^2}{U_b^2}$$

$$\bar{X}_{31} = U_{cc}^{31} \cdot \frac{S_b}{S_n} \cdot \frac{U_{1n}^2}{U_b^2}$$

2. Deuxième étape :

$$\overline{X}_1 = \frac{1}{2} (\overline{X}_{12} + \overline{X}_{31} - \overline{X}_{23})$$

$$\overline{X}_2 = \frac{1}{2} (\overline{X}_{12} + \overline{X}_{32} - \overline{X}_{31})$$

$$\overline{X}_3 = \frac{1}{2} (\overline{X}_{31} + \overline{X}_{23} - \overline{X}_{12})$$

Remarque : Toutes les réactances sont ramenées au primaire.

e) Réseaux amont :

$$\overline{X}_a = \frac{U^2}{P_{cc}} \cdot \frac{1}{X_b} \quad ; \quad \text{Avec :}$$

P_{cc} : Puissance de court-circuit ;

U : tension entre phase.

III.8.5- Composante Homopolaire :

On utilise les valeurs pratiques, à savoir :

a) Ligne : $\overline{X}_0 = 3 \cdot \overline{X}_d$

b) Transformateur :

$$\overline{X}_0 = \overline{X}_d \quad \left(\frac{Y}{Y}\right) \text{ Flux libre}$$

$$\overline{X}_0 = 10 \overline{X}_d \quad \left(\frac{Y}{Y}\right) \text{ Flux forcé}$$

$$\overline{X}_0 = \overline{X}_d$$

Ø Marche à suivre :

-On établit le schéma équivalent au réseau en utilisant les réactances des différents éléments ;

-On ramène toutes les réactances à la tension au point de défaut ;

-On simplifie le schéma :

-En appliquant les transformations Δ -Y et Y- Δ ;

-En associant les réactances série parallèle.

Le courant de court-circuit correspondant est égale à :

$$\bar{I}_{cc} = \frac{\bar{U}}{\sqrt{3} \overline{X}_0}$$

Généralement, on prend $\bar{U} = 1.1 \overline{U}_n$ du fait que la tension du court-circuit peut être supérieure à la tension nominale. [7]

Finalement on aura : $I_{cc} = \bar{I}_{cc} \cdot I_b \left(\frac{U_n}{U_x}\right)$

III.9- Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons mis l'accent sur l'étude mathématique des courants courts-circuits qui est à notre avis très importante car elle nous renseigne sur l'ordre de grandeur des différents types de court-circuit, ce qui permet un dimensionnement correct des protections.

En effet, si le fonctionnement des réseaux est opérationnel, la tenue du matériel et la sécurité des personnes dépend de la bonne gestion des courants de court-circuit, qui est considérée comme des incidents qu'il faut éliminer en des temps très courts, pour éviter les effets néfastes sur les réseaux.

IV.1- Introduction

Ce chapitre est consacré au calcul des courants de court-circuit qui peuvent exister dans un réseau de distribution moyenne tension (HTA) afin de vérifier la fiabilité des protections installée. Une application sera faite pour le départ TIGZIRT issu de la cabine mobile TAMDA 60/30 kV (Figure IV.1).

Nous nous limiterons à l'exemple d'un court-circuit triphasé symétrique, car il provoque les courants de défaut les plus importants. Son calcul est donc indispensable pour choisir le matériel (intensités et contraintes électrodynamiques maximales à supporter) ;



Figure IV.1 : Photographie d'une cabine Mobile 60 /30 kV 20MVA

Comme celle installée à Tala Athmane

IV.2- Rôle de la cabine mobile TAMDA (60/30kV)

Sachant que la région de TIGZIRT est alimentée auparavant par deux départs en récession, le premier issu du poste source THT Oued-Aissi (220kV /60kV/30kV), et le seconde du poste source Fréha, cela a engendré avec le temps des chutes de tension dans cette région.

Pour soulager cette région et solutionner le problème dans l'immédiat, la cabine mobile s'impose, en attendant l'arrivée du poste source (60 /30 kV) qui est prévu à la commune d'IFLISSEN.

IV.3- Description de la cabine mobile TAMDA (60/30 kV)

La cabine mobile Tamda 60/30 kV est implantée à Thala Athmane sur un terrain d'une superficie de 0,35 Hectare.

Elle est alimentée par le poste source THT-OUED AISSI 220/60/30 kV par une ligne de 60 kV. Il est bon de signaler que cette ligne en un tronçon (Un seul départ) de longueur de 6 km de section $S=288 \text{ mm}^2$, les conducteurs sont un alliage aluminium-Acier, la longueur de la ligne du départ Tigzirt est de 98,226 km, de section 93.3 mm^2 les conducteurs sont en Aluminium.

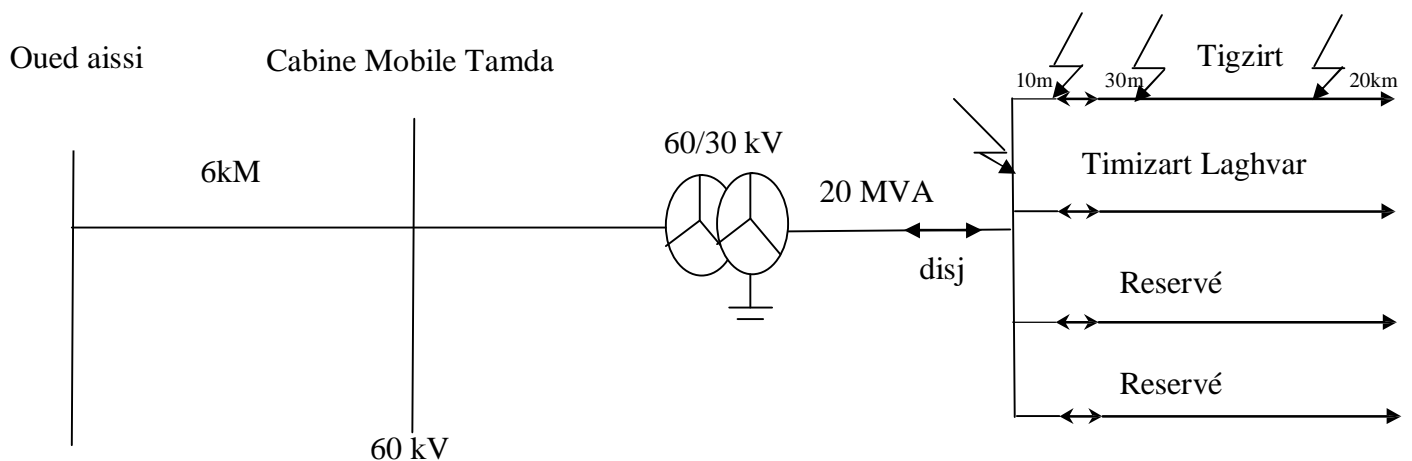


Figure IV.2 : Répartition des départs à partir de la cabine mobile Tamda.

IV.4- Données techniques

IV.4.1- Transformateur

- Niveau de tension primaire $U = 60 \text{ kV}$ avec une puissance de court-circuit $S_{cc} = 2500 \text{ MVA}$.
- Niveau de tension secondaire $U = 30 \text{ kV}$ avec une puissance de court-circuit $S_{cc} = 500 \text{ MVA}$.
- La puissance nominale du transformateur $S_n = 20 \text{ MVA}$.
- La tension du court-circuit $U_{cc} = 12,22\%$.
- Le courant de charge du transformateur $I_{ch} = 225 \text{ A}$.
- Le neutre HTA est réglé à 50A avec une temporisation de 1,5 s.

IV.4.2- Disjoncteur

- Disjoncteur au SF6
- Fabricant ABB
- TC = 500/1
- Le courant nominal $I_n = 1250A$
- Le pouvoir de Coupure PC =25 kA
- Le courant de phase $I_{ph} = 460 A$ avec une temporisation de $T = 1,2 s$
- Le courant de phase violent $I_{ph_{violent}} = 1000 A$ avec une temporisation de $T = 0,2 s$

IV.5- Méthode de calcul

Pour le calcul des courants de court-circuit, nous avons procédé comme suit :

1. Ramener toutes les impédances à la même tension aux point de défaut ;
2. Simplifier le schéma en associant les impédances série et parallèle ;
3. Calculer les courants de court-circuit franc à la terre sur le jeu de barre (30 kV dans notre cas) et sur le départ TIGZIRT en trois points différents, le premier à 10 m du jeu de barre, puis à 30 m et enfin à 20 km du jeu de barre en utilisant le schéma monophasé équivalent du réseau.

IV.6- Calcul des courants de défauts

IV.6.1- Valeurs des impédances

a-Réseau amont

$$R_a \approx 0$$

$$Z_a \approx X_a = \frac{U_n^2}{S_{cc}}$$

$$X_a = \frac{30^2}{2500}$$

$$X_a = 0,36 \Omega$$

b -Ligne HTB ramenée en HTA

La ligne est de $L = 6 km$ en alliage Alum-Acier de section ($S = 288 mm^2$) et de résistivité $\rho = 0,036 \Omega mm^2 / m$

$$R_{LHTB} = \rho \frac{L}{S} \cdot \frac{U_2^2}{U_1^2}$$

$$R_{LHTB} = 0,036 \frac{6 \cdot 10^3}{288} \cdot \frac{31,5^2}{60^2}$$

$$R_{LHTB} = 0,103 \Omega$$

$$X_{LHTB} = X_0 \cdot L \cdot \frac{U_2^2}{U_1^2}$$

$$X_{LHTB} = 0,42 \times 6 \times \frac{31,5^2}{60^2}$$

$$X_{LHTB} = 0,694 \Omega$$

c- Transformateur 60/30 kV

$$X_{TR} = \frac{U_{cc}}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_N}$$

$$X_{TR} = \frac{12,22}{100} \cdot \frac{31,5^2}{20}$$

$$X_{TR} = 6,062 \Omega$$

$$R_{TR} = 0,2 X_{TR}$$

$$R_{TR} = 0,2 \times 6,062$$

$$R_{TR} = 1,212 \Omega$$

d- Ligne HTA

- Impédance de la ligne HTA à 10 m du jeu de barre

$$X_{L1HTA} = X_0 \cdot L$$

$$X_{L1HTA} = 0,42 \times 10 \cdot 10^{-3}$$

$$X_{L1HTA} = 0,0042 \Omega$$

$$R_{L1HTA} = \rho \frac{L}{S}$$

$$R_{L1HTA} = 0,036 \times \frac{10}{93,3}$$

$$R_{L1HTA} = 0,038 \Omega$$

- Impédance des lignes à 30 m du jeu de barre

$$X_{L2HTA} = X_0 \cdot L$$

$$AN : X_{L2HTA} = 0,42 \times 30 \cdot 10^{-3}$$

$$X_{L2HTA} = 0,0126 \Omega$$

$$R_{L2HTA} = \rho \frac{L}{S}$$

$$R_{L2HTA} = 0,036 \times \frac{30}{93,3}$$

$$R_{L2HTA} = 0,0115 \Omega$$

- Impédance des lignes à 20 km du jeu de barre

$$X_{L3HTA} = X_0 \cdot L$$

$$X_{L3HTA} = 0,42 \times 20$$

$$X_{L2HTA} = 8,4 \Omega$$

$$R_{L3HTA} = \rho \frac{L}{S}$$

$$R_{L3HTA} = 0,036 \times \frac{20 \cdot 10^3}{93,3}$$

$$R_{L3HTA} = 7,71 \Omega$$

IV.6.2- Calcul des courants de court-circuit

a-Court-circuit sur le jeu de barre

Le schéma correspondant est le suivant :

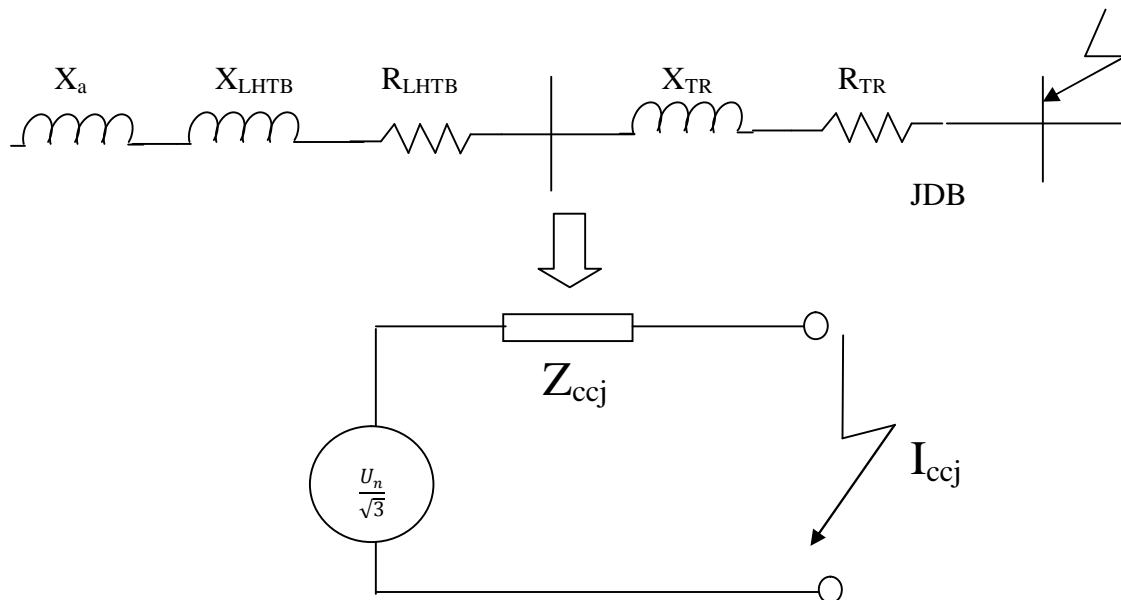


Figure IV.3 : Schéma du court-circuit sur le jeu de barre

$$I_{ccj} = \frac{U_n}{\sqrt{3} Z_{ccj}}$$

$$Z_{ccj} = \sqrt{(R_{LHTB} + R_{TR})^2 + (X_a + X_{LHTB} + X_{TR})^2}$$

$$Z_{ccj} = \sqrt{(0,103+1,212)^2 + (0,36+0,694+6,062)^2}$$

$$Z_{ccj} = 7,236 \Omega$$

$$I_{ccj} = \frac{31,5 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 7,236}$$

$$I_{ccj} = 2513,34 A$$

b-Court-circuit sur le départ TIGZIRT à 10 m du jeu de barre

Le schéma correspondant est le suivant :

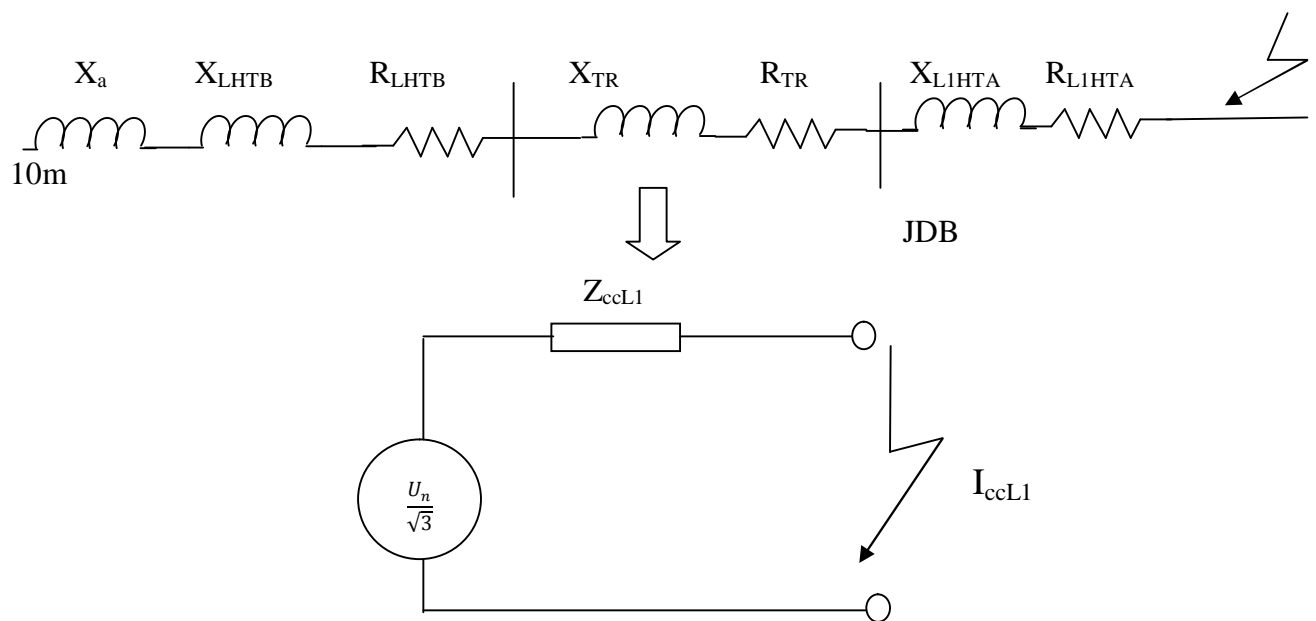


Figure IV.4 : Schéma du court-circuit à 10 m du jeu de barre

$$I_{ccL1} = \frac{U_n}{\sqrt{3} Z_{ccL1}}$$

$$Z_{ccL1} = \sqrt{(R_{LHTB} + R_{TR} + R_{L1HTA})^2 + (X_a + X_{LHTB} + X_{TR} + X_{L1HTA})^2}$$

$$Z_{ccL1} = \sqrt{(0,103+1,212+0,0038)^2 + (0,36+0,694+6,062+0,0042)^2}$$

$$Z_{ccL1} = 7,241 \Omega$$

$$I_{ccL1} = \frac{31,5 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 7,241}$$

$$I_{ccL1} = 2511,6 A$$

c- Court-circuit sur le départ TIGZIRT à 30m du jeu de barre

Le schéma correspondant est le suivant :

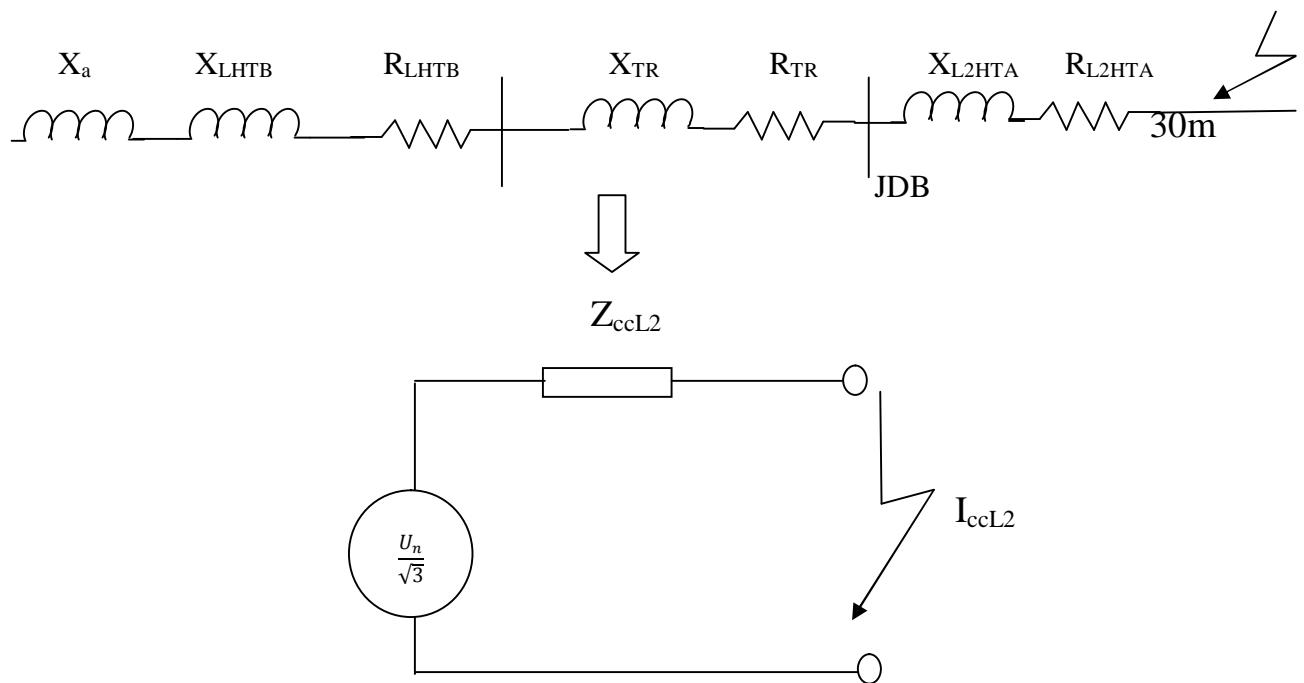


Figure IV.5 : Schéma du court-circuit à 30m du jeu de barre

$$I_{ccL2} = \frac{U_n}{\sqrt{3} Z_{ccL2}}$$

$$Z_{ccL2} = \sqrt{(R_{LHTB} + R_{TR} + R_{L2HTA})^2 + (X_a + X_{LHTB} + X_{TR} + X_{L2HTA})^2}$$

$$Z_{ccL2} = \sqrt{(0,103 + 1,212 + 0,0115)^2 + (0,36 + 0,694 + 6,062 + 0,0126)^2}$$

$$Z_{ccL2} = 7,250 \Omega$$

$$I_{ccL2} = \frac{31,5 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 7,250}$$

$$I_{ccL2} = 2508,48A$$

d- Court-circuit sur le départ TIGZIRT à 20 km du jeu de barre

Le schéma correspondant est le suivant :

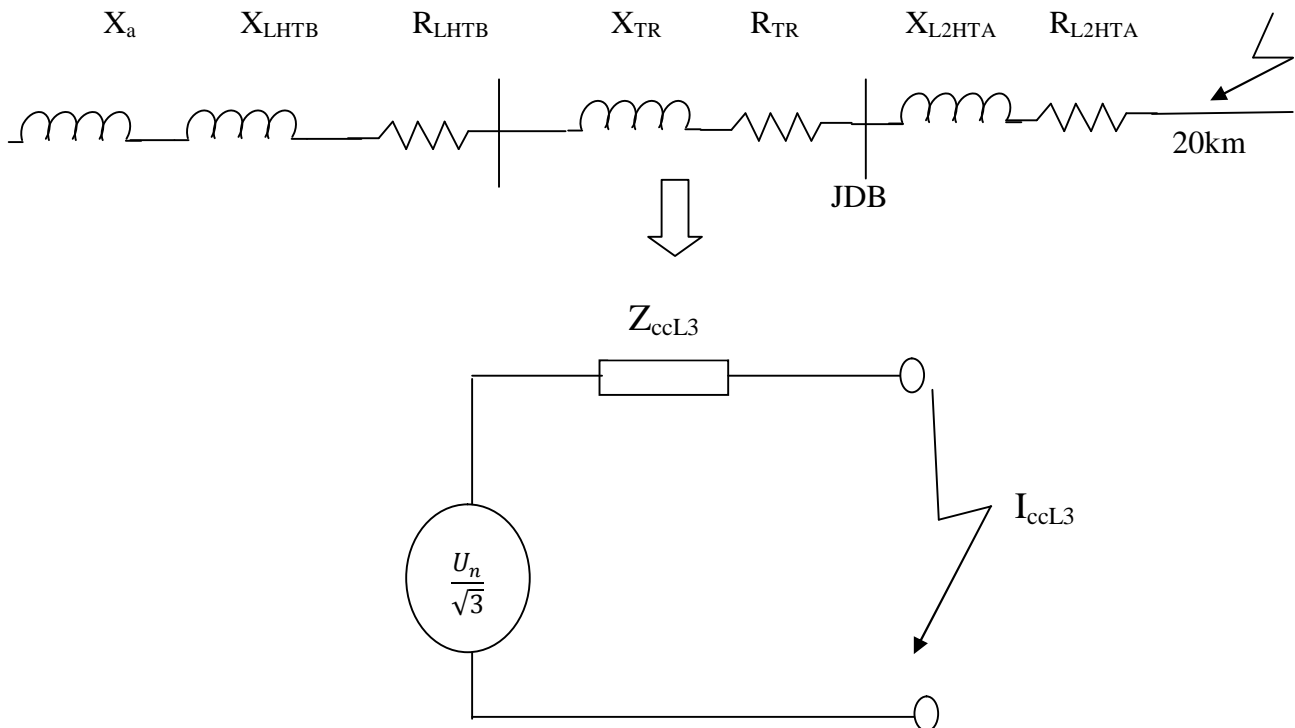


Figure IV.6 : Schéma du court-circuit à 20 km du jeu de barre

$$I_{ccL3} = \frac{U_n}{\sqrt{3} Z_{ccL3}}$$

$$Z_{ccL3} = \sqrt{(R_{LHTB} + R_{TR} + R_{L3HTA})^2 + (X_a + X_{LHTB} + X_{TR} + X_{L3HTA})^2}$$

$$Z_{ccL3} = \sqrt{(0,103 + 1,212 + 7,71)^2 + (0,36 + 0,694 + 6,062 + 8,4)^2}$$

$$Z_{ccL3} = 17,94 \Omega$$

$$I_{ccL3} = \frac{31,5 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 17,94}$$

$$I_{ccL3} = 1013,74 A$$

Les différentes valeurs des résistances et des réactances calculées sont résumées dans le tableau ci-dessous :

		R (Ω)	X (Ω)
Réseau amont		0	0,36
Ligne HTB		0,103	0,694
Transformateur		1,212	6,062
Ligne HTA	10 m du jeu de barre	0,0038	0,0042
	30 m du jeu de barre	0,0115	0,0126
	20 km du jeu de barre	7,71	8,4

Tableau IV.1 : Valeurs calculées

Valeurs des impédances des différents points des courts-circuits :

	ΣR (Ω)	ΣX (Ω)	$Z_{cc} = \sqrt{(\Sigma R)^2 + (\Sigma X)^2}$ (Ω)
Sur le jeu de barre	1,315	7,116	7,236
A 10 m du jeu de barre	1,318	7,120	7,241
A 30 m du jeu de barre	1,326	7,142	7,250
A 20 km du jeu de barre	9,025	15,516	17,940

Tableau IV.2 : Valeurs des impédances

IV.6.3- Calcul du courant nominal

$$S_n = \sqrt{3} U_n \times I_n \quad \Leftrightarrow \quad I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \times U_n}$$

$$I_n = \frac{20 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 31,5 \times 10^3}$$

$$I_n = 366,57 \text{ A}$$

IV.7- Caractéristiques des disjoncteurs HTA sur le poste de Tizirt

Le tableau 3 donne les caractéristiques des disjoncteurs HTA installés sur la cabine mobile :

Valeurs normalisées	Disjoncteur sur le jeu de barre 30 kV	Disjoncteur sur le départ TIGZIRT
Tension de service U_n (kV)	36	36
Pouvoir de coupure PC (kA)	25	25
Courant nominal I_r (A)	2500	1250

Tableau IV.3 : Caractéristique des disjoncteurs au niveau de la cabine mobile

IV.8- Valeurs obtenues

	Sur le jeu de barre 30 kV	Sur le départ Tizirt
Tension de service U_2 (kV)	31,5	31,5
Courant de court-circuit I_{cc} (A)	2513,34	2511,60
Courant nominal I_n (A)	366,57	366,57

Tableau IV.4 : Valeurs obtenues en Fonctionnement normal

IV.9- Interprétation

Le choix des disjoncteurs se fait à partir des calculs des courants de court-circuit sur différents points du réseau bien définis.

Les valeurs du tableau 4 sont les résultats obtenus, pour vérifier que la protection est assurée, nous allons comparer les caractéristiques des disjoncteurs installés par SONELGAZ à la cabine mobile TAMDA aux résultats obtenus, on prendra le cas le plus défavorable qui est le plus dangereux pour le réseau et les équipements installés sur la cabine mobile.

- **Jeu de barre HTA**

-Le disjoncteur placé sur le jeu de barre HTA à un pouvoir de coupure $PC = 25$ kA et un courant nominal $I_r = 2500$ A et une tension $U_n = 36$ kV.

-La plus grande valeur du courant de court-circuit obtenues $I_{ccj} = 2513,34$ A, le courant nominale délivré par le transformateur $I_n = 366,57$ A et la tension $U_2 = 31,5$ kV

$$\left. \begin{array}{l} -PC > I_{ccj} \\ -I_r > I_n \\ -U_n > U_2 \end{array} \right\} \Rightarrow \text{La protection est assurée.}$$

- **Le départ TIGZIRT (HTA)**

-Le disjoncteur placé sur le départ TIGZIRT à un pouvoir de coupure $PC = 25$ kA, un courant nominal $I_r = 1250$ A et une tension $U_n = 36$ kV

-La plus grande valeur du courant de court-circuit obtenues $I_{ccL1} = 2511,60$ A, le courant nominale délivré par le transformateur $I_n = 366,57$ A et la tension $U_2 = 31,5$ kV

$$\left. \begin{array}{l} -PC > I_{ccL1} \\ -I_r > I_n \\ -U_n > U_2 \end{array} \right\} \Rightarrow \text{La protection est assurée.}$$

IV.10- Conclusion

Après avoir fait le calcul des courants de court-circuit concernant le départ TIGZIRT, nous constatons que les valeurs les plus défavorables obtenues sont inférieures à celles données par la SONELGAZ, ce qui nous permet d'affirmer que la sécurité des personnes et du matériel est assurée.

Le travail que nous avons effectué nous a permis, de cerner dans un premier temps les différents défauts qui peuvent survenir sur un réseau, puis de mettre en évidence les différentes protections et leurs réglages au niveau du départ moyens tension.

Les valeurs des courants de court-circuit déterminées sur le jeu de barre 30 kV dans le cas de notre application et sur le départ TIGZIRT, nous ont permis de vérifier que la protection est assurée par les disjoncteurs au niveau de la cabine mobile, toutefois il faut prévoir un autre plan de protection dans les années avenir si la cabine mobile est toujours maintenue, car le réseau est en extension permanente.

La technologie numérique qui est en pleine expansion permet actuellement de concevoir des systèmes de protection plus sûrs, plus performants et moins encombrants mais toutefois assez coûteux.

L'application sur le départ HTA TIGZIRT issu de la cabine mobile Tamda 60/30 kV, nous a permis d'enrichir nos connaissances sur le calcul du courant de court-circuit et la détermination de la valeur de coupure.

Nous espérons que ce travail apportera un plus à ceux qui le consulteront.

Bibliographie

- [1] **M.A FONTELA GARCIA** « Interaction des réseaux de transport et de distribution en présence de production décentralisée », Thèse de Doctorat de l'Institut Polytechnique de Grenoble, 2008
- [2] **J.C SABONNADIÈRE** « Lignes et réseaux électriques », édition Hermès-Lavoisier, 2007
- [3] **K.IFERES, N. KACED ET R.SELILA** « Dimensionnement et protection d'un départ moyenne tension : Application au départ Isser issu de Tizi- Medden », Mémoire d'Ingénieur d'état, UMMTO, 2007.
- [4] **H.LALDJI, B.IRENE et H.BENSELAMA** « Diagnostique du départ A.E.H Moyenne Tension 30 kV issu de la centrale Souk el Djemaa », Mémoire d'Ingénieur d'état, UMMTO, 2003.
- [5] Guide technique de la **SONELGAZ**, édition 1996
- [6] « Protection des réseaux électriques », Document **SONELGAZ**, non édité
- [7] **Z.OUGUENOUNE, N. MAMOU** « étude de protection du départ MT BOUKHALFA issu du poste 60/30 kV Draa Ben Khadda », Mémoire d'ingénieur d'état, UMMTO, 2009.
- [8] **F.AMRANI, R.BELKESSA** «étude des protections des départs MT TIZI MEDEN », Mémoire d'ingénieur d'état, UMMTO, 2009.
- [9] **M.ADIL, A.NAIT DJOUDI** « Restructuration du réseau électrique moyenne Tension 30 kV de Tizirt », Mémoire d'ingénieur d'état, UMMTO, 2009.
- [10] **Y.SOUTOU, F.GUEZOUÏ et M.CHABANE** « étude des protections d'un départ moyenne tension application poste 60/30 kV de Tizi Meden », Mémoire Master professionnel, UMMTO, 2013.
- [11] **A.BENALI** « Etude des protections des départs moyenne tension : Application poste 60/30 kV FREHA », Mémoire d'ingénieur d'état, UMMTO, 2002.
- [12] **H.BELMAHDI et N.ABDELLI** «Etude d'un réseau de distribution moyenne tension : application Oued-Aissi / Tizi-Ouzou», Mémoire d'ingénieur d'état, UMMTO, 2008.
- [13] **O.AIT GUENISSAÏD et O.OUKHOUIA**« Protection numérique par SEPAM série 80 d'un départ électrique HTA», Mémoire Master professionnel, UMMTO, 2012.
- [14] **L.BENARAB** «Détermination des seuils de réglage des protections des départs moyenne tension au complexe de l'ENIEM», Mémoire d'ingénieur d'état, UMMTO, 2010.
- [15] **C. CORROYER** «Protection des réseaux», Techniques de l'Ingénieur., 1991.
- [16] Guide technique, Archives de la **SONELGAZ**, non édité

<i>Indication abrégé</i>	<i>Description</i>
<i>BHT</i>	Barre haute tension
<i>BMT</i>	Barre moyenne tension
<i>CA</i>	Poste en cabine
<i>CP</i>	Cellule de départ MT
<i>CS</i>	Câble de secours
<i>CT</i>	Câble de travail
<i>D</i>	Dorsale
<i>DA</i>	Disjoncteur arrivé HT
<i>DC</i>	Disjoncteur de couplage
<i>DD</i>	Disjoncteur de départ
<i>DTR</i>	Disjoncteur pour transformateur
<i>DDAT</i>	Disjoncteur débrochable d'arrivé de transformateur
<i>DDC</i>	Disjoncteur débrochable de couplage
<i>DDD</i>	Disjoncteur débrochable de départ
<i>I</i>	Interrupteur
<i>IA</i>	Interrupteur automatique
<i>P</i>	Poste MT/BT en coupure d'artère
<i>PA</i>	Pont amovible
<i>PO</i>	Poste sur poteau
<i>PR</i>	Point de réflexion
<i>SM</i>	Sectionneur
<i>F</i>	Fusible
<i>SD</i>	Sous dérivation
<i>SMT</i>	Sectionneur de ligne avec couteaux de mise à la terre
<i>TRH</i>	Transformateur HT/MT

CODE ANSI	Description
25	Synchronisme
27P	Tension minimale de phase
27X	Tension minimale auxiliaire
32	Puissance directionnelle sensible
	Puissance directe
32N	Directionnel de puissance de séquence zéro
46	Surintensité temporisée de séquence négative
47	Tension maximale de séquence négative
48	Blocage de rotor
49	Protection contre les surcharges par modèle thermique
50G	Surintensité instantanée de terre (mesurée depuis le 4e
50N	Surintensité instantanée de neutre (calculée à partir des courants
50P	Surintensité instantanée de phase (deux éléments, High et Low)
50SG	Surintensité instantanée de terre pour systèmes de neutre sensible (mesurée depuis le 5 ^e transformateur de courant)
50ISG	Surintensité instantanée pour systèmes de neutre isolé (mesurée depuis le 5e transformateur de courant)
	Surintensité temporisée de terre (mesurée depuis le 4e
51N	Surintensité temporisée de neutre (calculée à partir des courants
51PV	Surintensité temporisée de phases avec freinage par tension
51SG	Surintensité temporisée de terre pour systèmes de terre sensible (mesurée depuis le 5e transformateur de courant)
59N	Tension maximale de neutre (deux éléments, High et Low)
59P	Tension maximale de phase
59X	Tension maximale auxiliaire
59X	Contrôle directionnel pour phases
67P	Contrôle directionnel pour neutre
67N	Contrôle directionnel pour terre
67G	Contrôle directionnel pour terre sensible
67 SG	Réenclencheur automatique (réenclencheur de quatre essais)
79	Fréquence maximale
810	Fréquence minimale
81U	Dérivée de fréquence
81 R	Rupture de conducteur
I2/I1	Défaut de disjoncteur
50 BF	Défaut de fusible
VTF	Incursion de charge

Les fonctions de protection

<i>Symbole graphique</i>	<i>Code ANSI</i>	<i>Désignation</i>
$I >$	50 ou 51 ⁽¹⁾	Protection à maximum de courant phase
$I_N >$	50N ou 51N ⁽¹⁾	Protection par détection du courant circulant dans le neutre
I_{rsd}	50N ou 51N ⁽¹⁾ 50G ou 51G ⁽¹⁾	Protection à maximum de courant terre
$\frac{\Delta I}{I}$	87T	Protection différentielle transformateur
$\frac{\Delta I}{I}$	87L	Protection différentielle à fil pilote des câbles et lignes
V_{rsd}	59N	Protection à maximum de tension résiduelle
$U <$	27	Protection à minimum de tension
$U >$	59	Protection à maximum de tension
$> U >$	27 et 59	Protection à minimum et maximum de

Remarque

(1) 50 : protection instantanée.

51 : protection temporisée à temps dépendant ou indépendant.