

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

UNIVERSITE MOULOUD MAMMARI DE TIZI-OUZOU



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

Mémoire de Fin d'Etudes de MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Génie Electrique

Spécialité : Réseaux électriques

Présenté par

Chafiaa MEHERAZ

Thème

Protection des installations électriques MT Application : réseau <<Cevital-Bejaia >>

Mémoire soutenu publiquement le 25 septembre 2016 devant le jury composé de :

M Tahar OTMANE CHERIF

MCA, UMMTO, Président

M Hamid SEDDIKI

MCA, UMMTO, Encadreur

M Nassim HAMOUCHE

ING, CEVITAL BEJAIA, Co-Encadreur

M Ali BECHOUCHE

MCA, UMMTO, Examineur

M Boussad BOUKAIS

MCB, UMMTO, Examineur



Remerciements



Une grande gratitude va à mon encadreur Mr SADDIKI Hamid pour son aide et conseils durant la réalisation de ce projet

A l'issue de notre stage, Je tiens a remercié Mr HAMOUCHE de m'avoir accueilli au sein de CEVITAL, pour le temps qu'il m'a accordé, son aide pour sa disponibilité, et d'avoir mis toute la documentation nécessaire, à ma disposition ainsi que tout le personnel de la direction technique de cevital (unité énergie et utilités).

Mes remerciements les plus distingués vont également à tous ceux et toutes celles qui m'a porté aide de près ou de loin.

Je tiens enfin à remercier les enseignants qui ont contribué à Ma formation, ainsi qu'aux les membres du jury qui feront l'honneur de juger mon travail.



Dédicaces



Je dédie ce modeste travail, en signe de respect, reconnaissance et de remerciement :

A mes chers parents, source de ma joie, secret de ma force, vous serez toujours le modèle, merci pour vos sacrifices, c'est à vous que je dois cette réussite, et je suis fière de vous l'offrir.

A mes chers frères : Atmane et Nammane

A mes chères sœurs : Hassina et hayet.

Mes gendres : Samir et Hachimi et leur familles et sans oublier ma petite Sophia

A toute ma famille

A mes chers Amis et chères Amies pour tous les moments de joie qu'on a passés ensemble.



Sommaires

| | |
|----------------------------|---|
| Introduction générale..... | 1 |
|----------------------------|---|

CHAPITRE I : Généralité sur les courts-circuits

| | |
|--|---|
| I.1.Introduction..... | 2 |
| I.2.Definition des courts-circuits..... | 2 |
| I.3.caracteristique des courts-circuits..... | 2 |
| I.3.1. Leurs durées..... | 2 |
| I.3.1.1.Les courts-circuits auto-extincteurs..... | 2 |
| I.3.1.2.Les courts-circuits fugitifs..... | 2 |
| I.3.1.3.les courts-circuits semi-permanents..... | 2 |
| I.3.1.4.Les courts-circuits permanents..... | 3 |
| I.3.2.Leurs origines..... | 3 |
| I.3.2.1Mécanique..... | 3 |
| I.3.2.2.Electrique..... | 3 |
| I.3.2.3. Erreur d'exploitation..... | 3 |
| I.3.3. Localisation..... | 3 |
| I.3.4 Nature de la connexion..... | 3 |
| I.3.4.1.Court-circuit franc..... | 3 |
| I.3.4.2. Court-circuit Impédant..... | 3 |
| I.4. Différents types de courts-circuits..... | 3 |
| I.4.1 :Courts-circuits monophasés..... | 3 |
| I.4.2.courts-circuits triphasés..... | 4 |
| I.4.3.Courts-circuits biphasés..... | 4 |
| I.4.3.1Courts-circuits biphasés isolés..... | 4 |
| I.4.3.2Court-circuit biphasés terre..... | 4 |
| I.5.Cause des courts-circuits..... | 5 |
| I.6 : Conséquences et effets des défauts de court-circuit..... | 5 |

| | |
|--|----|
| I.7.Necessite de calcul des courants de courts-circuits | 6 |
| I.8 : Paramètres influençant sur la valeur du courant de court-circuit | 8 |
| I.9.definition de l'intensité du courant de court-circuit..... | 8 |
| I.9.1.Reseau monophasé | 8 |
| I.9.2.Réseau triphasé..... | 8 |
| I.10 : Méthodes de calcul de court-circuit..... | 8 |
| I.10.1 : Méthode des composantes symétriques | 8 |
| I.10.1.1Définition des composantes symétriques | 8 |
| I.10.1.2.Définition et propriété de l'opérateur ''a '' | 10 |
| I.10.1.3. Décomposition d'un système de vecteurs en ses composantes symétriques | 11 |
| I.10.1.4. construction des composantes symétriques..... | 12 |
| I.10.2 : méthode des valeurs réduites | 14 |
| I.10.2.1.Definition | 4 |
| I.10.2.2.changement de base..... | 14 |
| I.10.2.3.Réactances des éléments du réseau | 14 |
| I.10.3 : Méthodes des impédances..... | 17 |
| I.1.1.Calcul du courant de défaut dans les réseaux MT | 19 |
| I.11.1. Les défauts monophasés..... | 19 |
| I.11.1.1.Etude d'un défaut monophasé dans les réseaux ayant leur neutre mis à la terre | 19 |
| I.11.1.1.1.Valeur du courant de défaut à la terre | 20 |
| I.11.1.1.2Calcul de tension à l'endroit du défaut à la terre..... | 21 |
| I.11.1.1.3.Influence de la résistance du défaut à la terre sur les valeurs des courants et tension homopolaire | 22 |
| I.11.1.2 .Défaut monophasé dans les réseaux ayant leur neutre isolé | 22 |
| I.11.1.2 .1. Courant de défaut à la terre | 23 |
| I.11.1.2 .2.Courant de défaut résistant à la terre | 23 |
| I.11.2. Les défauts biphasés..... | 24 |
| I.11.2. 1. Défaut biphasé sans terre..... | 24 |
| I.11.2. 2. Défaut biphasé avec terre | 26 |

| | |
|------------------------------------|----|
| I.11.3.Les défauts triphasés | 26 |
| I.12.conclusion | 27 |

Chapitre II : Equipements de protection des réseaux électriques MT

| | |
|--|----|
| II.1 .Introduction | 28 |
| II.2.Protection des réseaux industriels MT..... | 28 |
| II.2.1 : Définition du système de protection..... | 28 |
| II.2.2 .Rôle de système de protection | 29 |
| II.3.Qualites fondamentales d'une protection électrique..... | 29 |
| II.4. Appareillages de protection | 29 |
| II.4.1.Contre des surintensité..... | 29 |
| II.4.1.1Définition..... | 29 |
| II.4.1.2. Causes des surintensités | 30 |
| II.4.1.3.Moyens de protection contre les surintensités | 30 |
| II.4.1.3.1. disjoncteurs | 30 |
| II.4.1.3.2. fusibles..... | 34 |
| II.4.1.3.3 Sectionneurs..... | 35 |
| II.4.1.3.4 Interrupteurs..... | 36 |
| II.4.1.3.5. Relais de protection | 36 |
| II.4.2. Contre les surtensions | 39 |
| II.4.2.1.définition de surtension | 39 |
| II.4.2.2 Moyens de protection contre les surtensions | 40 |
| II.4.2.2.1 Parafoudres | 40 |
| II.4.2.2.2 Eclateurs | 41 |
| II.5 : Protection d'un réseau MT | 42 |
| II.5.1 : Protection des transformateurs | 42 |
| II.5.1.1 Surcharge | 42 |
| II.5.1.2.Court-circuit..... | 43 |
| II.5.1.2.Défaut à la masse | 44 |

| | |
|---|----|
| II.5.2 .Protection des transformateurs HT/MT | 47 |
| II.5.3 : protection des jeux de barres | 47 |
| II.5.4.Protection d'un départ MT..... | 48 |
| II.6 . Les automates associés aux protections des départs MT..... | 51 |
| II.7. protection des liaisons (lignes et câbles) [11]..... | 51 |
| :II.8. Sélectivité des protections | 54 |
| II.8.1. Définition..... | 54 |
| II.8.2. Différents types de Sélectivité | 54 |
| II.8.2.1.Sélectivité totale | 54 |
| II.8.2.2.Sélectivité partielle | 54 |
| II.8.2.3 Sélectivité ampérométrique | 54 |
| II.8.2.4 sélectivité chronométrique..... | 55 |
| II.8.2.5Sélectivité logique | 56 |
| II.9.Regime du neutre..... | 57 |
| II.10.Conclusion | 60 |

CHAPITRE III : Etude de réseau MT de complexe CEVITAL

| | |
|--|----|
| III.1.Introduction | 61 |
| III.2.Presentation générale du complexe Cevital de Bejaia..... | 61 |
| III.2.1.Historique | 61 |
| III.2.2.Situation géographique..... | 61 |
| III.2.3. Organigramme de Cevital | 66 |
| III.3.Description du réseau MT du complexe Cevital | 66 |
| III.3.1.Généralités..... | 66 |
| III.3.2.Alimentation principale du complexe | 66 |
| III.3.2.2.Post 30KV | 66 |
| III.3.2.1.Post 60 KV | 66 |
| III.3.2.3. Source de secours (centrale groupe diesel) | 67 |
| III.3.2.4. Le réseau de cogénération | 67 |

| | |
|---|----|
| III.4.Description des équipements électriques | 68 |
| III.4.1. Description du poste 60KV | 68 |
| III.4.2. Description du Jeu de barres de distribution. | 72 |
| III.4.2.1.Jeu de barres 30KV N ⁰ 01 | 72 |
| III.5.Description d'équipements de protection et de mesure..... | 77 |
| III.5.1Equipements de protection..... | 77 |
| III.5.1.1. Disjoncteurs | 79 |
| III.5.1.3: Les relais de protection | 80 |
| III.5.1.2.Sectionneurs et interrupteurs | 79 |
| III.6.Équipements de mesure..... | 85 |
| III.6.1. Transformateurs de mesures..... | 85 |
| III.6.1.1. Transformateur de courant | 86 |
| III.6.1.3.Tores homopolaires CSH 120, CSH 200 | 86 |
| III.7.Equipements de puissance..... | 87 |
| III.7.1. Générateurs de la centrale Diesel (GD1 à GD7) | 87 |
| III.7.2. Générateurs du central thermique (cogénération) (G1 et G2) | 87 |
| III.7.2.Présentation des différents transformateurs de puissances..... | 88 |
| III.7.2.1. Transformateurs du poste 60Kv | 88 |
| III.7.2.3. Transformateurs de la centrale thermique (Tr WEG N°1 et Tr WEG N°2)..... | 88 |
| III.7.2.2. Transformateurs de la centrale diesel | 88 |
| III.7.3. Présentation des différents jeux de barres | 89 |
| III.7.3.1. Jeu de barre 60kV | 89 |
| III.7.3.2. Jeu de barre 30kV | 89 |
| III.7.3.3. Jeu de barre Cogénération. | 89 |
| III.7.4 :Description des câbles électriques | 90 |
| III.7.4.1.Conducteur isole | 90 |
| III.7.4.2. Câble unipolaire..... | 90 |
| III.7.4.3. Câble multipolaire | 90 |
| III.7.5. Bilan de puissance | 91 |

| | |
|--|-----|
| III.7.5.1. La puissance d'une installation industrielle..... | 92 |
| III.7.5.2. Puissance installée (kW) | 92 |
| III.7.5.3 Puissance absorbée Pa (kVA) | 92 |
| III.7.5.4. Puissance d'utilisation Pu (kVA) | 92 |
| III.8.Application | 93 |
| III.8.1 : Le schéma du réseau à étudier..... | 94 |
| III.8.2.Methode de calcul | 95 |
| III.8.3.choix de la valeur de base | 95 |
| III.8.4 .Calcule des impédances en (pu) | 95 |
| III.8.5.Calcul les composantes équivalentes directes et inverse..... | 100 |
| III.8.6.Calcul des composantes homopolaires | 103 |
| III.3.6.Calcul des courants de cour circuit | 105 |
| III.8.7.Rresultats de calcul des courants de court-circuit | 107 |
| III.9 .Conclusion | 108 |

Chapitre IV : Choix et réglage des protections

| | |
|--|-----|
| IV.1. Introduction | 109 |
| IV.2. Choix des appareils de protection | 109 |
| IV.2.1 : Règle générale du choix des appareils de protection | 109 |
| IV.2.2 Détermination du pouvoir de coupure des différents disjoncteurs..... | 109 |
| IV.2.2.1. Pouvoir de coupure assigné en court-circuit | 109 |
| IV.2.2.2.Calcul des pouvoir de coupure(PdC) des disjoncteurs de l'installation HTA de complexe Cevital | 111 |
| IV.2.2.3.Détermination du pouvoir de fermeture des différents disjoncteurs | 111 |
| IV.3.Réglages de protections | 112 |
| IV.3.1.Réglages des protections ampérométriques | 112 |

| | |
|---|-----|
| IV.3.2. Calcul des courants nominaux et choix des TC en chaque point de l'installation..... | 113 |
| IV.3.3 .Détermination des CTS thermiques et magnétiques | 114 |
| IV.3.4. Détermination des réglages de seuil de la protection | 115 |
| IV.4.conclusion | 117 |

BIBLIOGRAPHIE

ANNEXE

Introduction

Les investissements humains et matériels affectés aux réseaux électriques sont énormes. Pour cela, le réseau électrique doit répondre à trois exigences essentielles : stabilité, économie et surtout continuité du service. Les lignes et les câbles de distribution d'énergie électrique moyenne tension HTA constituent une partie essentielle d'un réseau électrique qui doit assurer la continuité de l'alimentation en électricité aux consommateurs HTA et BT.

Dans ce cadre, la plupart des études et des recherches ont été basées sur le perfectionnement des moyens de protection contre les dangers et les problèmes survenant sur les réseaux électriques et surtout celui de court-circuit à cause de son impact lourd sur les différentes parties des installations.

En partant de l'idée que, pour résoudre un problème, il faut d'abord le définir et s'occuper de toutes ces causes et des conséquences. On a vu qu'il était nécessaire de s'intéresser en premier lieu au problème de court-circuit dans le réseau électrique. Pour donner plus de crédibilité à notre travail, nous allons travailler sur l'étude du réseau de distribution moyenne tension au niveau de l'entreprise nationale de l'industrie agroalimentaire CEVITAL.

La demande de la puissance supplémentaire exigée par la partie extension du complexe ne pouvait être satisfaite par le réseau SONELGAZ, Cevital a opté pour le principe de cogénération pour une production autonome de l'électricité par des turbogénérateurs à vapeur.

L'installation de la cogénération a modifié le réseau électrique du complexe, ce qui fait que le système de protection existant n'est plus fiable, c'est dans ce cadre que la direction de la société Cevital nous a confié de faire une étude critique de son réseau actuel, dont le but est de choisir et de régler le système de protection afin de garantir une meilleure sécurité pour une bonne continuité de service.

Notre travail sera reparté en quatre chapitres :

Dans le premier chapitre, on traite des généralités sur les courants de court-circuit. Le deuxième chapitre consiste à la représentation des équipements de protection des réseaux électriques MT.

Dans le troisième chapitre, nous aborderons la partie pratique où on a calculé les courants de défauts du réseau MT du complexe Cevital.

Le dernier chapitre est consacré au choix du réglage de la protection de l'installation.

Nous terminerons ce chapitre par une conclusion générale qui passera en revue tout ce qui a été abordé dans ce mémoire.

Chapitre I
Généralités sur les
courts-circuits

I.1.Introduction :

L'optimisation de la gestion d'un réseau de distribution électrique est liée à une meilleure coordination des protections dans le réseau. Un bon plan de protection dans le réseau, permet en effet de réduire considérablement les temps d'interruptions suite aux défauts, et contribue aussi à la réduction des pertes techniques en évitant la circulation des courants de défauts qui provoquent plus de pertes joules.

Le court-circuit représente le test le plus sévère pour valider les modèles dessystèmesconnectés sur un réseau électrique. Alors le risque d'apparition d'un incident sur le réseau n'est pas nul et il est lié à de nombreux paramètres aléatoires.

Pour cela .nous étudierons dans ce chapitre les caractéristiques des courts-circuits, les différentes méthodes de calculs des courants de court-circuit.

I.2.Definition des courts-circuits [1]

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

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

I.3.caracteristique des courts-circuits [2]

Ils sont principalement caractérisés par :

I.3.1. Leurs durées :

I.3.1.1.Les courts-circuits auto-extincteurs :

Ils sont caractérisés par leurs disparitions spontanées en des temps très courts (environ 50ms) sans provoquer de déclenchement des organes de protection (fusible ou disjoncteur).

I.3.1.2.Les courts-circuits fugitifs :

Ce sont des défauts qui nécessitent une brève coupure du réseau d'alimentation d'environ 0.3s sans nécessiter d'intervention.

I.3.1.3.les courts-circuits semi-permanents :

Afin de disparaître, ils nécessitent une ou plusieurs coupures assez longues du réseau d'alimentation d'environ une dizaine de secondes, mais sans l'intervention du personnel d'exploitation.

I.3.1.4. Les courts-circuits permanents :

Ceux sont des défauts qui provoquent un déclenchement définitif et nécessite l'intervention du personnel pour la reprise du service.

I.3.2. Leurs origines :

Elles peuvent être :

I.3.2.1. Mécanique :

Rupture de conducteur, liaison électrique accidentelle entre deux conducteurs par un corps étranger tel qu'une branche ou bien animaux.

I.3.2.2. Electrique :

Suite à la dégradation de l'isolement entre phases, ou entre phases et masses ou terre, ou suite à des surtensions d'origine interne (manœuvre) ou atmosphérique (foudre).

I.3.2.3. Erreur d'exploitation :

Mise à la terre d'une phase, couplage entre deux sources de tension différentes ou des phases différentes, fermeture par erreur d'un appareil de coupure.

I.3.3. Localisation :

- Le court-circuit peut être **interne** à un matériel (câble, moteur, transformateur, tableau...), il entraîne généralement des détériorations.
- Le court-circuit peut être **externe** à un matériel (câble, moteur, transformateur, tableau...). Les conséquences sont limitées à des perturbations pouvant entraîner à plus ou moins longue échéance des détériorations dans le matériel considéré, et conduire ainsi à un défaut interne.

I.3.4 Nature de la connexion :

I.3.4.1. Court-circuit franc lorsque les deux points mis en court-circuit se touchent directement.

I.3.4.2. Court-circuit Impédant lorsque les deux points mis en court-circuit sont reliés par un milieu Impédant

I.4. Différents types de courts-circuits [2]

I.4.1 : Courts-circuits monophasés :

Ils correspondent à des défauts entre une phase et la terre. Ils sont les plus fréquents (voir figure I.1).

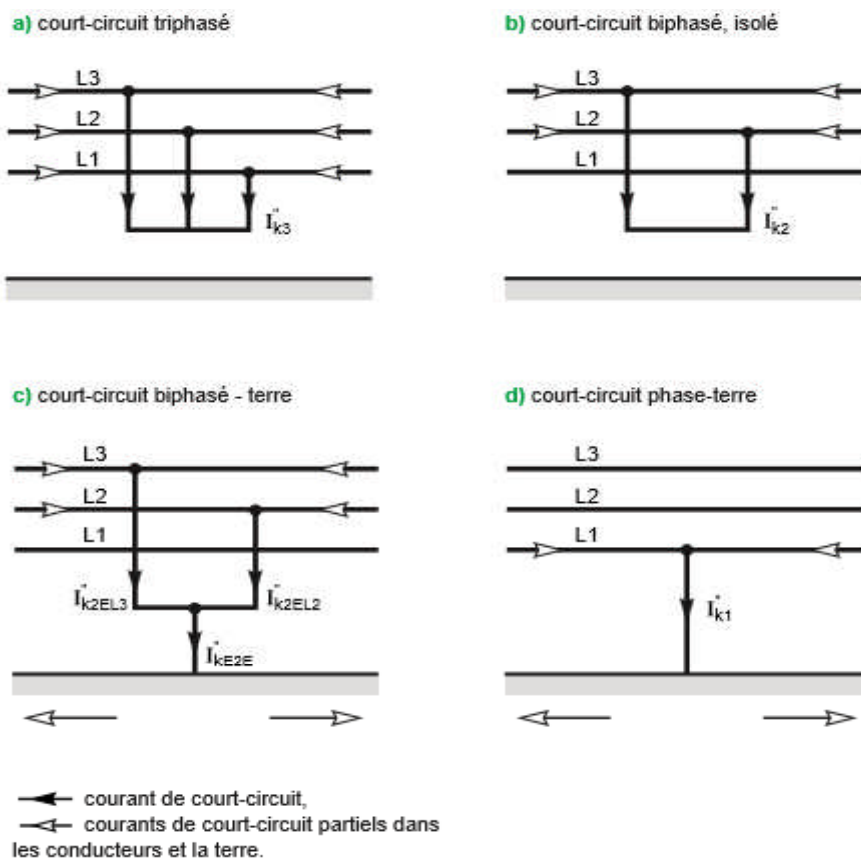
I.2.2.courts-circuits triphasés :

Ils correspondent à des contacts simultanés entre les trois phases, généralement provoquant les courants les plus élevés (**figure.I.1**).

I.2.3.Courts-circuits biphasés : ceux sont les courts-circuits entre deux phases ou deux phases et le neutre avec ou sans mise à la terre (figure I.1).

I.2.3.1Courts-circuits biphasés isolés: ils correspondent à des défauts entre deux phases sous tension composée .les courants résultants sont plus faibles que celui des défauts triphasés .sauf lorsqu'ils se situent à proximité immédiate des générateurs (figure I.1).

I.2.3.1Court-circuit biphasés terre : Ils correspondent à des défauts entre deux phases et terre (voir figure.I.1).



Le sens des flèches figurant les courants est arbitraire

Figure I.1 : les différents courts-circuits et leurs courants

I.5.Cause des courts-circuits :

- La dégradation des isolants due à :
 - ✓ Une dégradation de la qualité de la surface (pollution) ;
 - ✓ Une température excessive ;
 - ✓ Une décharge partielle dans les vacuoles (micropoches) à l'intérieur des isolants.
- La diminution accidentelle des distances d'isolement (présence d'animaux, branches d'arbre,...) ;
- La destruction pour cause extérieure ;
- Les surtensions entraînant le claquage de l'isolation des matériels (surtension de manœuvre ou coup de foudre).

I.6 : Conséquences et effets des défauts de court-circuit [2]

Elles sont variables selon la nature et la durée des défauts, le point concerné de l'installation et l'intensité du courant :

- Au point de défaut, la présence d'arcs de défaut, avec :
 - ✓ Détérioration des isolants ;
 - ✓ Fusion des conducteurs ;
 - ✓ incendie et danger pour les personnes.
- Pour le circuit défectueux :
 - ✓ les efforts électrodynamiques, avec déformation des JdB (jeux de barres). Arrachement des câbles.
- Sur-échauffement par augmentation des pertes Joules, avec risque de détérioration des isolants ;
- Pour les autres circuits électriques du réseau concerné ou les réseaux situés à proximité :
 - ✓ Les creux de tension pendant la durée d'élimination du défaut, de quelques milli secondes à quelques centaines de millisecondes ;
 - ✓ La mise hors service d'une plus ou moins grande partie du réseau suivant son schéma et la sélectivité de ses protections ;
 - ✓ L'instabilité dynamique et /ou la perte de synchronisme des machines ;
 - ✓ Les perturbations dans les circuits de contrôle-commande.

I.7.Necessite de calcul des courants de courts-circuits [3]

1. Le calcul du courant de court-circuit efficace maximal et de la valeur crête associée permettent de vérifier les pouvoirs de coupure, le pouvoir de fermeture, la tenue thermique et électrodynamique des matériels ;
2. Le calcul du courant de court-circuit efficace maximal permet aussi de vérifier la sélectivité des protections ;
3. Le calcul du courant de court-circuit efficace minimal permet d'effectuer le réglage des relais de protection ;
4. Le calcul des courants de court-circuit a pour but de choisir et de régler convenablement la protection. On utilise les courbes du courant en fonction du temps.

Deux valeurs du court-circuit doivent être connues [2] :

- ✓ le courant maximal de court-circuit qui détermine :
 - ✓ le pouvoir de coupure (pdc) des disjoncteurs ;
 - ✓ le pouvoir de fermeture des appareils ;
 - ✓ la tenue électrodynamique des canalisations et de l'appareillage.

Ce courant correspond à un court-circuit à proximité immédiat des bornes aval de l'organe de protection. Il doit être calculé avec une bonne précision.

- ✓ Le courant minimal de court-circuit indispensable au choix de la courbe de déclenchement des disjoncteurs et des fusibles en particulier quand :
 - ✓ La longueur des câbles est importante ou lorsque la source est relativement impédante (générateurs, onduleurs) ;
 - ✓ La protection des personnes repose sur le fonctionnement des disjoncteurs ou des fusibles, c'est essentiellement le cas avec les schémas de liaison à la terre du neutre TN ou IT.

Le courant de court-circuit minimal correspond à un défaut à l'extrémité de la liaison protégée lors d'un défaut biphasé et dans les conditions d'exploitation les moins sévères.

Dans tous les cas, quelque soit le courant de court-circuit (du minimal au maximal), la protection doit éliminer le court-circuit dans un temps (t_c) compatible avec la contrainte thermique que peut supporter le câble protégé :

$$\int I^2 dt \leq k^2 s^2 \quad (I.1)$$

Avec : S : est la section des conducteurs :

K : Constante thermique qui dépend de la nature du matériau de l'âme conductrice.

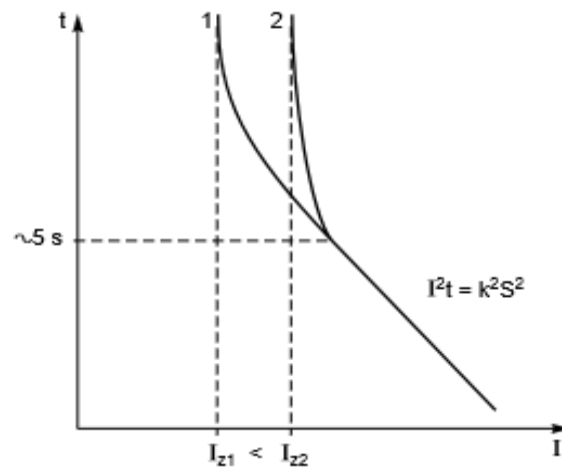


Figure I.2 : Pertes Joules (I^2R) d'un conducteur en fonction de la température ambiante.

Avec ;

1 : la valeur efficace du courant dans le conducteur a la température θ_1 .

2 : la valeur efficace de courant dans le conducteur a la température θ_2 , avec $\theta_1 > \theta_2$.

I_z : Est la limite du courant admissible en régime permanent.

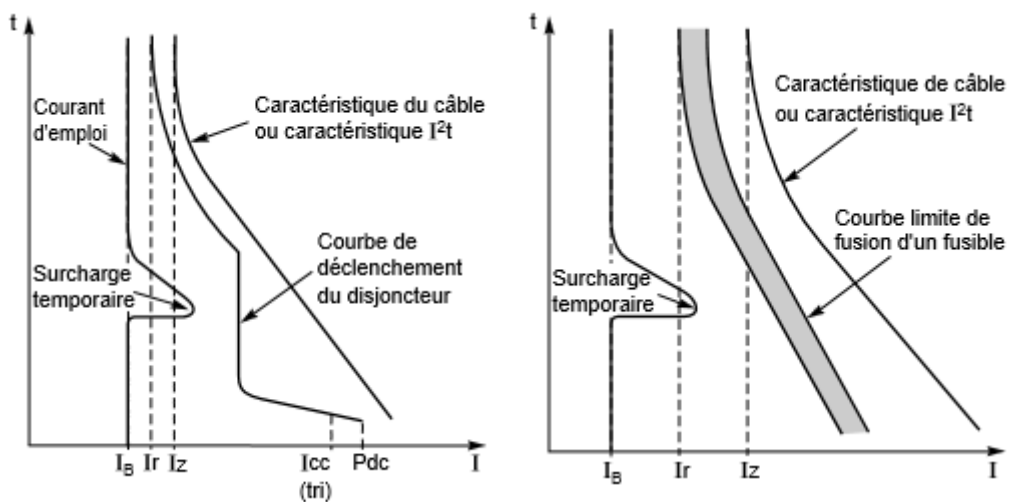


Figure I.4 : Protection d'un circuit par disjoncteur. **Figure I.5 :** Protection d'un circuit par fusible.

disjoncteur.

I.8 : Paramètres influençant sur la valeur du courant de court-circuit :

L'importance de l'intensité du courant de court-circuit se traduit par le fait qu'elle détermine la sévérité de la contrainte appliquée au matériel en défaut.

La valeur de cette intensité en un point d'un réseau quelconque dépend de plusieurs facteurs à savoir :

- ❖ La nature des éléments qui constituent le réseau : alternateur, transformateur, ligne, câble.
- ❖ La structure topologique du réseau, (radial, bouclé, maillé).
- ❖ Le mode d'exploitation du réseau : neutre isolé ou neutre relié à la terre.
- ❖ La résistance du défaut : triphasé, biphasé et monophasé.

I.9. définition de l'intensité du courant de court-circuit :

I.9.1. Réseau monophasé : l'intensité (I) d'un courant de court-circuit se définit principalement par l'application de loi d'ohm.

$$I = \frac{V}{Z} \quad (I.2)$$

V : Tension simple de la source

Z : Impédance totale du circuit, celle du défaut inclus.

I.9.2. Réseau triphasé : l'intensité d'un courant de court-circuit dans un réseau triphasé équilibré se définit par phase à partir de la tension simple du réseau et de l'impédance correspondante par phase. Par contre, dans les réseaux triphasés déséquilibrés, le calcul de courant de court-circuit nécessite le recours aux composantes symétriques.

I.10 : Méthodes de calcul de court-circuit :

I.10.1 : Méthode des composantes symétriques [4]

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

I.10.1.1 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 120° (ou égal à un multiple de 120°).

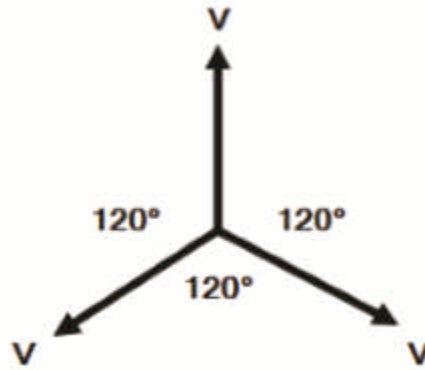


Figure.I.5 : système triphasé

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 V_1, V_2, 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 I.6)

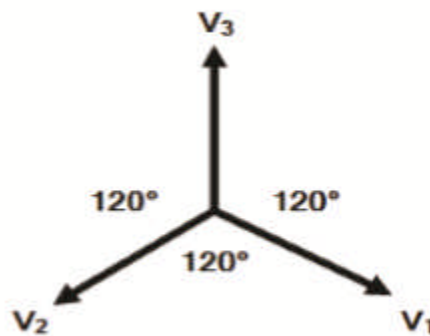


Figure.I.6 : Système direct

Si les numéros décroissent dans le sens horaire, chacune des grandeurs possède un déphasage avant de 120° par rapport à celle qui la précède, mais le système est inverse (figure I.7)

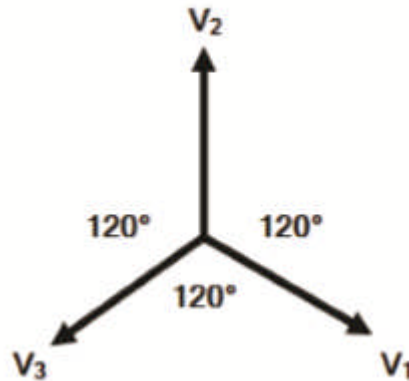


Figure I.7 : Système inverse

Si les trois vecteurs sont confondus, les grandeurs constituant les systèmes sont en phase : le système est homopolaire (figure I.8).

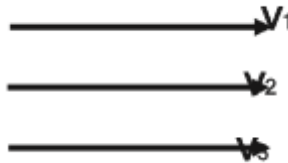


Figure I.8 : Système homopolaire

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

Remarque : les systèmes directs et inverses ne diffèrent que par la numérotation des grandeurs qui les constituent.

I.10.1.2. Définition et propriété de l'opérateur "a" :

Le principe de la méthode des composantes symétriques consiste à ramener un système de trois vecteurs quelconques à trois systèmes de vecteurs symétriques, pour faciliter cette opération, on fait appel à un nouvel opérateur appelé "a" qui désigne un nombre complexe défini par :

$$a = e^{j\frac{2\pi}{3}} \quad (I.3)$$

Un vecteur V affecté de l'opérateur "a" est un vecteur aV qui est déphasé de 120° en avant par rapport au vecteur V , le sens de déphasage étant le sens trigonométrique ou antihoraire.

Un vecteur V affecté de l'expression a^2 est un vecteur a^2V qui est déphasé de 240° en avant par rapport au vecteur V , le sens de déphasage étant le sens trigonométrique ou antihoraire.

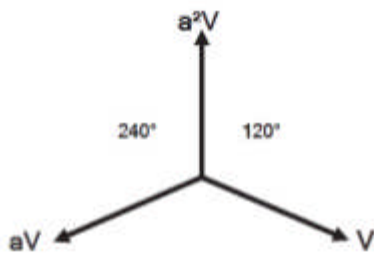


Figure.I.9: Disposition des vecteurs affectés de l'opérateur "a".

Un déphasage avant ou arrière de 360° fait coïncider le vecteur a^3V avec le vecteur V , ce qui permet d'écrire :

$$\left\{ \begin{array}{l} a^0 = a^3 = a^6 = \dots = 1 \\ a = a^4 = a^7 = \dots = a^2 \\ \frac{1}{a^2} = a^2 = a \\ 1 + a + a^2 = 0 \end{array} \right. \quad (\text{I.4})$$

"a" est appelé "opérateur de rotation triphasé"

I.10.1.3. Décomposition d'un système de vecteurs en ses composantes symétriques repose sur le fait qu'un système déséquilibré de grandeurs sinusoïdales de tension, peut être considéré comme la superposition de trois systèmes équilibrés.

_ L'un direct (\bar{V}_d)

_ l'autre inverse (\bar{V}_i)

_ la troisième homopolaire (\bar{V}_0).

$$\begin{cases} \bar{V}_1 = \bar{V}_d + \bar{V}_i + \bar{V}_0 \\ \bar{V}_2 = \alpha^2 \bar{V}_d + \alpha \bar{V}_i + \bar{V}_0 \\ \bar{V}_3 = \alpha \bar{V}_d + \alpha^2 \bar{V}_i + \bar{V}_0 \end{cases} \quad (\text{I.5})$$

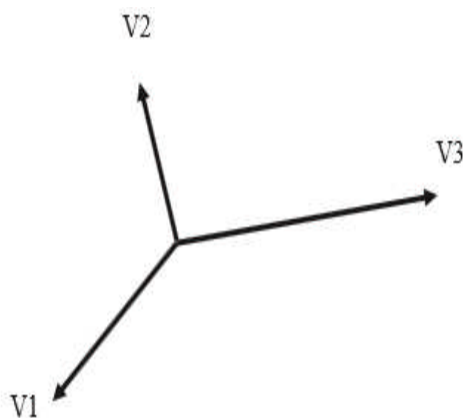
$$\begin{cases} \bar{V}_d = \frac{1}{3} (\bar{V}_1 + \alpha \bar{V}_2 + \alpha^2 \bar{V}_3) \\ \bar{V}_i = \frac{1}{3} (\bar{V}_1 + \alpha^2 \bar{V}_2 + \alpha \bar{V}_3) \\ \bar{V}_0 = \frac{1}{3} (\bar{V}_1 + \bar{V}_2 + \bar{V}_3) \end{cases} \quad (\text{I.6})$$

I.10.1.4. construction des composantes symétriques [5]

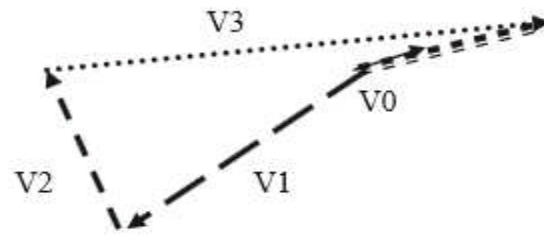
Soit un système triphasé quelconque forme de trois vecteurs $\bar{V}_1, \bar{V}_2, \bar{V}_3$ par définition, le vecteurs de chaque phase est la somme de trois vecteurs appartenant chacun à l'un des 3 systèmes direct, inverse et homopolaire.

$$\begin{cases} \bar{V}_0 = \frac{1}{3} (\bar{V}_1 + \bar{V}_2 + \bar{V}_3) \\ \bar{V}_d = \frac{1}{3} (\bar{V}_1 + a \bar{V}_2 + a^2 \bar{V}_3) \\ \bar{V}_i = \frac{1}{3} (\bar{V}_1 + a^2 \bar{V}_2 + a \bar{V}_3) \end{cases} \quad (\text{I.7})$$

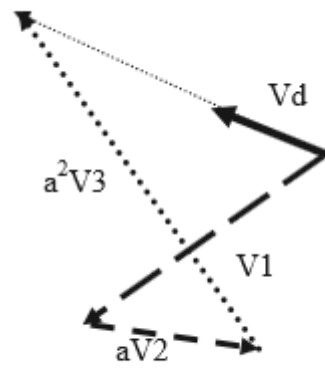
Soit le système donne :



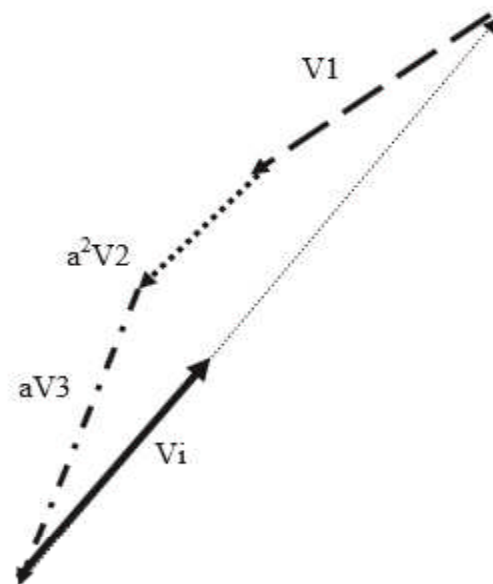
- *composante homopolaire* (V_0):



- *composante directe* (V_d):



- *composante inverse* (V_i):



I.10.2 : méthode des valeurs réduites [6]

I.10.2.1. Définition :

La valeur d'une grandeur physique donnée est le rapport de cette dernière par une autre grandeur physique de même nature, qui a été choisi comme référence et est appelée <<grandeur de base >>

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3}U_b} \quad (\text{I.8}) \quad \text{Et } Z_b = X_b = \frac{U_b^2}{S_b}, (R_b = 0) \quad (\text{I.9})$$

Les grandeurs réduites des différents éléments du réseau sont alors :

$$S^* = \frac{S}{S_b} \quad (\text{I.10}), \quad U^* = \frac{U}{U_b} \quad (\text{I.11}), \quad I^* = \frac{I}{I_b} \quad (\text{I.12}), \quad X^* = \frac{X}{X_b} \quad (\text{I.13})$$

I.10.2.2. 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.

$$Z_2^* = Z_i^* \left(\frac{U_{b1}}{U_{b2}} \right)^2 \frac{S_{b2}}{S_{b1}} \text{ Par unité (pu)} \quad (\text{I.14})$$

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

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

I.10.2.3. Réactances des éléments du réseau :

- ❖ Composante direct et inverse :
 - ligne :

$$\bar{X} = XL \frac{S_b}{U_b^2} \quad (\text{I.15})$$

Avec

X : réactance de la ligne

L : longueur de la ligne

S_b et U_b : puissance et tension de base.

- Alternateur

$$X = X_d \cdot \frac{S_b}{S_n} \frac{U_n^2}{U_b^2} \quad (\text{I.16})$$

- Transformateur à deux enroulements :

$$\overline{X}_T = U_{cc}^{12} \frac{S_b}{S_n} \frac{U_n^2}{U_b^2} \cdot \quad (\text{I.17})$$

Avec :

U_{cc} : Tension de court-circuit du transformateur.

S_n, U_n : puissance et tension nominale.

- Transformateur à trois enroulements :

Le calcul se fait en deux étapes :

- Première étape :

$$\overline{X}_{12} = U_{cc}^{12} \frac{S_b}{S_n} \frac{U_{1n}^2}{U_b^2} \quad (\text{I.18})$$

$$\overline{X}_{23} = U_{cc}^{23} \frac{S_b}{S_n} \frac{U_{1n}^2}{U_b^2} \quad (\text{I.19})$$

$$\overline{X}_{31} = U_{cc}^{31} \frac{S_b}{S_n} \frac{U_{1n}^2}{U_b^2} \quad (\text{I.20})$$

Avec :

\overline{X}_{12} : Réactance relative entre l'enroulement (1) et(2) du transformateur.

U_{cc}^{12} : Tension de court-circuit entre l'enroulement(1) et(2) du transformateur.

U_{1n} : Tension entre l'enroulement 1 et le neutre du transformateur.

\overline{X}_{23} : Réactance relative entre l'enroulement (2) et(3) du transformateur.

U_{cc}^{23} : Tension de court-circuit entre l'enroulement (2) et(3) du transformateur.

\overline{X}_{31} : Réactance relative entre l'enroulement(3) et 1 du transformateur

U_{cc}^{31} : Tension de court-circuit entre l'enroulement(3) et(1) du transformateur.

- Deuxième étape :

$$\bar{X}_1 = \frac{1}{2}(\bar{X}_{12} + \bar{X}_{31} - \bar{X}_{23}) \quad (\text{I.21})$$

$$\bar{X}_2 = \frac{1}{2}(\bar{X}_{12} + \bar{X}_{32} - \bar{X}_{31}) \quad (\text{I.22})$$

$$\bar{X}_3 = \frac{1}{2}(\bar{X}_{31} + \bar{X}_{23} - \bar{X}_{12}) \quad (\text{I.23})$$

Remarque : toutes les réactances sont ramenées au primaire.

- Réseau amont :

$$\bar{X}_a = \frac{U^2}{P_{cc}} \frac{1}{X_b} \quad (\text{I.24})$$

Avec :

P_{cc} : Puissance de court-circuit.

U : Tension entre phase.

- ❖ Composantes homopolaire :

On utilise les valeurs pratiques, à savoir :

- Ligne :

$$\bar{X}_o = 3\bar{X}_d \quad (\text{I.25})$$

- Transformateur :

$$\bar{X}_o = \bar{X}_d \quad (\text{I.26})$$

$$\bar{X}_o = 10\bar{X}_d \quad (\text{I.27})$$

- ❖ Méthodes de calcul :

- 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 ΔY et $Y\Delta$;

- En associant les réactances série parallèle :

Le courant de court-circuit correspondant est égale à :

$$\bar{I}_{cc} = \frac{\bar{U}}{\sqrt{3} X_o} \quad (I.28)$$

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

I.10.3 : Méthodes des impédances :

Tout constituant d'un réseau (réseau d'alimentation, transformateur, moteurs, câbles, barres) se caractérise par une impédance (Z) composée d'un élément résistant (R) et d'un élément inductif (x). [7]

La méthode des impédances consiste à : [7]

- ✓ Décomposer le réseau en tronçons ;
- ✓ Calculer pour le Réseau :
 - ✓ La valeur de R ou de X équivalente ;
 - ✓ La valeur de l'impédance équivalente ;
 - ✓ Le courant de court-circuit.

Les impédances de court-circuit de différents éléments du réseau [2]

❖ Impédance interne du transformateur :

$$Z_T = \frac{U_{cc} U^2}{100 S_n} \quad (I.29)$$

Avec :

U : Tension composée à vide du transformateur.

S_n : Puissance apparente du transformateur.

$U \cdot \frac{U_{cc}}{100}$: Tension qu'il faut appliqué au primaire du transformateur pour que le secondaire soit parcouru par l'intensité nominale I_n , les bornes secondaires BT étant court-circuitées.

❖ Impédance de l'alternateur :

$$Z_a = \frac{X_{cc} U^2}{100 S_{cc}} \quad (I.30)$$

Avec :

X_{cc} : Réactance de court-circuit d'alternateur.

S_{cc} : Puissance de court-circuit d'alternateur

- ❖ Impédance du réseau Amont :

$$Z = \frac{U^2}{S_{cc}} \quad (\text{I.31})$$

Avec :

U : Tension composée du réseau non chargé.

S_{cc} : Puissance de court-circuit du réseau .

- ❖ impédance de ligne :

$$Z = X_o * L \quad (\text{I.32})$$

Avec :

X_o : Réactance de la ligne.

L : longueur de la ligne

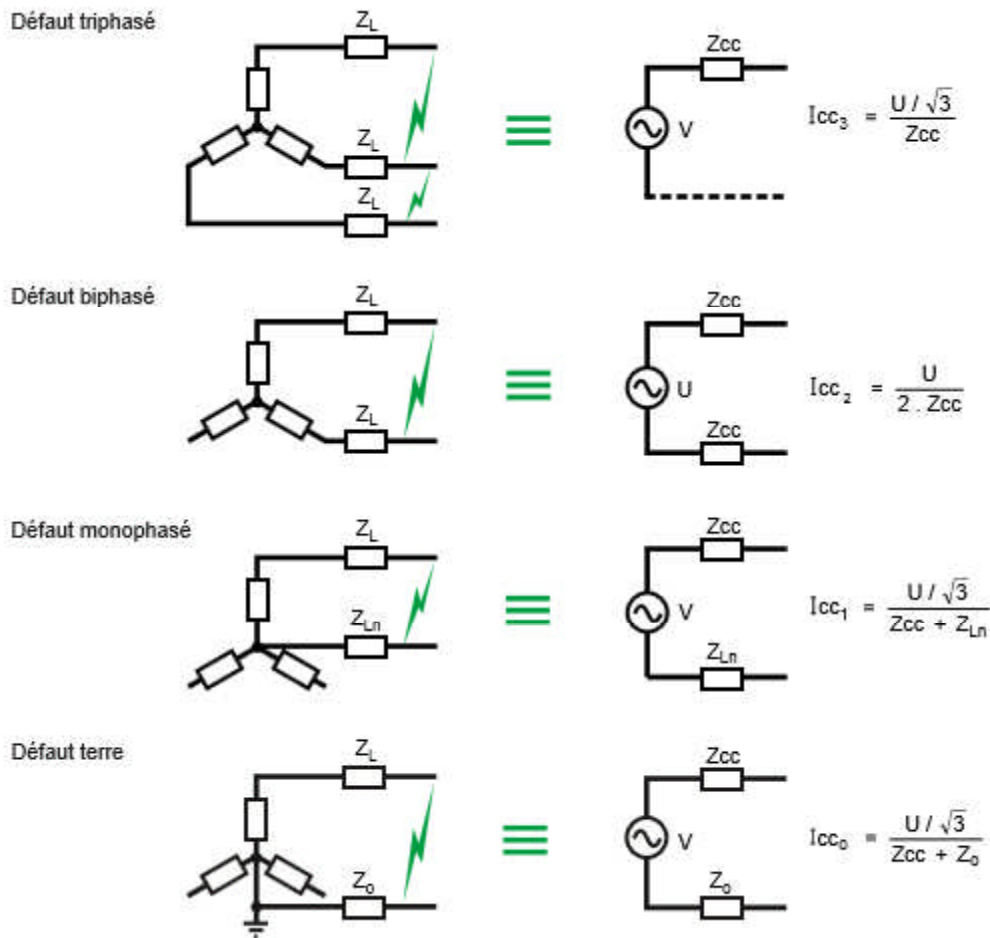


Figure I.10 : Le courant I_{cc} en fonction de l'impédance Z_{cc} selon les différents types de court-circuit .

II.11. Calcul du courant de défaut dans les réseaux MT :[6]

II.11.1. Les défauts monophasés :

Ces grandeurs peuvent être déterminées sans tenir compte de la position du neutre par rapport à la terre. En supposant seulement qu'il existe, un chemin de retour d'impédance donnée pour le courant de défaut. Les résultats obtenus doivent ensuite être appliqués à chacun des modes d'exploitation des réseaux HTA, c'est-à-dire :

- Réseaux ayant leur neutre à la terre.
- Réseaux ayant leur neutre isolé.

II.11.1.1. Etude d'un défaut monophasé dans les réseaux ayant leur neutre mis à la terre :

On considère le cas d'un transformateur HTB / HTA alimentant un réseau formé de plusieurs départs est d'un défaut à la terre sur sa phase 1 par exemple.

Les notions utilisées sont les suivantes :

- \bar{E} est une force électromotrice au secondaire du transformateur HTB/HTA à vide.
- \bar{Z}_d, \bar{Z}_i sont les impédances directe et inverse de l'ensemble transformateur HTB/HTA et tronçon de ligne HTA en défaut.
- \bar{Z}_0 est l'impédance homopolaire de l'ensemble transformateur HTB/HTA, tronçon de Ligne HTA en défaut et circuit de retour sol-réseau.

$$\bar{Z}_0 = \bar{Z}_{oT} + \bar{Z}_{oL} + \bar{Z}_{oR} \quad (\text{I.33})$$

$\bar{I}_1, \bar{I}_2, \bar{I}_3$: Courants de défaut dans chacune des phases.

$\bar{I}_d, \bar{I}_i, \bar{I}_o$: Composantes symétriques de ces courants.

$\bar{V}_1, \bar{V}_2, \bar{V}_3$: Tensions par rapport au sol de chacune des phases au lieu de défaut.

$\bar{V}_d, \bar{V}_i, \bar{V}_o$: Composantes symétriques de ces tensions.

II.11.1.1.1. Valeur du courant de défaut à la terre :

$$\bar{I}_2 = \bar{I}_3, \bar{V}_1 = \mathbf{0}.$$

-Application du principe de superposition :

On considère un système de tension équilibrée :

$$\begin{aligned} \bar{E} &= \bar{V}_d + \bar{Z}_d \bar{I}_d \\ \mathbf{0} &= \bar{V}_i + \bar{Z}_i \bar{I}_i \\ \mathbf{0} &= \bar{V}_o + \bar{Z}_o \bar{I}_o \end{aligned} \quad (\text{I.34})$$

- Calcul des composantes symétriques des courants :

$$\begin{aligned} \bar{I}_1 &= \bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_o \\ \bar{I}_2 &= \bar{I}_o + \alpha^2 \bar{I}_d + \alpha \bar{I}_i \\ \bar{I}_3 &= \bar{I}_o + \alpha \bar{I}_d + \alpha^2 \bar{I}_i \end{aligned} \quad (\text{I.35})$$

Comme $\bar{I}_2 = \bar{I}_i = \bar{I}_o$ conduit à $\bar{I}_d = \bar{I}_i = \bar{I}_o = \frac{1}{3}\bar{I}_1$ l'addition des équations de superposition donne :

$$\bar{I}_d = \bar{I}_i = \bar{I}_o = \frac{\bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o} \quad (\text{I.36})$$

- Valeur du courant de défaut :

La relation $\bar{I}_1 = 3\bar{I}_o$ donne :

$$\bar{I}_1 = \frac{3\bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o} \quad (\text{I.38})$$

II.11.1.1.2 Calcul de tension à l'endroit du défaut à la terre :

Les équations de superposition donnent pour les composantes symétriques des tensions, les valeurs suivantes :

$$\begin{aligned} \bar{V}_d &= \frac{\bar{Z}_i + \bar{Z}_o}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o} \bar{E} \\ \bar{V}_i &= \frac{-\bar{Z}_i}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o} \bar{E} \\ \bar{V}_o &= \frac{-\bar{Z}_i}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o} \bar{E} \end{aligned} \quad (\text{I.39})$$

Les tensions de chacune des phases sont données par :

$$\begin{aligned} \bar{V}_2 &= \frac{\bar{Z}_i(\alpha^2 - \alpha) + \bar{Z}_o(\alpha^2 - 1)}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o} \bar{E} \\ \bar{V}_3 &= \frac{\bar{Z}_i(\alpha - \alpha^2) + \bar{Z}_o(\alpha - 1)}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o} \bar{E} \end{aligned} \quad (\text{I.40})$$

II.11.1.1.3. Influence de la résistance du défaut à la terre sur les valeurs des courants et tension homopolaire :

On suppose que la phase 1 est le siège d'un défaut de résistance R :

$$\bar{I}_d = \bar{I}_i = \bar{I}_o \text{ Et aussi } \bar{I}_1 = 3\bar{I}_o$$

L'addition des équations de superposition donne :

$$\bar{E} = 3R\bar{I}_o + (\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o)\bar{I}_o \quad (\text{I.41})$$

$$\text{D'où : } \bar{I}_1 = \frac{3\bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o + 3R} \quad (\text{I.42})$$

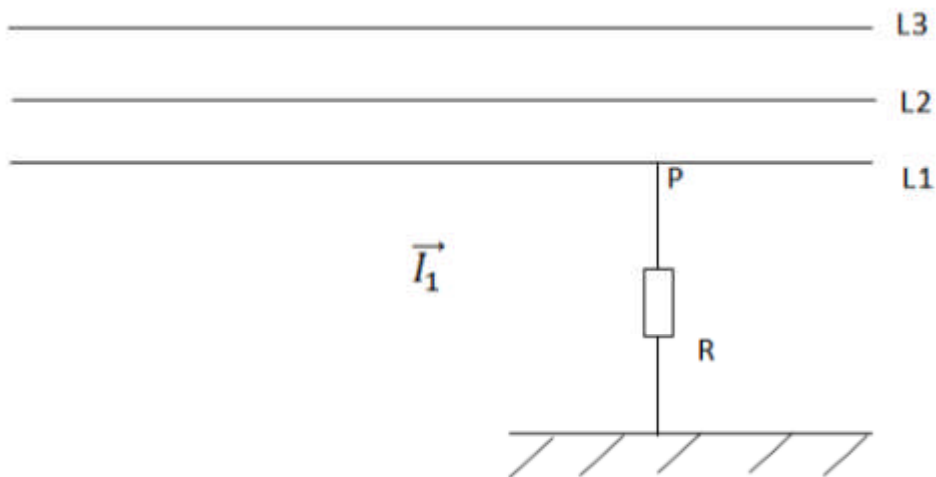


Figure I.11 : Défaut à la terre.

La résistance R conditionne la valeur du courant de défaut à la terre, mais elle a aussi une influence sur le déphasage de courant.

Dans ce cas nous avons :

$$\bar{V}_o = \frac{3\bar{Z}_o}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o + 3R} \quad (\text{I.43})$$

II.11.1.2. Défaut monophasé dans les réseaux ayant leur neutre isolé :

Un défaut à la terre qui affecte un réseau HTA ayant son neutre isolé se caractérise par :

- Un courant dont la valeur maximale est 10A ;
- Une tension homopolaire dont la valeur maximale est égale à la tension simple du réseau.

II.11.1.2.1. Courant de défaut à la terre :

Les seuls courants susceptibles de circuler entre le réseau et le sol sont :

- Les courants capacitifs provenant de la capacité des lignes.
- Les courants résistifs de fuites provenant de l'imperfection des isolants utilisés.

La formule générale donnant la valeur du courant de défaut est donnée par :

$$\bar{I} = \frac{3\bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o} \quad (\text{I.44})$$

Avec $\bar{Z}_o = \bar{Z}_{oT} + \bar{Z}_{oL} + \bar{Z}_{oR}$

Or \bar{Z}_{oR} représente l'impédance due à la capacité (C_o) du réseau considéré . En effet, le courant de défaut est formé par la somme des courants capacitifs relatifs aux différents départs ; la capacité C_o du réseau est la somme de ces départs :

$$C_o = C_{o1} + C_{o2} + \dots = \sum_{i=1}^n C_{oi} \quad (\text{I.45})$$

C_o : est la capacité homopolaire de chaque départ.

Alors dans ces conditions:

$$Z_{oR} = \frac{-j}{C_o W} \quad (\text{I.46})$$

C_o : est la capacité voisine de $0.005 \mu F / Km$ pour une ligne aérienne.

II.11.1.2.2. Courant de défaut résistant à la terre :

Lorsque le défaut présente une résistance R , la relation qui donne le courant \bar{I} s'écrit :

$$\bar{I} = \frac{3\bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o + 3R} \quad (\text{I.47})$$

I.11.2. Les défauts biphasés :

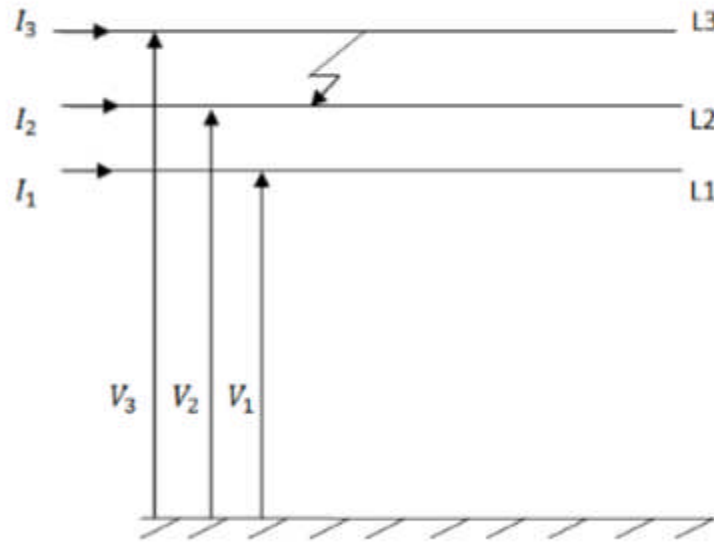


Figure I.12 : défaut biphasé isole

I.11.2.1. Défaut biphasé sans terre :

$$\bar{I}_1 = 0$$

$$\bar{V}_2 = \bar{V}_3$$

Des équations précédentes, on tire :

$$\bar{I}_o = 0 \text{ Et } \bar{I}_d = -\bar{I}_i$$

$$\text{On trouve : } \bar{V}_d = \bar{V}_i$$

L'expression (3) nous donne les composantes directes.

$$\bar{I}_d = \frac{\bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i} \quad (\text{I.41})$$

Les composantes directes et inverses de la tension ont alors pour expression :

$$\bar{V}_d = \bar{E} = \frac{\bar{Z}_n \bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i} \quad (\text{I.50})$$

L'expression du courant de court-circuit est :

$$\bar{I}_{cc2ph} = \bar{I}_2 = -\bar{I}_3 = \alpha^2 \bar{I}_d + \alpha \bar{I}_1 = (\alpha^2 - \alpha) \frac{\bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i} \quad (\text{I.51})$$

Le module de $|\alpha^2 - \alpha| = \sqrt{3}$ donc

$$|\bar{I}_{cc2ph}| = \sqrt{3} \frac{\bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i} \quad (I.52)$$

I.11.2.2. Défaut biphasé avec terre :

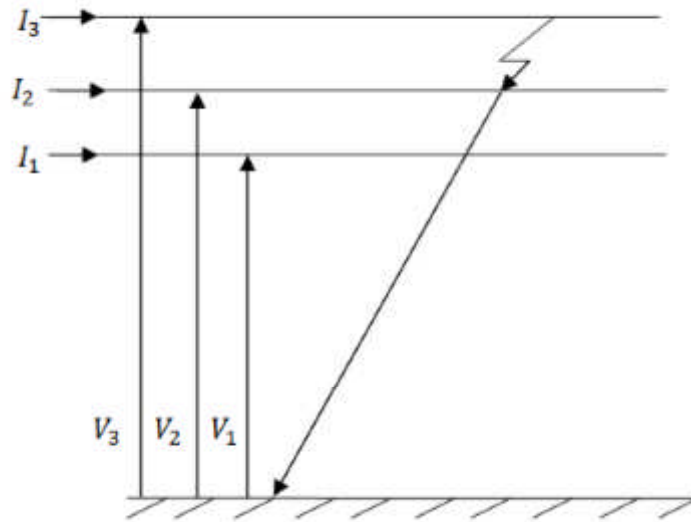


Figure I.13 : Défaut biphasé avec terre

- Equation du défaut :

$$\bar{I}_1 = 0 \quad (I.54)$$

$$\bar{V}_2 = 0 \quad (I.55)$$

$$\bar{V}_3 = 0 \quad (I.56)$$

Des équations précédentes, on déduit :

$$\bar{V}_d = \bar{V}_i = \bar{V}_0 = \frac{1}{3} \bar{V}_1 \quad (I.57)$$

En remplaçant l'expression de $\bar{I}_1 = \bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_o = 0$ dans l'expression (I.7) on trouve les expressions :

$$\bar{V}_d = \bar{V}_i = \bar{V}_0 = \frac{\bar{Z}_i \bar{Z}_o}{\bar{Z}_i \bar{Z}_o + \bar{Z}_d \bar{Z}_o + \bar{Z}_i \bar{Z}_o} \bar{E} \quad (I.58)$$

L'expression de \bar{V}_1 sera donc :

$$\bar{V}_1 = \frac{3\bar{Z}_i\bar{Z}_o}{\bar{Z}_d\bar{Z}_i + \bar{Z}_d\bar{Z}_o + \bar{Z}_i\bar{Z}_o} \bar{E} \quad (\text{I.59})$$

On déduit les expressions des composantes symétriques du courant :

$$\begin{aligned} \bar{I}_d &= \frac{\bar{Z}_i + \bar{Z}_o}{\bar{Z}_d\bar{Z}_i + \bar{Z}_d\bar{Z}_o + \bar{Z}_i\bar{Z}_o} \bar{E} \\ \bar{I}_i &= \frac{\bar{Z}_o}{\bar{Z}_d\bar{Z}_i + \bar{Z}_d\bar{Z}_o + \bar{Z}_i\bar{Z}_o} \bar{E} \\ \bar{I}_0 &= -\frac{\bar{Z}_i}{\bar{Z}_d\bar{Z}_i + \bar{Z}_d\bar{Z}_o + \bar{Z}_i\bar{Z}_o} \bar{E} \end{aligned} \quad (\text{I.62})$$

On déduit alors les expressions des courants :

$$\bar{I}_2 = \frac{(\alpha^2 - \alpha)\bar{Z}_o + (\alpha^2 - 1)\bar{Z}_i}{\bar{Z}_d\bar{Z}_i + \bar{Z}_d\bar{Z}_o + \bar{Z}_i\bar{Z}_o} \bar{E} \quad (\text{I.63})$$

$$\bar{I}_3 = \frac{(\alpha - \alpha^2)\bar{Z}_o + (\alpha - 1)\bar{Z}_i}{\bar{Z}_d\bar{Z}_i + \bar{Z}_d\bar{Z}_o + \bar{Z}_i\bar{Z}_o} \bar{E} \quad (\text{I.64})$$

Le courant de défaut vaut $\bar{I} = \bar{I}_2 = \bar{I}_3$:

L'expression du court-circuit biphasé-terre est :

$$\bar{I}_{cc2ph-T} = \frac{3\bar{Z}_i}{\bar{Z}_d\bar{Z}_i + \bar{Z}_d\bar{Z}_o + \bar{Z}_i\bar{Z}_o} \bar{E} \quad (\text{I.65})$$

II.11.3. Les défauts triphasés :

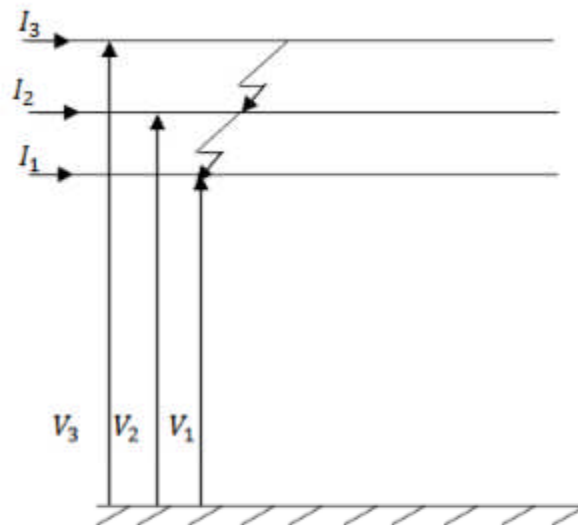


Figure I.14 : défaut triphasé.

- Equation de défaut :

$$\overline{V}_1 = \overline{V}_2 = \overline{V}_3 \quad (\text{I.66})$$

$$\overline{I}_1 + \overline{I}_2 + \overline{I}_3 = 0 \quad (\text{I.67})$$

De l'expression (I.6) on déduit :

$$\overline{V}_d = \overline{V}_i = \overline{V}_o = 0 \quad (\text{I.69})$$

De l'expression (I.7) on tire :

$$\begin{aligned} \overline{I}_i &= 0 \\ \overline{I}_0 &= 0 \\ \overline{I}_d &= \frac{\overline{E}}{\overline{Z}_d} \end{aligned} \quad (\text{I.70})$$

Le courant de court-circuit triphasé est :

$$\overline{I}_{cc3ph} = \frac{\overline{E}}{\overline{Z}_d} \quad (\text{I.71})$$

II.12.conclusion :

L'étude mathématique des courants de court-circuit est très importante car elle nous renseigne sur l'ordre de grandeurs des différents types de court-circuit, ce qui permet de bien dimensionner les protections.

En effet, les courants de court-circuit sont des incidents qu'il faut éliminer en un temps très court pour limiter les conséquences et les effets néfastes sur le fonctionnement des réseaux, la tenue de matériel et surtout la sécurité des personnes.

Chapitre II
Équipements de
protection des réseaux
éclectiques MT

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 de ce réseau.

Dans ce chapitre, il nous a paru nécessaire de donner assez d'informations sur les différents éléments qui composent un système de protection moyenne tension. Ces éléments sont très importants, très sensibles et doivent être bien choisis et bien réglés afin d'assurer une protection efficace contre les différents types des défauts qui peuvent survenir sur le réseau électrique.

II.2. Protection des réseaux industriels MT :

II.2.1 : Définition du système de protection

La Commission Electrotechnique Internationale (C.E.I) définit la protection comme l'ensemble des dispositions destinées à la détection des défauts et des situations anormales des réseaux afin de commander le déclenchement d'un ou de plusieurs disjoncteurs et, si nécessaire d'élaborer d'autres ordres de signalisations.[6]

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

- ✓ Capteurs de mesure : en trouve capteur de courant et de tension fournissant les informations de mesure nécessaire à la détection des défauts ;
- ✓ Relais de protection, chargés 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 tel les disjoncteurs, interrupteurs et fusibles, dont leur fonction d'élimination de défaut.

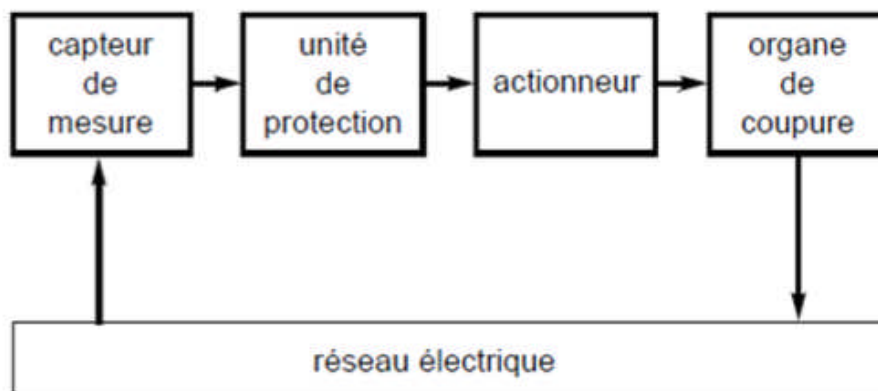


Figure II.1 : la chaîne de protection MT.

II.2.2 .Rôle de système de protection :

Le système de protection permet d'éviter les conséquences et Les incidents qui peuvent être dangereux pour les personnes et pour le matériel. Pour cela, ils doivent :

- ✓ Assurer la protection des personnes contre tout danger électrique.
- ✓ Limiter les contraintes thermiques, diélectriques et mécaniques auxquelles est soumis le matériel.
- ✓ Assurer la stabilité d'un réseau électrique

II.3.Qualités fondamentales d'une protection électrique [8]

Une protection électrique se doit de posséder les qualités suivantes :

- ❖ **Rapidité** : La protection élimine rapidement le défaut .le temps de déclenchement comprend celui de la protection elle-même , auquel vient s'ajouter le délai d'ouverture des disjoncteurs.
- ❖ **Sureté** : La protection déclenche lors d'un défaut, on la mesure en nombre de défaillances sur commande.
- ❖ **Sécurité** : La protection ne déclenche pas de manière intempestive.
- ❖ **Fiabilité** : Elle combine les notions de sureté et de sécurité.
- ❖ **Sélectivité** : Elle consiste a une mise hors tension de la partie du réseau concernée par un défaut et seulement celle-ci.
- ❖ **Sensibilité** : la protection doit détecter tous les défauts, même les plus faibles.
- ❖ **Disponibilité** : la protection doit toujours être en opération. Concrètement une bonne protection doit être conçue de sorte à parer à tout défaut électrique grâce à au moins deux types de protection différentes (principe de redondance) : celle de déclenchant en fonctionnement normal, on parle de déclenchement instantané, et celle de déclenchement en cas de défaillance de la première, on parle de déclenchement temporisée et de protection de secours.

II.4. Appareillages de protection :

II.4.1.Contre des surintensités

II.4.1.1D finition :

Il y a surintensité dans un circuit électrique quand le courant dépasse la valeur normale prévue pour le circuit, donc la surintensité est un courant supérieur à la valeur assignée.

II.4.1.2. Causes des surintensités :

❖ Surcharge :

Elles peuvent se produire de deux façons :

- Surcharges normales : Elles se produisent en particulier lors de la mise sous tension des transformateurs et appareils électriques divers.
- Surcharges anormales : Elles se produisent lorsque les appareils installés sont trop puissants pour la ligne d'alimentation ou le travail demandé aux machines est exagéré d'où l'échauffement lent mais pouvant entraîner la détérioration des installations.
- ❖ **Court-circuit** : Ils sont dus, soit à un contact accidentel entre phase et terre, ou entre phase et phase, soit à un défaut d'isolement, soit encore à une fausse manœuvre ; l'augmentation d'intensité qui en résulte est alors très rapide, et l'intensité maximale atteinte peut être très élevée, d'où risques d'accidents.

II.4.1.3. Moyens de protection contre les surintensités :

Les principaux appareilles de protection sont :

- Les disjoncteurs.
- Les fusibles.
- Les sectionneurs.
- Les interrupteurs.
- Relais de protection.

II.4.1.3.1. 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.

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, les disjoncteurs MT et HT peuvent être :

- Disjoncteur à l'huile.
- Disjoncteur à air.
- Disjoncteur à vide.
- Disjoncteur au SF₆.

❖ disjoncteur à l'huile [9]

L'huile qui servait déjà comme isolant a été utilisée dès le début du siècle comme milieu de coupure car cette technique permet la conception d'appareils relativement simples et économiques. Les disjoncteurs à huile ont été utilisés principalement pour les tensions de 5 à 30 kV.

- **Disjoncteurs à faible volume d'huile :**

L'arc et la bulle sont confinés dans un pot de coupure isolant. La pression du gaz augmente lors du passage de l'arc dans une succession de chambres puis, quand le courant passe par zéro, se détend à travers une buse sur la zone d'arc.

- **Disjoncteurs à grand volume d'huile :**

Dans les premiers appareils utilisant l'huile, l'arc se développait librement entre les contacts créant des bulles de gaz non confinées. Afin d'éviter des amorçages entre phases ou entre bornes et masse, ces bulles ne doivent en aucun cas atteindre la cuve ou se rejoindre. Les appareils dimensionnés en conséquence, atteignent des dimensions extrêmement grandes.

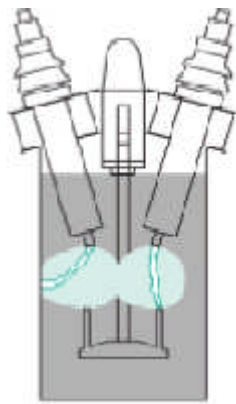


Figure. II.2 : chambre de coupure d'un disjoncteur à coupure dans l'huile

❖ Disjoncteur à air [9]

L'air comprimé est utilisé (Fig. II.3) pour assurer les fonctions suivantes :

- Refroidissement et allongement de l'arc, entraînement des particules ionisées ;
- Après passage à zéro du courant, refroidissement de la colonne ionisée résiduelle et entraînement des particules ionisées restant dans l'espace entre contacts;
- Après l'extinction de l'arc, apparition d'une rigidité diélectrique élevée, d'autant plus élevée que la pression d'air est importante.

Les inconvénients de Disjoncteur à air sont :

- Nécessité d'une station d'air comprimé,
- Bruit violent,
- Appareil plus cher.

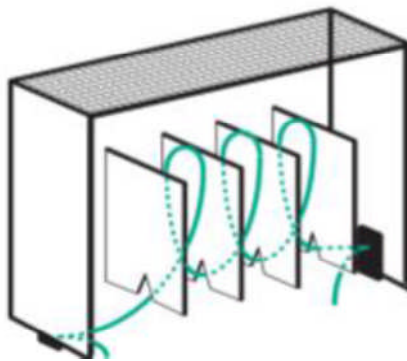


Figure. II.3.chambre de coupure d'un disjoncteur dans l'air.

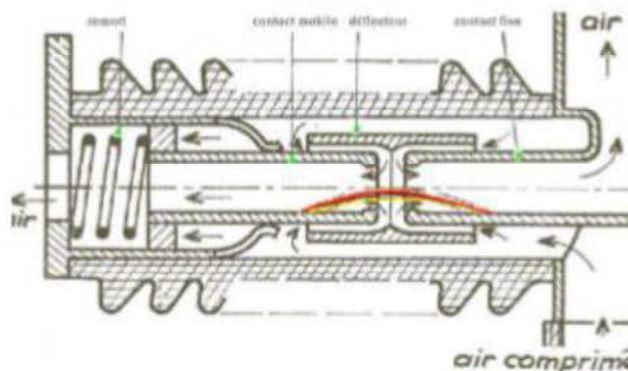


Figure. II.4 : constitution d'un disjoncteur à air comprimé.

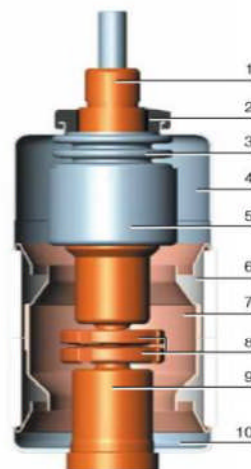
❖ disjoncteur à vide [9]

En principe le vide est un milieu diélectrique idéal : il n'y a pas de matière donc pas de conduction électrique. Cependant, le vide n'est jamais parfait et de toute façon a une limite de tenue diélectrique. Malgré tout, le « vide » réel a des performances spectaculaires : à la pression de 10^{-6} bar, la rigidité diélectrique en champ homogène peut atteindre une tension crête de 200 kV pour une distance inter électrodes de 12 mm (voir figure. II.5).

Tous les constructeurs ont été confrontés aux mêmes exigences :

- ✓ Réduire le phénomène d'arrachement de courant pour limiter les surtensions,
- ✓ Éviter l'érosion précoce des contacts pour obtenir une endurance élevée,
- ✓ Retarder l'apparition du régime d'arc concentré pour augmenter le pouvoir de coupure,
- ✓ Limiter la production de vapeurs métalliques pour éviter les ré-claquages,
- ✓ Conserver le vide, indispensable pour garder les performances de coupure, pendant la durée de vie de l'appareil.

C'est en MT que cette technique est la plus employée. Des disjoncteurs d'usage général sont maintenant disponibles pour les différentes applications avec tous les pouvoirs de coupure habituels (jusqu'à 63 kA). Ils sont utilisés pour la protection et la commande.



- 1 Prise
- 2 Protection anti-torsion
- 3 Soufflet métallique
- 4 Enveloppe de l'ampoule
- 5 Ecran
- 6 Isolateur céramique
- 7 Ecran
- 8 Contacts
- 9 Prise
- 10 Enveloppe de l'ampoule

Figure. II.5: constitution d'une ampoule de coupure dans le vide.

❖ Disjoncteur au SF6

Ces disjoncteurs ont le même principe que pour les disjoncteurs à air comprimé, la seule différence pour ces disjoncteurs, on utilise l'héxafluorure de soufre pour l'extinction de l'arc, qui est un gaz inerte, incolore et inflammable. Ce type de disjoncteur est utilisé lorsqu'il faut réduire les dimensions du disjoncteur. [6]

La mise au point de nouvelles générations de disjoncteur SF 6 (hexafluorure de soufre) très performantes a entraîné dans les années 1970 la suprématie des appareils SF6 dans la gamme 7,2 kV à 245 kV. Sur le plan technique, plusieurs caractéristiques des disjoncteurs SF6 peuvent expliquer leur succès.[9]

La simplicité de la chambre de coupure qui ne nécessite pas de chambre auxiliaire pour la coupure :

- L'autonomie des appareils apportée par la technique auto-pneumatique (sans compresseur de gaz),
- La possibilité d'obtenir les performances les plus élevées, jusqu'à 63 kA,
- Le nombre de chambres de coupure est réduit (01 chambre en 245 kV, 02 chambres en 420 kV, 03 chambres pour la ligne de 550 kV et 04 en 800 kV),
- Une durée d'élimination du court-circuit court, de 2 à 2,5 cycles en réseau THT,
- La durée de vie d'au moins de 25 ans,
- Faible niveau de bruit,
- Zéro maintenance (régénération du gaz SF6 après coupure),
- Eteint l'arc dix fois mieux que l'air.

L'un des inconvénients de ce type d'appareil est son prix élevé.

II.4.1.3.2. Fusibles [9]

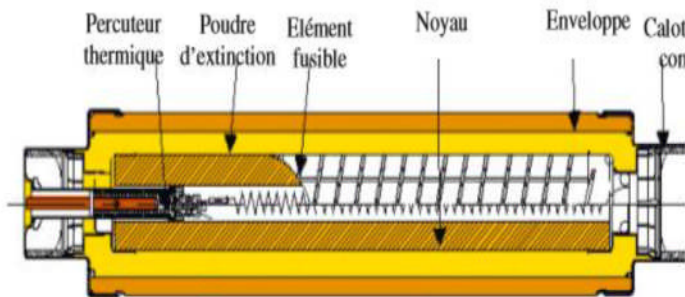
Les fusibles moyennes tensions (Fig. II.10) offrent une protection des dispositifs de distribution moyenne tension (de 3 à 36 kV) contre des effets dynamiques et thermiques causés par les courts-circuits plus élevés que le courant minimal de coupure du fusible. Etant donné leur faible coût d'acquisition et ne nécessitant aucune maintenance, les fusibles moyennes tensions sont une excellente solution pour la protection de différents types de dispositifs de distribution:

- Des récepteurs moyennes tensions (transformateurs, moteurs, condensateurs... etc.),
- Des réseaux de distribution électrique publique et industrielle.

Ils offrent une protection sûre contre des défauts importants qui peuvent survenir d'une part sur les circuits moyenne tension, d'autre part sur les circuits basse tension. Cette protection peut être accrue en combinant les fusibles avec des systèmes de protection basse tension ou un relais de surintensité.

- Les caractéristiques les plus importantes qui définissent notre gamme de fusibles sont les suivantes :

- Haut pouvoir de coupure ;
- Interruption sûre des courants critiques ;
- Baisse puissance dissipée ;
- Utilisables pour l'intérieur et l'extérieur ;
- Avec percuteur thermique ;
- Basses valeurs d'intensité minimale de coupure ;
- Rapidité ;
- Fiabilité ;
- Sélectivité.



figureII.7: Fusible HTA.

.Figure.II.6 : Coupe schématique d'un fusible HTA.

II.4.1.3.3 Sectionneurs :

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. Le sectionneur ne possède aucun dispositif d'extinction de l'arc électrique (n'a aucun pouvoir de coupure), c'est pourquoi il ne faut jamais l'ouvrir en charge car il peut causer un danger pour le personnel et pour le matériel.(figure. II.8).

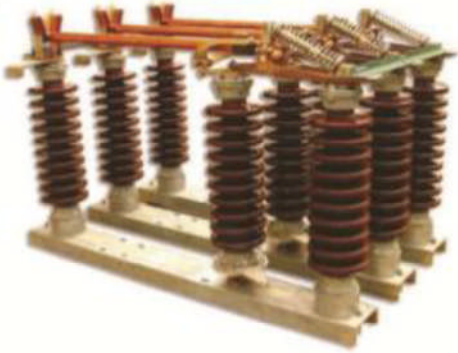


Figure. II.8.Exemple sectionneur HTA.

II.4.1.3.4 Interrupteurs :

Les interrupteurs sont des appareils destinés à ouvrir ou à fermer un circuit électrique, plus perfectionnés que les sectionneurs. Ils possèdent un certain pouvoir de coupure; en général, ils peuvent couper sous la tension nominale un courant d'une intensité égale à l'intensité nominale.

II.4.1.3.5. Relais de protection :

❖ définition :

Les relais de protection sont des appareils qui reçoivent un ou plusieurs informations (signaux) à caractère analogique (courant, tension, puissance, fréquence, température, ...etc.) et le transmettent à un ordre binaire (fermeture ou ouverture d'un circuit de commande) lorsque ces informations reçues atteignent les valeurs supérieures ou inférieures à certaines limites qui sont fixées à l'avance, Donc le rôle des relais de protection est de détecter tout phénomène anormal pouvant se produire sur un réseau électrique tel que le court-circuit, variation de tension. ...etc.

❖ Types de relais :

Les relais de protection électrique sont classés en quatre types :

▪ Relais électromécaniques :

Ce relais est basé sur le principe d'un disque d'induction actionné par des bobines alimentées par des variables électriques du réseau via des transformateurs de courant et de tension. Un ressort de rappel réglable détermine la limite de l'action du disque sur un déclencheur (points de réglage).[9]

Les équipements électromécaniques sont des assemblages de fonctions : détection de seuils et temporisation. Ils avaient l'avantage d'être robustes, de fonctionner sans source d'énergie

auxiliaire et d'être peu sensibles aux perturbations électromagnétiques. Ces relais se démarquent par leur solidité et leur grande fiabilité, pour cette raison, leur entretien est minime. Ils sont réputés pour leur fiabilité dans les environnements de travail les plus délicats. Il est néanmoins souhaitable de les contrôler régulièrement, et la périodicité d'inspection dépend des conditions d'exploitation.(figure .II.9).

Les inconvénients de ces dispositifs sont :

- Le risque d'être hors d'état de fonctionner entre deux périodes de maintenance ;
- Le manque de précision, le dispositif étant sensible à son environnement et aux phénomènes d'usure ;
- Il est aussi difficile d'obtenir des réglages adaptés aux faibles courants de court-circuit ;
- Son coût de fabrication est élevé ;
- Des performances insuffisantes et n'autorisent l'emploi que de fonctions élémentaires simples.

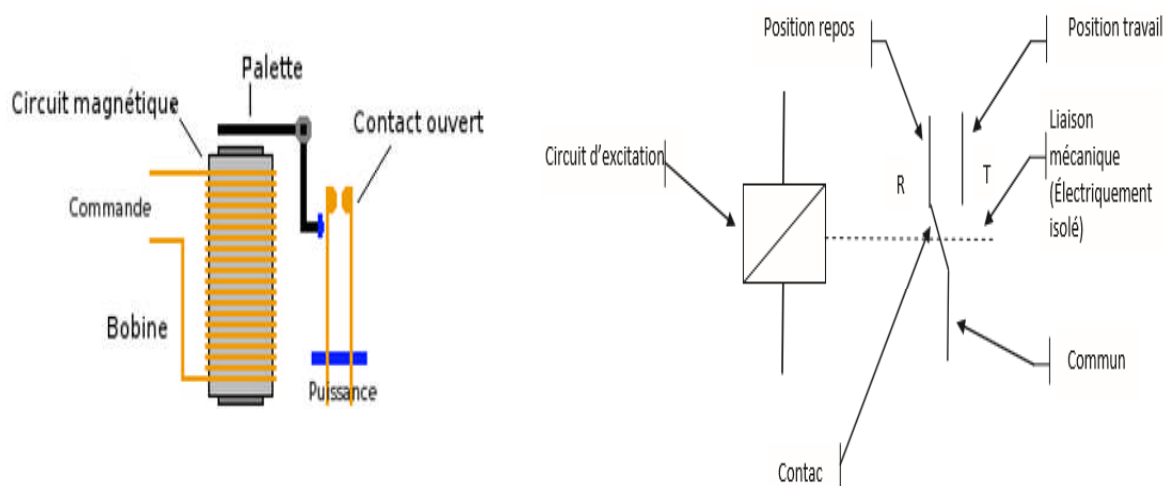


Figure. II.9 : Constitution d'un relais électromagnétique.

▪ Relais statiques [9]

Le développement de l'électronique a poussé les protections vers l'utilisation des composants électroniques discrets. Ces protections, apparues sur le marché dans les années 1970, sont basées sur le principe de la transformation de variables électriques du réseau, fournies par des transformateurs de courant et de tension, en signaux électriques de faible voltage qui sont comparés à des valeurs de référence (points de réglage).

Le relais statique comporte des circuits intégrés linéaires au silicium composés de portes et circuit logique, et plus récemment, ils comportent des mémoires et des microprocesseurs.

Les circuits de comparaison fournissent des signaux temporisations qui actionnent des relais de sortie à déclencheurs. Ces dispositifs nécessitent en général une source d'alimentation auxiliaire continue :

- Ils procurent une bonne précision et permettent la détection des faibles courants de court-circuit.
- Chaque unité opère comme une fonction unitaire et plusieurs fonctions sont nécessaires pour réaliser une fonction de protection complète.

Les inconvénients de ces dispositifs demeurent :

- Le risque d'être hors d'état de fonctionner entre deux périodes de tests ;
- La grande puissance consommée en veille ;
- La faible sécurité de fonctionnement (pas de fonction d'autocontrôle).



Figure .II.10 : Relais statique.

▪ Relais thermique [6]

Le relais thermique est un organe de protection contre les surcharges. Il est constitué de bilames insérés dans le circuit de puissance qui contrôlent l'intensité. En cas de surcharge, elles actionnent un contact à accrochage, que l'on insère dans le circuit de commande. Les bilames sont chauffés directement par le passage du courant pour les fortes intensités. Pour les faibles intensités, une résistance est entourée autour, et enfin, pour les très fortes intensités le courant est prélevé sur des transformateurs d'intensité. (Figure II11) .

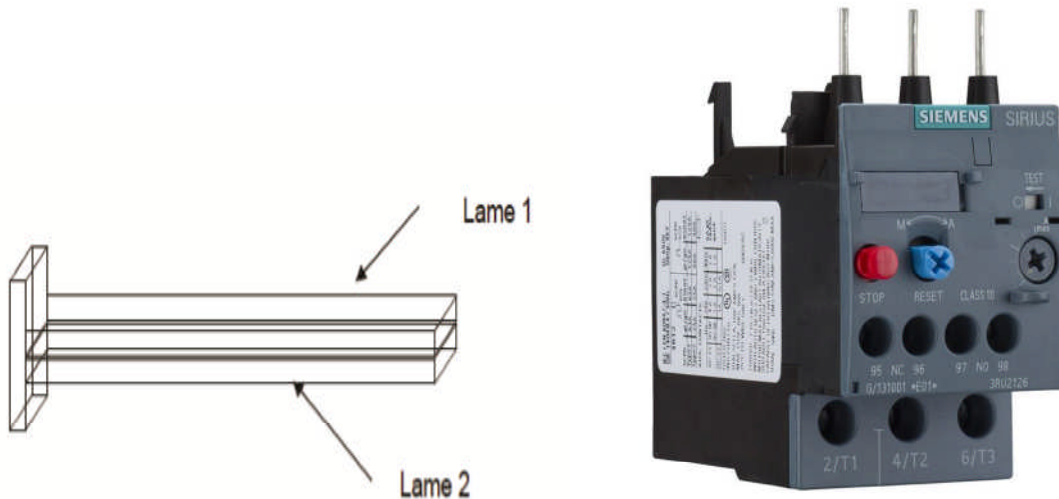


Figure .II.11 : Relais thermique.

▪ 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. [6]

II.4.2. Contre les surtensions :

II.4.2.1.Définition de surtension :

Les surtensions transitoires sont des augmentations de voltage, de durée très courte, mesurée entre deux conducteurs, ou ceux sont des perturbations qui se superposent a la tension nominale d'un circuit .elles peuvent apparaitre :[8]

- Entre phase ou entre circuits différents, et sont dites de mode différentiel ;
- Entre les conducteurs actifs et masse ou la terre et sont dites de mode commun.

Les surtensions peuvent être :

❖ surtensions de manœuvre(Surtensions d'origine interne) :

La modification brusque de la structure d'un réseau électrique provoque l'apparition de phénomènes transitoires .ceux-ci se traduisent souvent par la naissance d'une onde de surtension ou d'un train d'ondes haute fréquence de type apériodique ou oscillatoire a amortissement rapide, exemples : ouverture et fermeture d'un circuit, claquage ou contournement d'un isolant, etc.[8]

❖ surtensions atmosphérique (Surtensions d'origine externe) :

Les réseaux aériens sont les plus affectés par les surtensions d'origine atmosphérique. Une particularité des coups de foudre est leur polarisation : ils sont généralement négatifs (nuage et sol positif). Environ 10% sont de polarité inverse, mais ce sont les plus violents.

Une distinction est souvent établie entre le coup de foudre touchant direct une ligne et le coup de foudre indirect tombant à proximité d'une ligne sur un pylône métallique, sur le câble de garde (mis à la terre ce câble relie les sommets des pylônes, il est destiné à protéger les conducteurs actifs des coups de foudre directs).[8]

II.4.2.2 Moyens de protection contre les surtensions :

On voit que les surtensions peuvent être dangereuses pour le matériel, avec risques de détérioration et de destruction, et dangereuses pour le personne, avec risques d'électrocution. Il y a donc lieu de s'en protéger par des moyens appropriés :

II.4.2.2.1 Parafoudres :**❖ Définition :**

Un parafoudre est un dispositif de protection des appareillages électriques et électroniques contre les surtensions électriques transitoires générées par exemple par la foudre ou certains équipements industriels.

○ Parafoudre HTA :

Il est constitué de plusieurs résistances non linéaires, au carbure de silicium associés à deux éclateurs en série. L'un de ces éclateurs, dit auxiliaire, évite le maintien en permanence, sous pleine d'isolateur du dispositif de coupure. L'autre éclateur, placé à l'intérieur d'un tube en fibre, possède un niveau d'amorçage assez bien défini, il forme la partie active du parafoudre.

Lorsqu'un arc s'amorce à l'intérieur du tube, il décompose la fibre et donne naissance à une masse de gaz peu conductrice qui s'expulse violemment par l'ouverture inférieure, l'arc est alors soufflé et s'éteint en une demi période (figure II.12)



Figure II.12 : parafoudre HTA

Les parafoudres doivent être choisis, ou l'écartement des éclateurs réglé, de façon à ce que la tension maximale qui atteint le transformateur soit, au plus, égale à 80% de la tension d'essai correspondante. Leur efficacité n'est garantie que s'ils sont placés à proximité immédiate du transformateur à protéger.

❖ **Différents types de parafoudre :** [10]

- **Parafoudre à exclusion :** Appareil comportant un ou plusieurs éclateurs et un dispositif d'extinction de l'arc par expulsion de gaz ionisé, d'où coupure du courant d'écoulement.
- **Parafoudre à résistance variable :** Appareil comportant un ou deux éclateurs et une résistance variable permettant de couper rapidement le courant d'écoulement à la terre.
- **Parafoudre à éclateur simple :** l'appareil comporte deux électrodes séparées par un certain intervalle d'air variable ; l'une des électrodes est reliée à la ligne, l'autre à la terre. Cet appareil est simple et bon marché mais l'arc ne s'éteint que pour de faibles valeurs du courant.

II.4.2.2.2 Eclateurs : [10]

Ils sont composés de deux électrodes situées l'une face à l'autre dans un milieu qui peut être l'air ambiant (éclateurs à air), ou du gaz (éclateurs à gaz). Au-delà d'une certaine tension entre les électrodes, un amorçage se produit et le courant passe en formant un arc électrique. Les éclateurs permettent de dévier des courants de foudre importants. Les éclateurs sont utilisés en

(HTA) en (HTB) ,ils sont places sur les points des réseaux particulièrement exposes a l'entrée des postes HTA/BT ,on distingue plusieurs types d'éclateurs :

❶ Eclateur à cornes :

Ils sont constitués de deux électrodes reliée, l'une au conducteur et l'autre à la terre .Ces deux électrodes sont montées sur une chaine d'isolateur rigide (figure. I.13).

Les éclateurs utilises en HTA comportent en général entre leurs électrodes une tige anti-oiseaux.

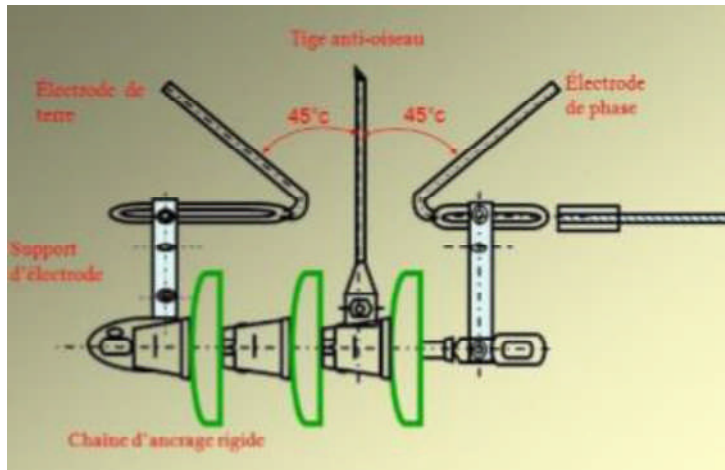


Figure II.13 :Eclateur HTA avec tige anti-oiseaux

❷ Eclateurs à tige :

Les éclateurs à tiges sont utilisés à l'intérieur des postes, sur les réseaux a neutre mis à la terre ou le courant de défaut franc à la terre peut atteindre 300A.

II.5 : Protection d'un réseau MT :

II.5.1 : Protection des transformateurs

Les transformateurs sont des éléments couteux et importants d'un réseau industriel.

Leur protection est assurée par un système plus ou moins complexe selon l'importance qu'on leur attache, qui correspond le plus souvent à leur puissance Il est nécessaire de le protéger efficacement contre tous les défauts susceptibles de l'endommager. Les principaux défauts qui peuvent affecter un transformateur sont : [11]

- la surcharge ;
- le court-circuit ;
- le défaut à la masse.

II.5.1.1.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 courante phase temporisée à temps indépendant ou à temps inverse (51), 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 MT/BT, une surcharge peut être détectée côté basse tension par le déclencheur long retard du disjoncteur BT principal.

II.5.1.2.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 (63) provoqués par un court-circuit entre spires d'une même phase ou un court-circuit entre phases :

- Relais Buchholz pour les transformateurs HT/HT de type respirant ;
- détecteurs de gaz et pression pour les transformateurs HT/BT de type étanche.

- La protection différentielle de transformateur (87T), 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 (retenue H2), ainsi qu'à la mesure de l'harmonique 5 qui détecte le sur fluxage (retenue H5). On notera que la mise en œuvre de cette protection en technologie numérique à réseau de neurones procure des avantages : simplicité de réglage et stabilité. Voir figure (II .14.).

- Une protection à maximum de courant phase instantanée (50), 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. Voir figure (II.15)

- Un fusible HT peut assurer la protection des transformateurs de petite puissance.



Figure .II.14 : Protection différentielle de transformateur

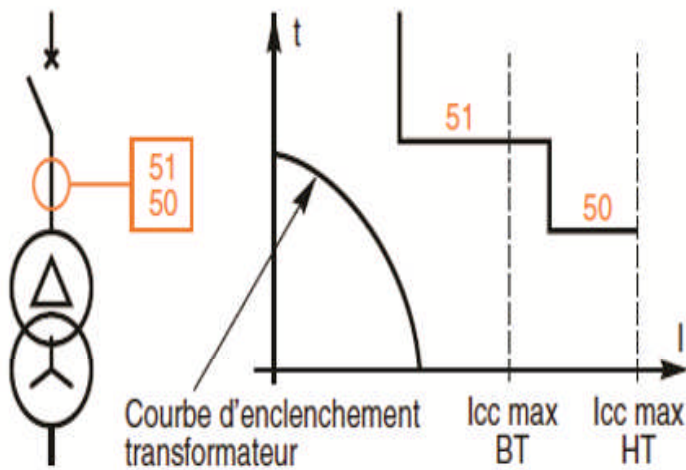


Figure II.15 : Protection différentielle de transformateur à maximum de courant.

II.5.1.2. 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 (51G) 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. (Voir figure II.17) .

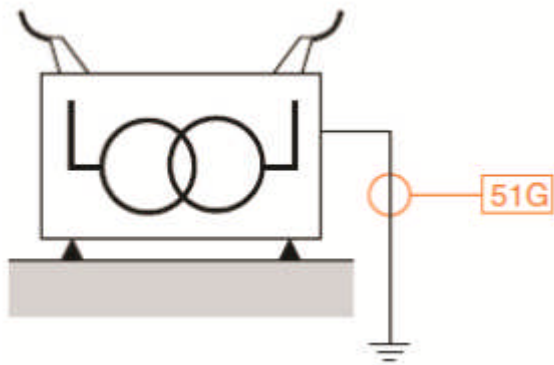


Figure II.16 : Protection de masse cuve transformateur.

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

- Par la protection de terre (51N) située sur le réseau amont pour le défaut masse affectant le primaire du transformateur.
- par la protection de terre (51N) 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.(Voir figure II.17).

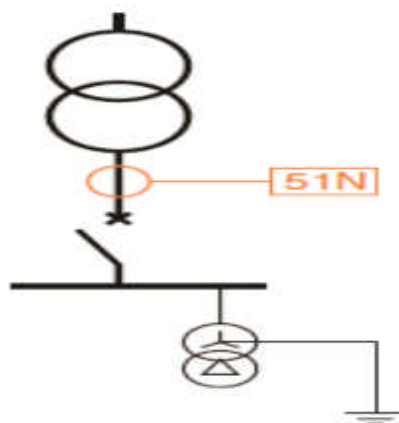


Figure II.17 : Protection de terre.

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 (64REF) 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. (Voire figure II.18).

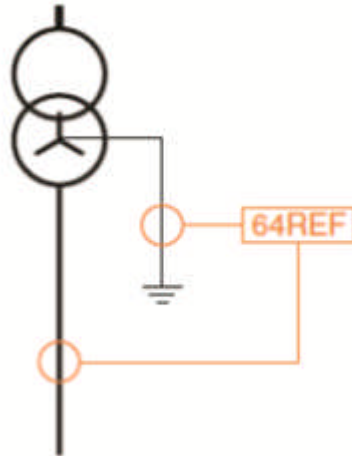


Figure II.18 : Protection de terre restreinte.

- par une protection de terre point neutre (51G) si la mise à la terre du neutre du réseau en aval se fait au niveau du transformateur. Voir figure II.20.



Figure II.19 : Protection à maximum de tension.

- par une protection à maximum de tension résiduelle (59N) si le neutre du réseau en aval est isolé de la terre. (Voir figure II.20).

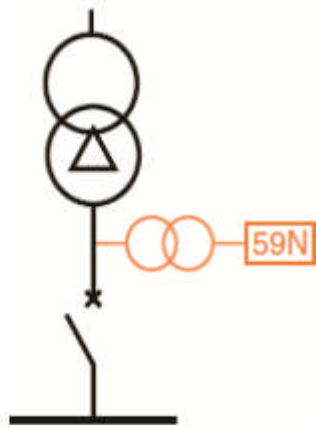


Figure II.20 : Protection de terre point neutre.

II.5.2 .Protection des transformateurs HT/MT :

Les transformateurs HT/MT sont généralement protégés par des protections à maximum de courant.

- La première, côté HT : est une 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.
- La deuxième, côté MT : est une 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 MT.

Il est réglé à un courant très élevé de façon à ne pas être sensible aux courts-circuits dans la tranche MT :

II.5.3 : protection des jeux de barres :[11]

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.

II.5.3.1. 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. Voir figure (II.21).

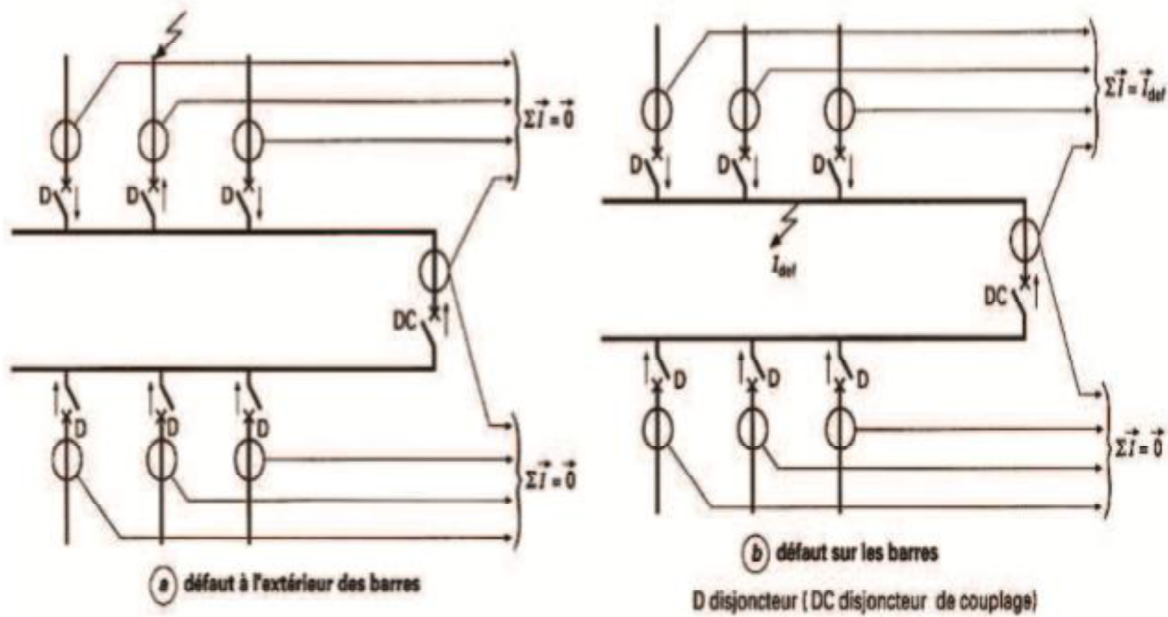


Figure II.21: Principe de fonctionnement d'une protection différentielle de Barres.

II.5.3.2. 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. Voir figure (II.22).

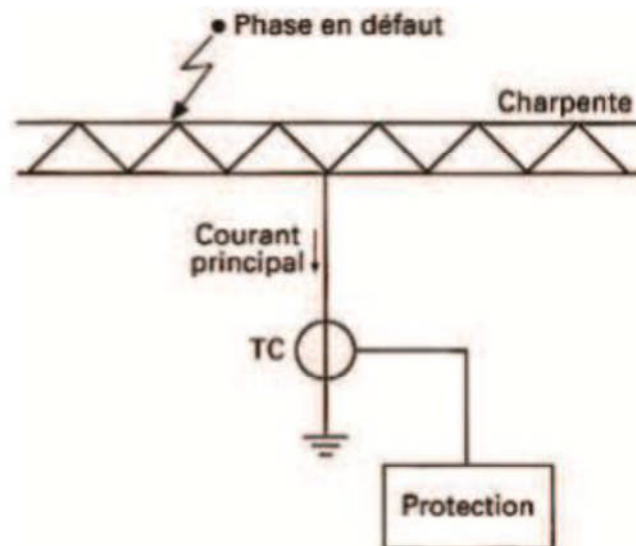


Figure II.22: Principe de fonctionnement d'une Protection de masse.

II.5.4. Protection d'un départ MT

Les protections sont installées en tête des départ dans le poste HT/MT et dans les postes MT/BT. 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.

II.5.4.1. Protection contre les défauts entre phases [12]

Cette protection s'effectue pour chaque départ MT 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. Voir figure (II.23).

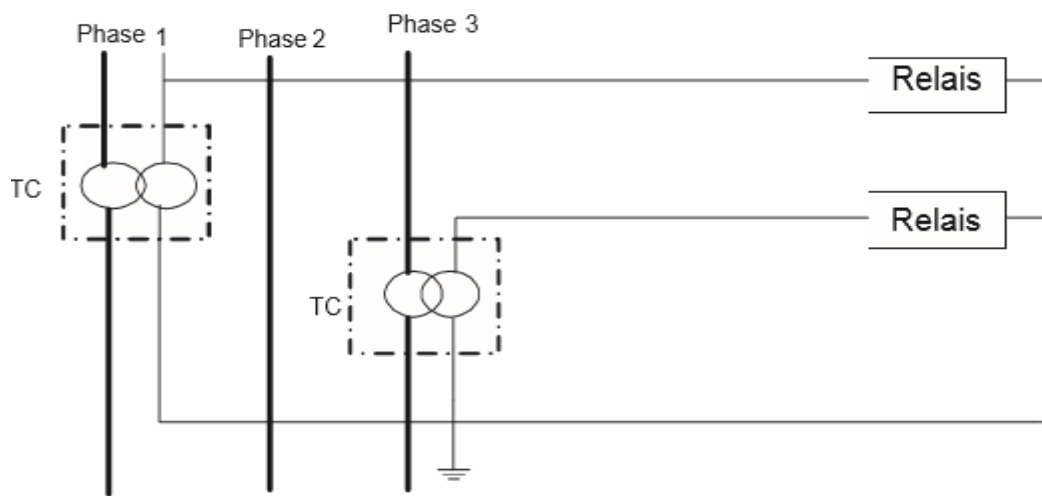


Figure II.23 : Schéma de protection contre les défauts entre phases

II .5.4.2 .Système de protection à un seul seuil :[11]

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.

II.5.4.3. Système de protection à deux seuils : [11]

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).

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 comme le montre la figure II.24.

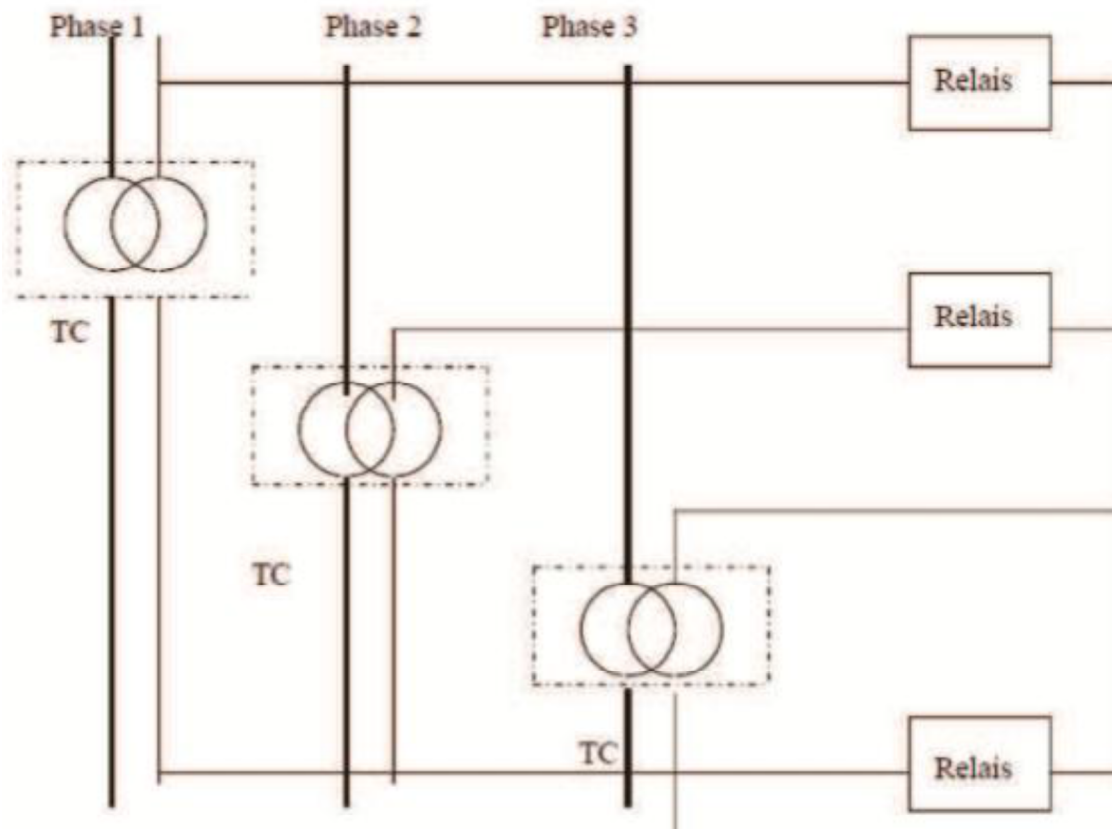


Figure II.24: Protection contre les défauts entre phase et terre .

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.

II.6 . Les automates associés aux protections des départs MT :[5]

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.

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.

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 30s. 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 30s.

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.

II.7. protection des liaisons (lignes et câbles) [11]

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.

II.7.2 :court-circuit entre phases

La protection à maximum de courant phase (51) 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 (46) complète alors la protection de base. Voir figure (II.25)

Pour diminuer le temps d'élimination de défaut, on peut utiliser une protection différentielle (87L) 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. Voir figure II.26.

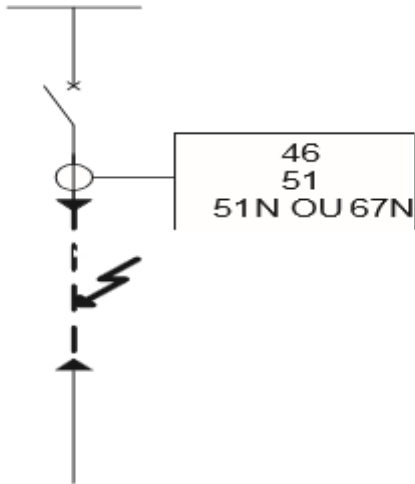


Figure II.25: Protection de liaison par relais à maximum du courant. Différentiel.

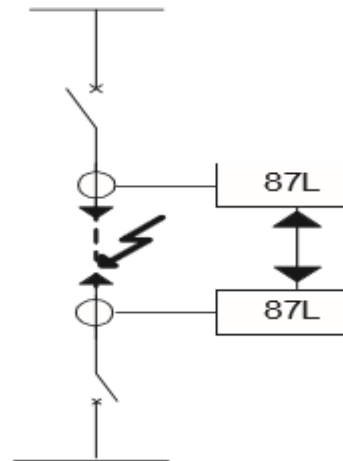


Figure II.26: Protection de liaison par relais à pourcentage.

II.7.3. Court-circuit phase-terre :

La protection à maximum de courant terre temporisée (51N) permet d'éliminer le défaut avec une bonne précision mais, pour un départ de grande longueur, une protection à maximum de courant terre directionnelle (67N) 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. (Voir figure II.28).

II.7.4. Protection de distance :

La protection de distance (21) 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. (Voir figure II.28)

L'exemple de la figure(II.28) 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.
- 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 %..

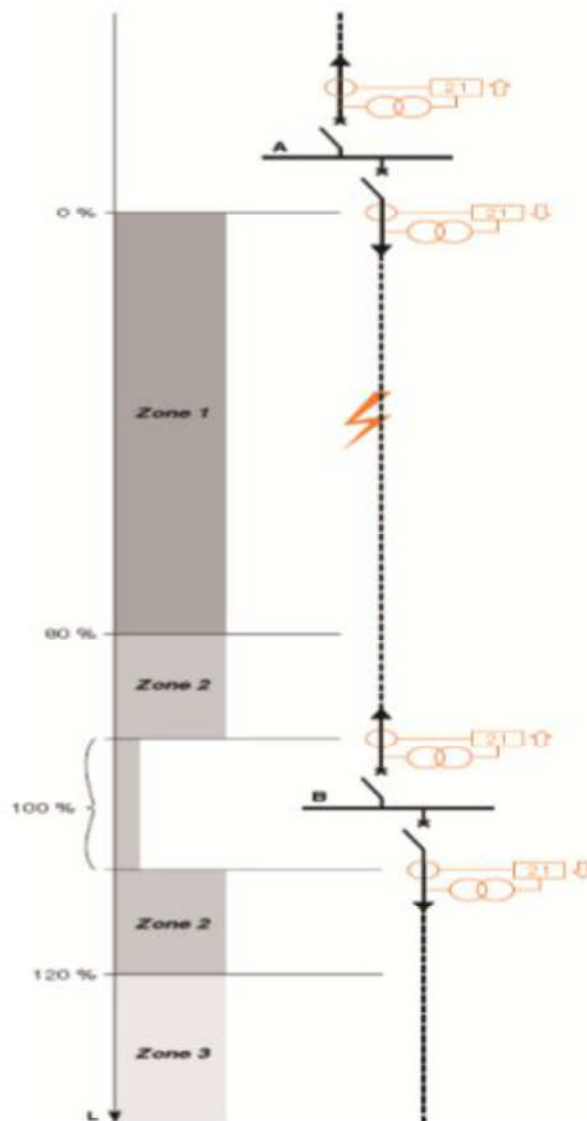


Figure : II.27: principe de la protection de distance.

II.8. Sélectivité des protections

II.8.1. Définition : C'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.

II.8.2. Différents types de Sélectivité

II.8.2.1. 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. Voir figure (II.28).

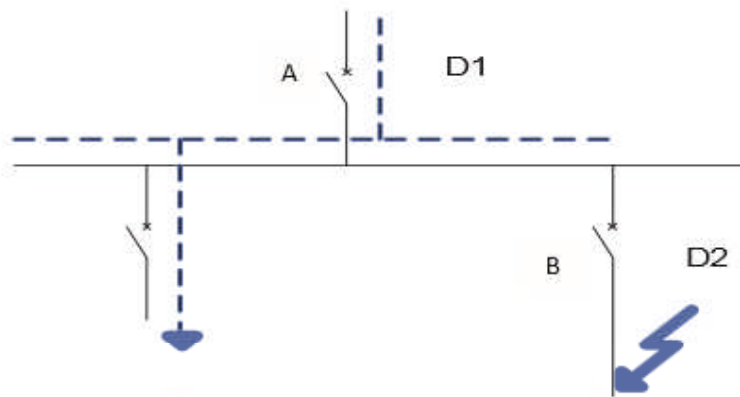


Figure.II.28 : sélectivité des appareils

II.8.2.2. 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.

II.8.2.3 Sélectivité ampérométrique : 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 ampérométrique 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).

- **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 simple, de coût réduit et rapide.

- **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.

Elle repose sur le décalage en intensité des courbes figure. II.29.

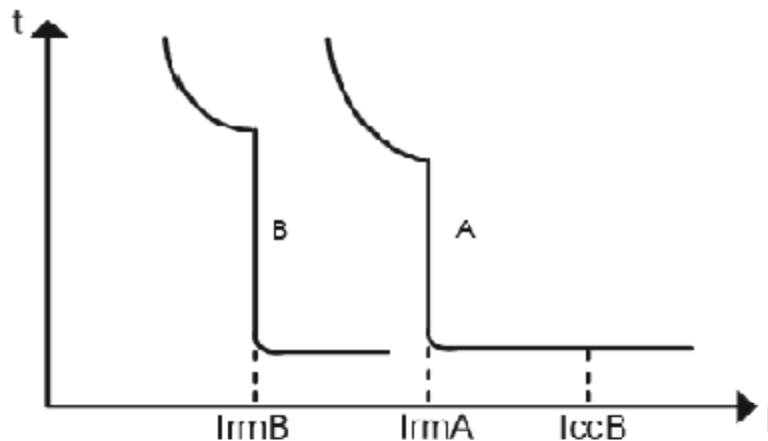


Figure II.29 : sélectivité ampermetrique

II.8.2.4 sélectivité chronométrique 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. Elle repose sur le décalage temporel des courbes comme le montre la figure(I.30).

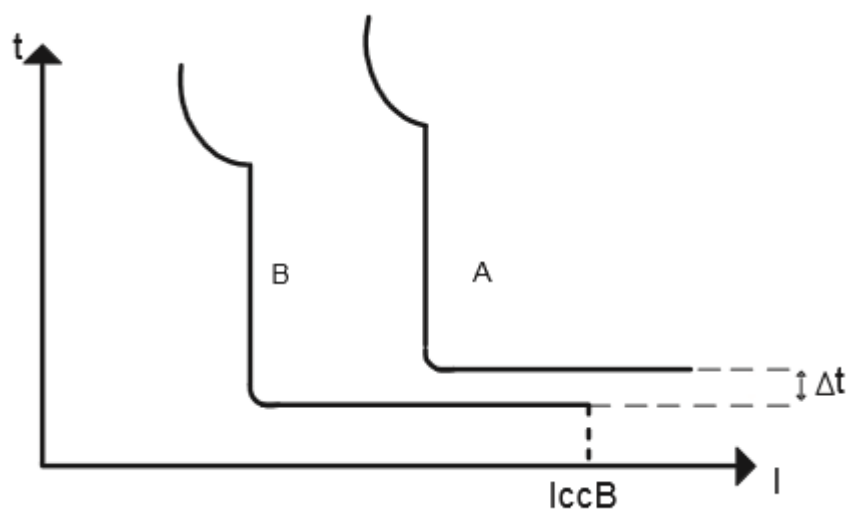


Figure. I.30 : sélectivité chronométrique

II.8.2.5.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.

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

➤ **Avantage :**

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.

➤ **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. Voir figure (II.31.).

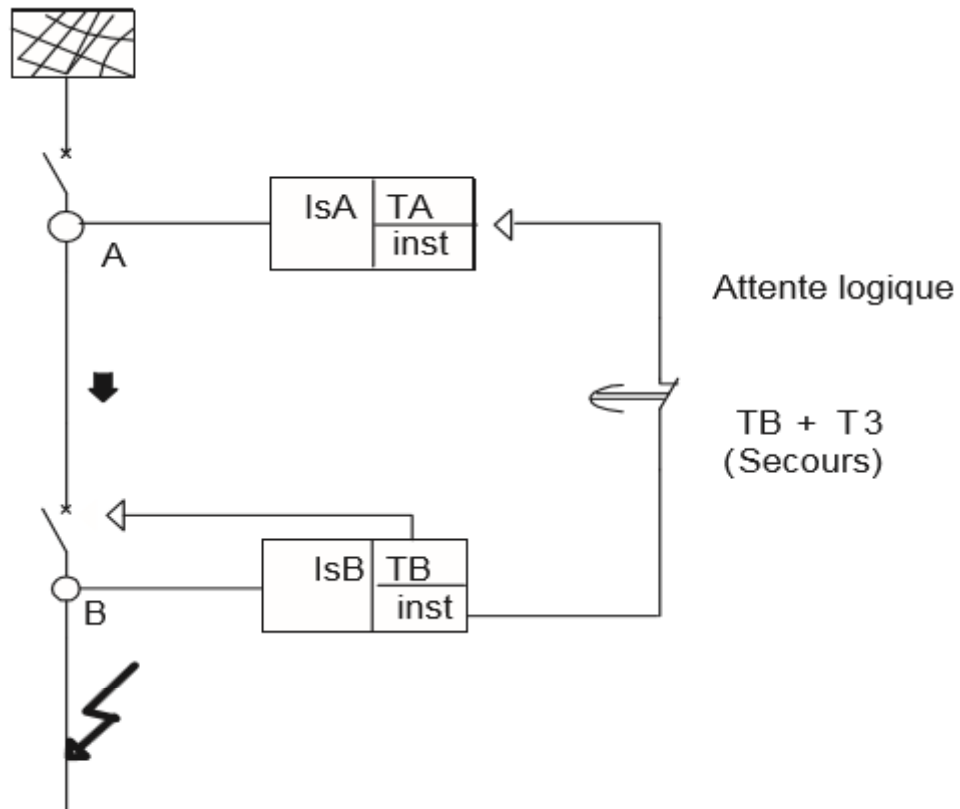


Figure .II.31 : fonctionnement d'une sélectivité logique.

II.9.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 a la terre ,les valeurs prise par les courant de défaut ,les tensions de contact et les surtensions sont étroitement liées au mode de raccordement du neutre .

Les différents modes de raccordement du point neutre à la terre sont donne comme suit :

- Le Neutre mis directement à la terre ;
- Le Neutre isolé ;
- Le Neutre mis à la terre par résistance ;
- Le Neutre mis à la terre par réactance ;
- Neutre mis à la terre par bobine d'extinction de Petersen.

II.9.1.Le 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 entre phase et terre est pratiquement un court-circuit phase neutre, donc de valeur élevée.

La coupure se fait au premier défaut d'isolement.

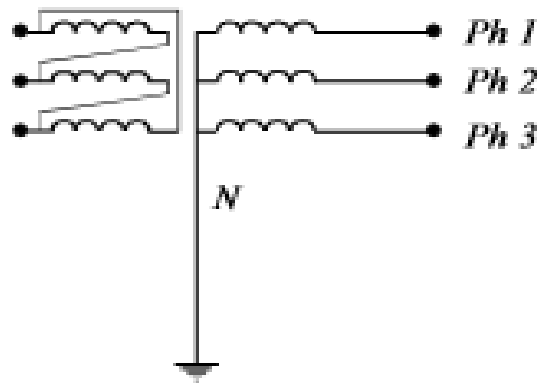


Figure II.32 : neutre mis directement à la terre.

II.9.2. Le neutre isole :

Il n'existe aucune liaison électrique entre le point neutre et la terre, à l'exception des appareils de mesure ou de protection. Ou bien le Neutre fortement impédant quand une impédance de valeur élevée est intercalée entre le point neutre et la terre.

Un neutre 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.

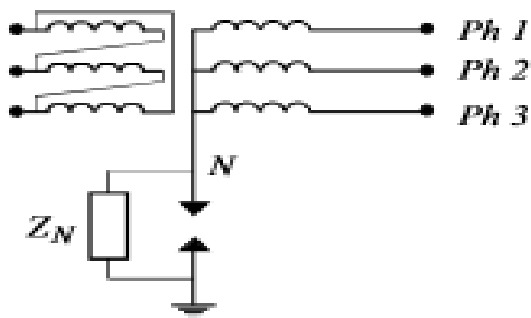


Figure II.33 neutre isole.

II.9.3. Le Neutre mis à la terre par résistance :

Une résistance est intercalée volontairement entre le point neutre et la terre.

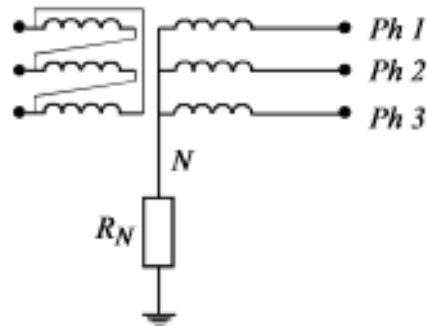


Figure II.34 : Neutre mis à la terre par résistance.

II.9.4. Le Neutre mis à la terre par réactance :

Une réactance est intercalée volontairement entre le point neutre et la terre. Pour les réseaux de tension supérieure à 40KV, 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.

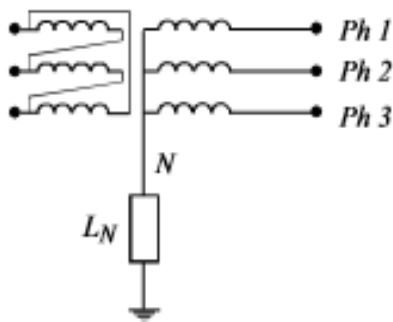


Figure II.35: Neutre mis à la terre par réactance.

I.9.5. Neutre mis à la terre par bobine d'extinction de Petersen :

Une réactance accordée sur les capacités du réseau est volontairement 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 nul.

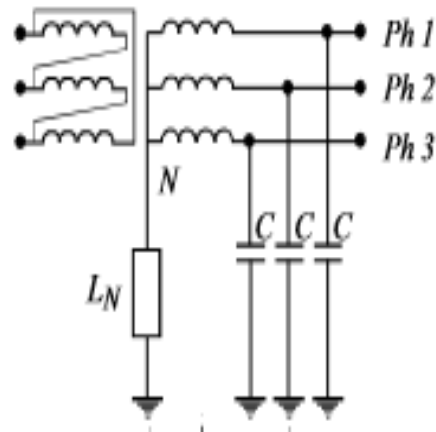


Figure II.36 : Neutre mis à la terre par bobine d'extinction de Petersen.

I.10. Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons énumérer les différentes protections, comment concevoir et 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 et leurs principe de fonctionnement et comment les utiliser contre les différents défauts.

Chapitre III
Etude de réseau M du
complexe Cervical

III.1.Introduction

Dans ce chapitre, nous allons le consacrer à l'étude du réseau de distribution moyenne tension au niveau de l'entreprise nationale de l'industrie agroalimentaire CEVITAL et cette application consiste à étudier les protections et leurs réglages.

L'étude de la protection d'un réseau électrique liée à la connaissance de l'intensité du courant de court-circuit en tous points de l'installation. En premier, notre travail porte sur le calcul des différents courants de court-circuit de l'installation, afin de dimensionner les différents appareils de protection.

III.2.Présentation générale du complexe Cevital de Bejaia

III.2.1.Historique

Cevital est parmi les entreprises algériennes qui ont vu le jour dès l'entrée de notre pays a l'économie de marché .Elle a été créée par fonds privés en 1998.

Cevital contribue largement au développement de l'industrie agroalimentaire nationale, elle vise à satisfaire le marché national et exporter le surplus, en offrant une large gamme de produits de qualité.

En effet ,les besoins du marché national sont de 1200T/J d'huile l'équivalent de 12 litres par personne et par an .Les capacités actuelles de Cevital sont 180T/J, sont un excédent commercial de 600T/J.

Les nouvelles données économique nationales dans le marché de l'agroalimentaire, font que les meilleurs sont ceux qui maîtrisent d'une façon efficace et optimal les couts, les charges et ceux qui offrent le meilleur rapport qualité/prix. Ceci est nécessaire pour s'imposer sur le marché que Cevital négocie avec les grandes sociétés commerciales internationales telles que CARREFOUR et AUCHAN (en France), ROYAL (en suisse) et autre sociétés spécialisées dans l'import-export en Ukraine, Russie, ces produits se vendent dans différentes villes africaines (Tunis, Niamey, Bamako..).

III.2.2.Situation géographique

Cevital est un complexe de production se situe du nouveau quai du port de Bejaia à 3 km du sud-ouest de cette ville et d'étend sur une superficie de 45000m² à proximité de la RN 09.cette situation géographique de l'entreprise lui a beaucoup profite étant donné qu'elle lui confère l'avantage de proximité économique. En effet elle se trouve proche du port et de l'aéroport.

Les activités de Cevital sont lancées en Mai 1998, le complexe a débuté son activité par le conditionnement d'huile en Décembre 1998.

En février 1999, les travaux de génie civil de la raffinerie ont débuté, cette dernière est devenue fonctionnelle en aoute 1999. Les activités de Cevital sont concentrées sur la production, la commercialisation des huiles végétales, de margarine et de sucre, ainsi que la production de l'énergie électrique.

Elles se présentent comme suit :

- Raffinage des huiles (1800 tonnes/jour).
- Conditionnement d'huile (1400 tonnes/heure).
- Production de margarine (600 tonnes/jour).
- Fabrication d'emballage (PET): Poly-Ethylène.
- Raffinage du sucre (4600 tonnes/jour), répartie en deux unités de raffinages, première raffinerie (1600 tonnes/jour), deuxième raffinerie (4000 tonnes/jour).
 - Unité de conditionnement sucre 1Kg et 5Kg.
 - Stockage des céréales (120000 tonnes) (20 silos de stockage).
 - La cogénération, elle est constituée de deux turbines à vapeur couplées a deux chaudières respectivement, ces dernières sont alimentées par le gaz naturel pour génère de la vapeur à partir d'eau liquide. La vapeur est ensuite utilisée pour actionner les turbines puis entrainées deux alternateurs électriques qui produisent au final de l'énergie électrique.

III.2.3. Organigramme de Cevital

L'entreprise a pour mission principale de développer la production et d'assurer la qualité et le conditionnement des huiles, des margarines et du sucre à des prix nettement plus compétitifs et cela dans le but de satisfaire le client et le fidéliser.

Les objectifs visés par Cevital se présentent comme suit :

- L'extension de ses produits sur tout le territoire national.
- L'importation de graines oléagineuses pour l'extraction directe des huiles brutes.
- L'optimisation de ses offres d'emploi sur le marché du travail.
- L'encouragement des agriculteurs par des aides financières pour la production locale de graines oléagineuses
 - La modernisation de ses installations en termes de machine et technique pour augmenter le volume de sa production.
- Le positionnement de ses produits sur le marché étranger par leurs exportations.

❖ **Différents organes constituant le complexe Cevital:** L'organigramme suivant donne une vue général sur les différents organes constituant le complexe Cevital

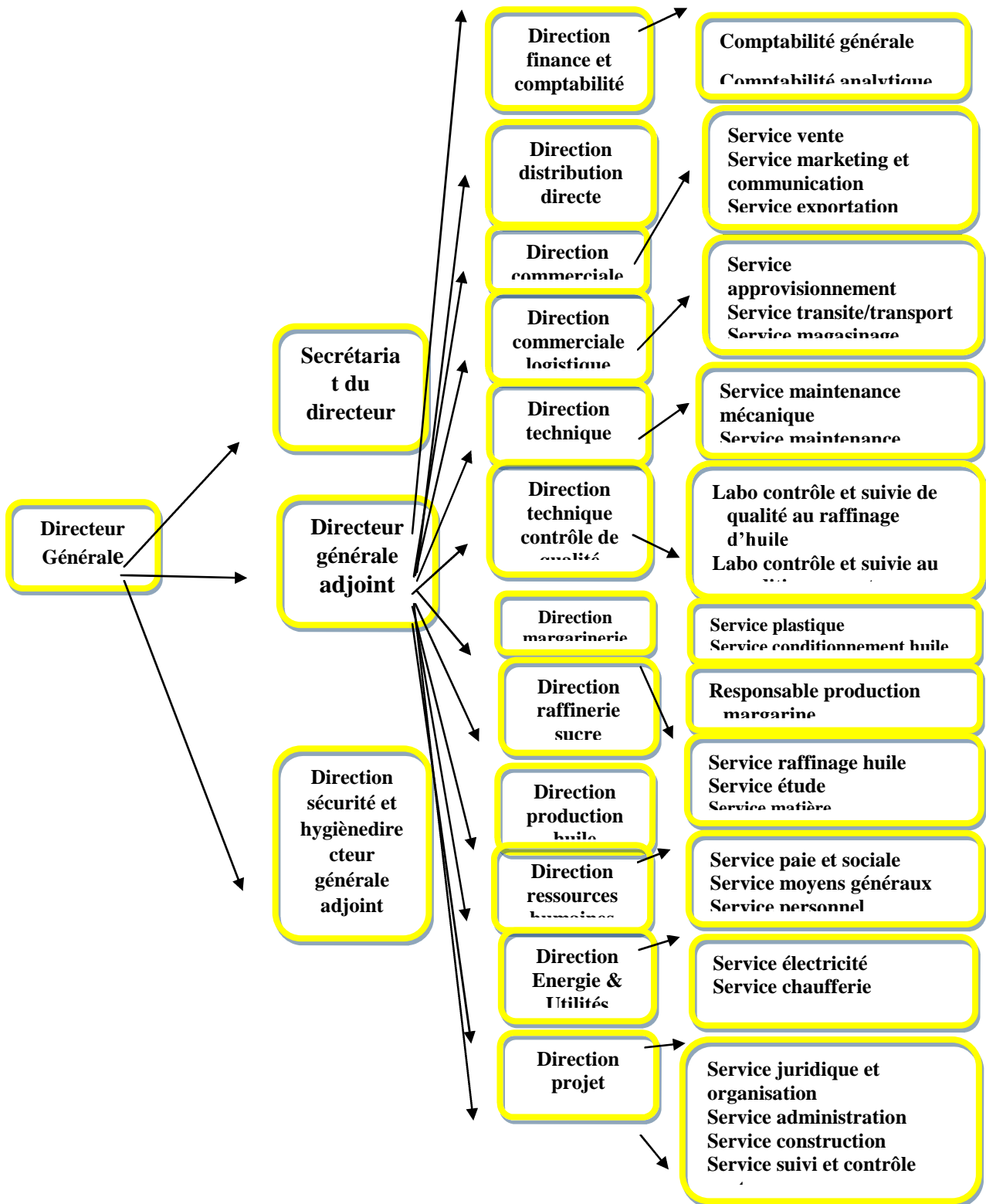


Figure.III.2 : Organigramme du complexe cevital.

❖ Unité énergie et utilités

La direction Energie est constituée de deux départements qui sont :

- Département électricité (production et distribution de l'énergie électrique) : on distingue :
 - Le poste 60kV.
 - Le poste 30kV.
 - La cogénération.
- Département chaufferie (production et distribution de la vapeur).

Les différents départements de la direction Energie sont représentés dans l'organigramme suivant :

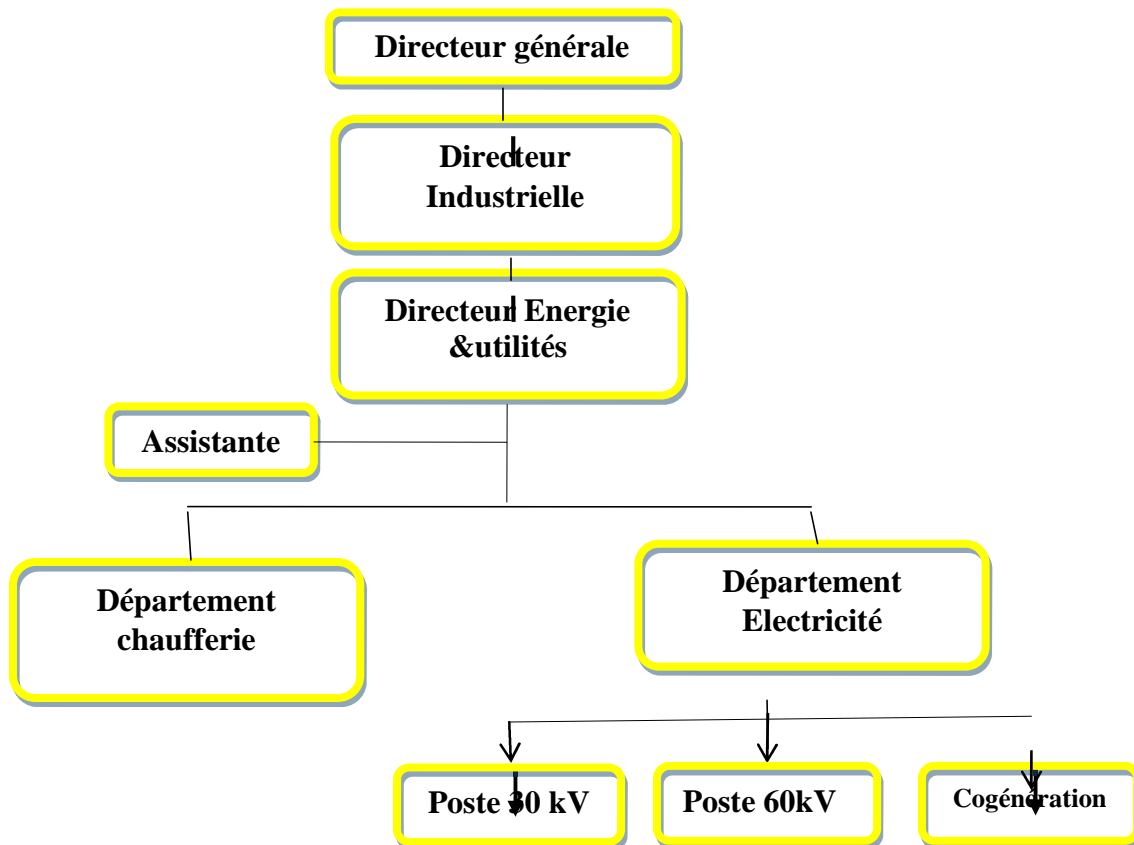


Figure.III.3 : Organigramme du service énergie.

III.3.Description du réseau MT du complexe Cevital

III.3.1.Généralités

Actuellement, le complexe Cevital est alimenté par la ligne 60kv, depuis la centrale de Dargina, située 50km environ –bougie 2 et une liaison câble bougie 2-bougie 1 spécialement pour l'alimentation de l'entreprise Cevital.

La ligne 30kv, bien que toujours en place a été déconnectée et reste hors tension.

Elle comprend essentiellement les éléments suivants :

- Un poste 60kv a un jeu de barres et trois travées, soit :
 - ✓ Une travée arrivée ligne 60kv ;
 - ✓ Une travée transformateur T01 60/30kv de 25MVA ;
 - ✓ Une travée transformateur T02 60/30kv de 25 MVA ;
- Un tableau 30kv en deux demi-jeux de barres .chaque transformateur 60/30kv alimente un jeu de barres 30kv. Si un transformateur est indisponible, le deuxième est en mesure d'alimenter, seul, toute l'usine en fermant le couplage des deux jeux de barres.les divers consommateurs sont alimentés par des départs issus de ces tableaux
- Source de secours (central groupe)
- Les différents tableaux d'alimentation des unités du complexe.

III.3.2.Alimentation principale du complexe

Le complexe industriel Cevital est alimenté par le réseau SONELGAZ, il a subi, au cours du temps, certaines modifications. Au début il était alimenté par une ligne de 30kv et par suite de l'extension qu'a connue le complexe, les responsables de la société ont été amenés à souscrire une nouvelle ligne 60kv.

III.3.2.1.Post 30 KV

Au début l'alimentation en énergie électrique du complexe était assurée par une ligne électrique spécialisée 30kv à partir du poste de transformation 60/30KV SONELGAZ Bougie1, située à une distance de 1500m environ.

La tâche principale de la ligne 30KV (la cellule F34) consiste à l'alimentation en énergie électrique des parties suivantes :

- conditionnement d'huile par la cellule F34 ;
- la S/Station raffinerie d'huile par la cellule F32 ;
- La S/Station bouchon par cellule F34 ;
- La S/Station margarine par cellule F32.

III.3.2.2.Post 60KV

Une liaison par câble 60KV a été mise en place entre le complexe Cevital et le poste 60/30KV SONELGAZ bougie (cité Tobbal) .pour alimenter cette liaison, SONELGAZ a réservé :

- ✓ La ligne Darguina-Bougie 2(BirSlam) ;
- ✓ Un jeu de barres 60kv au poste Bougie 2 ;
- ✓ Une liaison câble 60KV entre Bougie 2 et Bougie 1.

La ligne 60KV Darguina-bougie 2 est une ancienne ligne 30KV qui a été transformée en 60KV par adjonction de chaînes d'isolateurs, cependant elle reste très vulnérable et la section des conducteurs limite la puissance transitée.

La tâche principale de la ligne 60kv est l'alimentation du complexe par :

- Le jeu de barres 30KV N⁰01 :
 - ✓ Le conditionnement du sucre 01 par la cellule F02 ;
 - ✓ Le conditionnement du sucre 02 par la cellule F03 ;
 - ✓ Le conditionnement du sucre03 par la cellule F04 ;
 - ✓ Alimentation des auxiliaires par cellule F01.
- Le jeu de barres 30KV N⁰02 de :
 - ✓ La cellule F9 qui est connecté à l'ancien poste de livraison (poste 30KV) ;
 - ✓ Zone énergie (affinage, chaufferie) par la cellule F11 ;
 - ✓ Silos par la cellule F12 ;
 - ✓ Alimentation des auxiliaires par la cellule F11 ;
 - ✓ Silos par la cellule F12 ;
 - ✓ Alimentation des auxiliaires par la cellule F13.

III.3.2.3. Source de secours (centrale groupe diesel)

L'augmentation très rapide de la consommation de la ville de Bejaia et ses environs a entraîné la surcharge de ce post d'où une multiplication des incidents et pannes.

Pour parer à ces multiples coupures et pannes qui perturbent le processus de production ,Cevital s'est équipée d'une centrale groupe composée sept groupes électrogènes de puissance globale de 12.2MVA montés en parallèle et de sept transformateurs élévateurs de 400V/30KV.

III.3.2.4. Le réseau de cogénération

a)Nécessité du réseau de cogénération [15]

la demande supplémentaire exigée par l'extension du complexe (mise en service de la cellule F00)ne pouvant être satisfaite par le réseau SONELGAZ (PMD=10MW),cevital a opté pour une production autonome par des turbogénérateurs à vapeur ,avec des turbines a contre pression utilisant la vapeur du procès .

IL a été procédé donc à l'achat et à l'installation de deux groupes blocs (turbine, alternateur, transformateur) de 32 MVA de puissance unitaire.

Cette puissance installée étant largement supérieure au besoin du complexe (25MVA),cevital envisage de rétrocéder l'excédent au réseau SONELGAZ.

b) description de réseau cogénération :

La cogénération est une technique qui permet d'obtenir à partir d'un seul combustible et dans une installation unique de la chaleur (vapeur) et de l'énergie mécanique, cette dernière étant convertie en électricité à travers d'alternateur.

- **Principe de production de l'énergie par une centrale de cogénération**

Dans une centrale à cogénération à turbine à vapeur, on distingue trois zones essentielles de conversion d'énergie, le schéma de la figure () donne les principaux vecteurs de l'énergie :

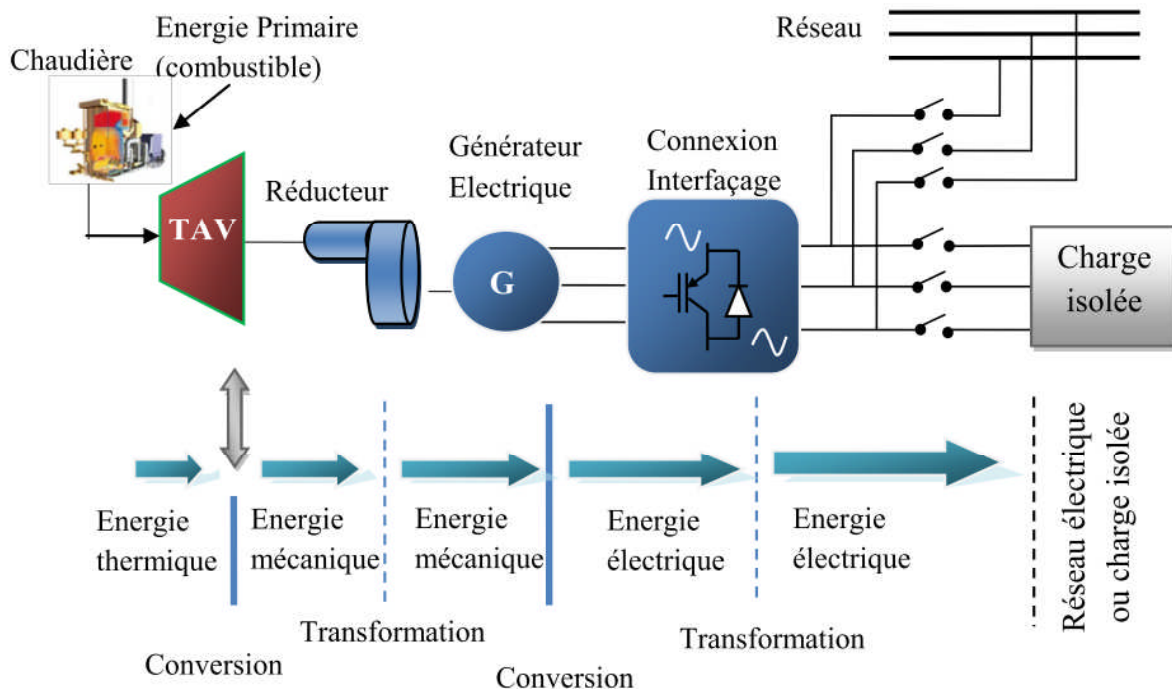


Figure.III.4: Chaîne de transformation d'énergie d'une centrale de cogénération.

- **Principe de fonctionnement de la Turbine**

Le principe de fonctionnement de la turbine à vapeur est assez simple : l'énergie calorifique produite au niveau de la chaudière (à partir de combustible fossile) est transmise à de l'eau. Sa température augmente. Elle se vaporise et sa pression augmente considérablement. Cette vapeur à haute pression est canalisée vers la turbine où elle se détend. L'énergie de pression qui est en fait une énergie cinétique est convertie en énergie mécanique dans les aubes du rotor qui entraîne un arbre couplé à un alternateur. En recueille de l'énergie électrique à la sortie de l'alternateur par le simple principe de la variation de champ magnétique. C'est cette énergie qu'il faudra garder stable à travers sa fréquence ceci en jouant par le biais d'un système de régulation sur le débit de vapeur entrant dans la turbine afin d'adapter la vitesse de cette dernière. Donc celle de l'alternateur aux variations de la fréquence.

- **Générateurs du central thermique (cogénération) (G1 et G2) [15]**

La centrale comprend deux alternateurs de type JISALT 435 MEGA.

L'alternateur JISALT 435 MEGA est une machine synchrone de type triphasé, à quatre pôles, à arbre horizontal et auto ventilée.

- ❖ **Caractéristiques des deux alternateurs**

| | |
|-------------------------------------|----------------------------|
| Puissance apparente S_n | 31375 kVA |
| Puissance active P_n | 25100 kW |
| Facteur de puissance $\cos \varphi$ | 0.8 |
| Vitesse | 1500 tr / min |
| Survitesse | 1800 tr / min pendant 2min |
| Tension nominal U_n | 11 kV |
| Courant nominal I_n | 1647 A |
| Fréquence F | 50 Hz |
| Indice de protection | IP 54 |
| Indice de refroidissement | IC 8A1W7 |
| Mode d'excitation | tournante |
| Type d'excitation | ETAA |

Tableau III.1. Caractéristiques des générateurs.

- ❖ **Transformateurs de la centrale thermique (Tr WEG N°1 et Tr WEG N°2) :**

Elle contient deux transformateurs identiques, chacun a les caractéristiques suivantes :

| Puissance nominale S_n | Tensions nominales primaire /secondaire | Tension de court-circuit ($U_{cc}\%$) | Couplage |
|--------------------------|---|---|----------|
| 32MVA | 11kV / 30kV | 12% | Dyn11 |

Tableau.III.2 Caractéristiques des transformateurs (Tr WEG N°1 et TrWEG N°2).

III.4.Description des équipements électriques

III.4.1. Description du poste 60KV [13]

- ✚ **Travée arrivée ligne 60KV** elle comprend :
 - ✓ un sectionneur de mise à la terre de ligne (Q90) ;
 - ✓ un sectionneur tête de ligne (Q90) ;
 - ✓ un circuit bouchon (F20) ;
 - ✓ un condensateur de découplage (F30) ;
 - ✓ un jeu de parafoudres(F10) ;
 - ✓ Trois transformateurs de tension (T10)
 - ✓ Trois transformateurs de de courant (T30)600/5+5A.(30VA C1 0.2 pour le comptage et 15VA 5P15 pour la protection) ;
 - ✓ Un sectionneur de mise à la terre de travée (Q80) ;
 - ✓ Un disjoncteur débrochable 1250A (Q01) et son système de débrochage (Q10) ;
 - ✓ Un Premier comptage type SL7000 d'ACTARIS d'énergie active et réactive reçue électronique avec mesure les quatre quadrants ;
 - ✓ Un deuxième comptage type SL7000 d'ACTARIS d'énergie active et réactive reçue électronique avec mesure sur les quatre quadrants ;
 - ✓ Un Relie de protection SEP AM L61 assurant les fonctions suivantes :
 - 50BF Refus disjoncteur ;
 - 50/51 Maximum de courant de phase à deux jeux de réglage ;
 - 50N/51N Maximum de courant de terre à deux jeux de réglage ;
 - 86 fonctions arrêt ;
 - 27-59 minimum et maximum de tension.
- ✓ Un Relais SEP AM S20 assurant les fonctions suivantes :
 - 50/51 Maximum de courant de phase à deux jeux de réglage ;
 - 50N/51N maximum de courant de terre a deux jeux de réglage.
- ✓ Une protection différentielle de ligne assurant la fonction de protection principal installée par SONELGAZ .La liaison inter-postes est assurée par une liaison à fibre optique.
- ✚ **Jeu de barres 60KV**
Il est caractérisé par une intensité nominale de 1250A,25KA/1s . il ne comporte aucun appareil.
- ✚ **Travée 60kv transformateur T01 60/30KV, 25MVA**
Comprenant :
 - ✓ Un disjoncteur 60kv ,1250A debrochable(Q03) ;
 - ✓ Trois transformateurs de courant (T32) 300/5+5A 15 VA 5P20 pour la protection différentielle ,15V A 5P15 pour les autres protections ;
 - ✓ Un transformateur 60/30KV(T01) de caractéristiques suivantes :
 - Puissances ONAN/ONAF 20/25MVA ;
 - Tension nominales 63/31.5kv ;

- Plage de réglage en charge $\pm 8 \times 1.5\%$;
- Tension de court-circuit 11% ;
- Indice de couplage YNyn0.
- ✓ Un sectionneur de neutre 60kv(Q82) ;
- ✓ Un Tore de mesure de courant de neutre 60kv ;
- ✓ Une résistance de mise à la terre du neutre 30kv (R01) 300A/5s ;
- ✓ Un tor de mesure du courant à la terre du neutre 30kv ;
- ✓ Une mise à la terre de la cuve du transformateur via un tore de mesure de courant de fuite ;
- ✓ Un SEPAM D21 assurant la fonction 87T protections différentielles transformatrices ;
- ✓ Un SEPAM T66 assurant les fonctions suivantes :
 - 50BF Refus disjoncteur ;
 - 50/51 Max d'intensité de phase a deux jeux de réglage (seuil et temps) ;
 - 50N/51N max d'intensité de terre a deux de réglage (seuil et temps) ;
 - 86 fonctions d'Arrêt ;
 - 74 Niveau bas d'huile ;
 - 49 protection de température (alarme et déclenchement) ;
 - 94 protection de surpression cuve ;
 - Protection de masse cuve ;

✚ Travée 60 KV transformateur T02 60/30KV ,25MVA

Comprenant ;

- ✓ Un disjoncteur 60KV,1250A debrochable (Q04)
- ✓ Trois transformateurs de courant (T 33) 300/5+5A 15VA 5 P20 pour la protection différentielle, 15VA 5P15 pour les autres protections ;
- ✓ Un transformateur 60/30KV (T02) de caractéristiques suivantes ;
 - Puissance ONAN/ONAF : 20/25MVA ;
 - Tensions nominales 63/31.5KV ;
 - Plage de réglage en charge $\pm 8 \times 1.5\%$;
 - Tension de court-circuit 11% ;
 - Indice de couplage yNyn0 ;
- ✓ Un sectionneur de neutre 60KV(Q83) ;
- ✓ Un tore de mesure de courant de neutre 60KV ;
- ✓ Une résistance de mise à la terre du neutre 30KV (R02) 300A/5s ;
- ✓ Un tore de mesure de courant de neutre 30KV ;
- ✓ Une mise à la terre de la cuve du transformateur via de mesure de courant de fuite ;
- ✓ Un SEPAM D21 assurant la fonction 87T<<protection différentielle transformateur >> ;
- ✓ Un SEPAM T66 assurant les fonctions suivantes ;
 - 50BF Refus disjoncteur ;
 - 50/51 max d'intensité de phase à deux jeux de réglage (seuil et temps) ;
 - 50N /51N Max d'intensité de terre jeux de réglage (seuil et temps) ;

- 86 fonction d'Arrêt ;
- 74 Niveau bas d'huile ;
- 49 protection de température (alarme et déclenchement) ;
- 94 protection de surpression cuve ;
- Protection de masse cuve.

III.4.2. Description du Jeu de barres de distribution [13]

Le tableau 30KV de répartition est divisé en deux parties par une cellule de couplage. Il est constitué de cellules 30KV Schneider Electric type SM6 36, ses caractéristiques sont :

- ✓ Tension de service 30KV ;
- ✓ Tension d'isolement 36KV ;
- ✓ Courant nominal 630A ;
- ✓ Tenue thermique 16KA/1s.

Ce tableau est divisé en deux jeux de barres :

1. Jeu de barres 30KV N⁰01 :630A, 16KV/1s

Il comprend les sept cellules arrivées –départs suivantes :

■ Composition de la cellule MT :

La cellule est du type "blindé" c'est à dire que les parties Moyenne tension sont compartimentées par des cloisons métalliques reliées à la terre qui séparent entre eux :

- Jeu de barres : le compartiment jeu de barres MT pour les liaisons électriques entre plusieurs cellules MT regroupées en tableaux ;
- La Partie mobile : débochable (Disjoncteurs) ;
- Raccordement MT : le compartiment raccords aux câbles MT, souvent prévu pour recevoir les capteurs de mesure. Souvent un quatrième compartiment complète cet ensemble, il s'agit du compartiment contrôle (ou caisson BT) qui contient les unités de protection et de contrôle- commande.
- Sectionneur de terre, transformateurs de tension éventuels et transformateurs de courant.

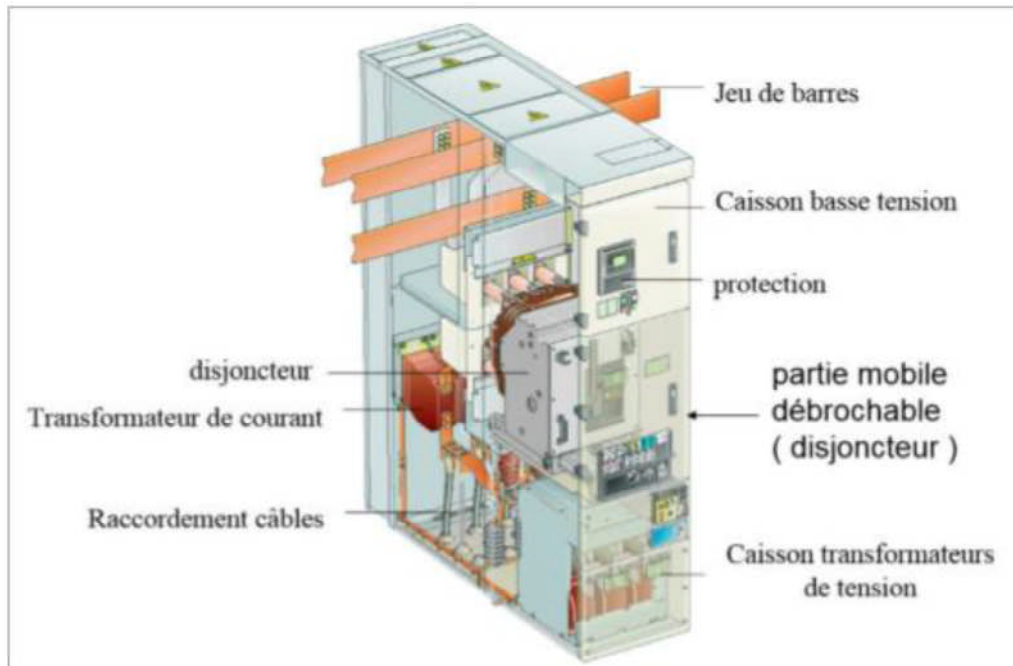


Figure III.5 : Schéma d'une cellule MT

❖ La cellule F06

<<Arrivée>>transformateur T01 60/30KV de 25MVA, F06 Comprenant :

- ✓ Un sectionneur de terre têtes de câbles ;
- ✓ Un diviseur capacitif pour indication de présence de tension ;
- ✓ Trois TT $30\ 000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ 30VA C1 0.5 ;
- ✓ Trois TC 600/5+5A, 10VA 5P10 pour le SEPAM S02.15VA 5P20 pour le SEPAM D21 (protection différentielle transformateur) ;
- ✓ Un disjoncteur débrochable 630A ;
- ✓ Un sectionneur de terre coté jeu de barres ;
- ✓ Un relais SEPAM S02 assurant les fonctions suivantes :
 - 50/51 Maximum d'intensité de phase à deux jeux de réglage ;
 - 50N51N Maximum de courant de terre à deux jeux de réglage ;
 - 27 Minimum de tension ;
 - 27R Minimum de tension rémanente ;
 - 59 maximumde tension ;
- ✓ Un régulateur automatique de tension pour le réglage de la tension 30KV par action sur le commutateur de prise coté 60KV.

❖ La cellule F01

<<Départ>>transformateurs auxiliaires du poste de 100KVA T11, comportant :

- ✓ Un interrupteur à commande manuelle et réserve d'énergieà ressort pour déclenchement ;
- ✓ Un sectionneur de mise à la terre ;
- ✓ Trois fusibles de protection (10A) avec percuteur pour ouverture de l'interrupteur en cas de fusion fusible ;

- ✓ Un sectionneur de terre en aval des fusibles ;
- ✓ Un tore de mesure du courant homopolaire ;
- ✓ Un relais de courant homopolaire (51 N) type RH110 provoquant une alarme et l'ouverture de l'interrupteur
- ✓ Un diviseur capacitif de tension pour induction de présence de tension.
Ce départ alimente un transformateur T11, 30 000/400V, 100KVA, Dyn11, $U_{cc}=4.5\%$ pour l'alimentation des auxiliaires du poste.

❖ Trois cellules F02 (sucre 1), F03 (sucre2), F04 (sucre3)

Équipées comme suit :

- ✓ Sectionneur de barre 630A ;
- ✓ Sectionneur de terre ;
- ✓ Disjoncteur 630A ;
- ✓ Trois transformateurs de courant 200-400/5+5A 2.5-5VA 5P20 pour la protection et 7.5-15VA inutilisé ;
- ✓ Un sectionneur de terre de têtes de câbles ;
- ✓ Un diviseur capacitif pour indications présence de tension ;
- ✓ Un tore de mesure de courant homopolaire dans le câble ;
- ✓ Un relais SEPAM T29 assurant les fonctions suivantes ;
 - 50/51 max 1 de phase à deux jeux de réglage ;
 - 50N/51N Max 1de terre a deux jeux de réglage ;
 - 27 Minimum de tension de phase ;
 - 27 R Minimum de tension résiduelle ;
 - 49 images thermique température transformateur ;
 - 59 Maximum de tension phase ;
 - 38 températures transformatrices ;
 - 39T température transformateur ;

Ces trois départs alimentent chacun un transformateur 30 000/400V de puissance 3150KVA.

❖ La cellule F05

Arrivée centrale diesel, équipée comme suit :

- ✓ Sectionneur de barre 630A ;
- ✓ Sectionneur de terre ;
- ✓ Disjoncteur 630A ;
- ✓ Trois transformateurs de courant 300-600/5+5A 2.5-5VA 5P20 pour la protection et 7.5-15VA inutilisé ;
- ✓ Un sectionneur de terre de têtes de câbles ;
- ✓ Un diviseur capacitif pour indication présence de tension ;
- ✓ Un tore de mesure de courant homopolaire dans le câble ;
- ✓ Un relais SEPAM S02 assurant les fonctions suivantes :
 - 50/51 Max I de phase à deux jeux de réglage ;
 - 50N/51N Max I de terre à deux jeux de réglage ;
 - 27 Minimum de tension de phase ;
 - 27 R Minimum de tension résiduelle ;

- 59 Maximum de tension passe .

❖ La cellule F07

Couplage avec le jeu de barres N⁰02, équipé comme suit :

- ✓ Sectionneur de barre 630 A ;
- ✓ Sectionneur de terre ;
- ✓ Disjoncteur 630A

Cette cellule ne comporte pas de relais de protection ni de mesure. Les protections sont sur la cellule de couplage du jeu de barres N⁰02.

2. Jeu de barres 30KV N⁰2 :630A, 16KA/1s

Ce tableau de mêmes caractéristiques que le tableau N⁰1, comporte sept cellules réparties comme suit :

❖ Cellule F08

Arrivée transformateur T02 60/30KV de 25MVA équipée comme suit :

- ✓ Un sectionneur de terre têtes de câbles ;
- ✓ Un diviseur capacitif pour indication de présence de tension ;
- ✓ Trois TT 30 000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 30VA C1 0.5 ;
- ✓ Trois TC 600/5+5A, 10VA 5P10 pour le SEPAM S02.15 VA 5P20 pour le SEPAM D21 (protection différentielle transformateur) ;
- ✓ Un disjoncteur déblocable 630A ;
- ✓ Un sectionneur de terre coté jeu de barres ;
- ✓ Un relais SEPAM S02 assurant les fonctions suivantes :
 - 50/51 Maximum d'intensité de passe a deux jeux de réglage ;
 - 50N/51N Maximum de courant de terre à deux jeux de réglage ;
 - 27 Minimum de tension ;
 - 27R Minimum de tension rémanente ;
 - 59 maximums de tension.
- ✓ Un régulateur automatique de tension pour le réglage de la tension 30KV par action sur le commutateur de prise coté 60KV.

❖ La cellule F09

Arrivée– départ vers l'ancien poste de livraison 30KV SONALGAZ équipées comme suit :

- ✓ Un sectionneur de barre 630A ;
- ✓ Un sectionneur de terre ;
- ✓ Un disjoncteur 630A ;
- ✓ Trois transformateurs de courant 300-600/5+5A 2.5-5 VA 5P20 pour la protection et 7.5-15 VA inutilisé ;
- ✓ Un sectionneur de terre de têtes de câbles ;
- ✓ Un diviseur capacitif pour indication présence de tension ;
- ✓ Un tore de mesure de courant homopolaire dans le câble ;
- ✓ Un relais SEPAM S02 assurant les fonctions suivantes :

- 50/51 Max I de phase à deux jeux de réglage ;
- 50N/51N Max I de terre à deux jeux de réglage ;
- 27 Minimum de tension de phase ;
- 27R Minimum de tension résiduelle ;
- 59 Maximum de tension phase ;

❖ **Cellules F10(Reserve équipée), F11 (zone énergie) et F12(Silos)**

Équipées comme suit :

- ✓ Un sectionneur de barre 630A ;
- ✓ Un sectionneur de terre ;
- ✓ Un disjoncteur 630A ;
- ✓ Trois transformateurs de courant 200-400/5+5A 2.5-5VA 5P20 pour la protection et 7.5-15VA inutilisé ;
- ✓ Un sectionneur de terre de têtes de câbles ;
- ✓ Un diviseur capacitif pour indication présence de tension ;
- ✓ Un tort de mesure de courant homopolaire dans le câble ;
- ✓ Un relais SEPAM T29 assurant les fonctions suivantes :
 - 50/51 max I de phase à deux jeux de réglage ;
 - 50N/51N Max I de terre à deux jeux de réglage ;
 - 27 Minimum de phase
 - 27 R Minimum de tension résiduelle
 - 49 Image thermique Température transformateur
 - 59 Maximum de tension phase
 - 38 Température transformateur
 - 39T Température transformateur

Ces 3 départs alimentent chacun un transformateur 30000/400V de puissance 3150Kva.

❖ **La cellule F13**

Départ transformateur auxiliaire équipé comme suit :

- ✓ Une interrupteur à commande manuelle avec réserve d'énergie de déclenchement a ressort ;
- ✓ Un sectionneur de mise à la terre ;
- ✓ Trois fusibles de protection (10A) avec percuteur pour ouverture de l'interrupteur en cas de fusion fusible ;
- ✓ Un sectionneur de terre en aval des fusibles ;
- ✓ Un tore de mesure de courant homopolaire ;
- ✓ Un relais de courant homopolaire (51N) type R 110 provoquant une alarme et l'ouverture de l'interrupteur ;
- ✓ Un diviseur capacitif de tension pour indication de présence de tension.

Ce départ alimente un transformateur T12, 30000/400V, 100 kVa, Dyn 11, Ucc=4,5/ servant à l'alimentation des auxiliaires du poste.

❖ La cellule F07

Couplage avec le jeu de barres N01, équipée comme suit :

- ✓ Un sectionneur de barres ;
- ✓ Un sectionneur de terre ;
- ✓ Trois TC 300-600/5+5 A ; 2.5-5 VA pour Sepam S01 7.5-15 VA C1 0.5 libre ;
- ✓ Un relais SEPAM S01 assurant les fonctions suivantes :
 - 50/51 Max I de phase à deux jeux de réglage ;
 - 50N/51N Max I de terre a deux jeux de réglage.

Ce relais Sepam agit sur le disjoncteur 30Kv de la cellule de couplage du jeu de barres N 01.

III.5.Description d'équipements de protection et de mesure

Les équipements de protection et de mesure assurent des fonctions importantes et très diverses.

Ils remplissent trois grandes fonctions principales :

- Ouverture et fermeture des circuits ;
- Réglage du courant ;
- Surveillance et protection des appareils et des circuits.

III.5.1 Equipements de protection**III.5.1.1. Disjoncteurs**

Dans l'entreprise on trouve deux types de disjoncteurs sont employés dans le réseau :

❶ Disjoncteur du type SB6-72U

Equipé d'une chambre de coupure à auto-soufflage de SF₆ (hexafluorure de soufre), comporte 3 pôles indépendants et une platine électrique située dans le compartiment basse tension et pilotant le fonctionnement tripolaire du disjoncteur. L'appareil est équipé d'un mécanisme de commande mécanique à accumulation d'énergie .



Figure III.6 : Disjoncteur de type SB6-72U.

Les caractéristiques techniques du disjoncteur de type SB6-72U sont représentés dans le tableau suivant :

| | | |
|---|--------------|-----------|
| Tension assignée | | 72 kV |
| Tension de service | | 60kV |
| Fréquence industrielle | | 50Hz |
| Tension de tenue assignée à 50Hz | | 140 kV |
| Tension de tenue assignée au choc de foudre : 1,2/50 μ s | | 325 kV |
| Courant de courte durée admissible assignée | | 25 kA / s |
| Courant assigné | | 1250 A |
| POUVOIRE DE COUPURE | Interrupteur | 25 kA |
| | Disjoncteur | 72 kA |

Tableau.III.3 : Caractéristiques du disjoncteur de type SB6-72U

② Disjoncteur de type SF1

Le disjoncteur SF1 est constitué de trois pôles séparés, fixés sur une structure supportant la commande. Chaque pôle renferme toutes les parties actives dans une enveloppe isolante remplie de SF6 à la pression relative maximale de 2 bars. Elle répond au système à pression scellé [1].



Figure.III.7 : Disjoncteur de type SF1

Les caractéristiques techniques de ce disjoncteur sont représentées dans le tableau suivant :

| | | |
|---|--------------|-----------|
| Tension assignée | | 36 kV |
| Tension de service | | 30kV |
| Fréquence industrielle | | 50Hz |
| Tension de tenue assignée à 50Hz | | 70 kV |
| Tension de tenue assignée au choc de foudre : 1,2/50µs | | 170 kV |
| Courant de courte durée admissible assignée | | 16 kA / s |
| Courant assigné | | 630 A |
| POUVOIRE DE COUPURE | Interrupteur | 630 A |
| | Disjoncteur | 16 kA |

Tableau III.4 : Caractéristiques du disjoncteur SF1

III.5.1.2. Sectionneurs et interrupteurs

❶ Sectionneur

❖ Rôle

Le sectionneur est un appareil mécanique de connexion, capable d'ouvrir et de fermer un circuit lorsque le courant est nul afin d'isoler la partie en aval avec le sectionneur.

❖ Emploi

Les sectionneurs sont utilisés pour effectuer à vide les manœuvres d'isolements des lignes ou des réseaux pour entretien et réparation.

Ils comportent souvent un dispositif de mise à la terre de la ligne isolée .

❷ Interrupteur

❖ Rôle

Sont des appareils utiliser pour ouvrir ou à fermer un circuit électrique.

Ils possèdent un certain pouvoir de coupure, en général ils peuvent couper sous tension nominale un courant d'une intensité égale à l'intensité nominale. Le pouvoir de coupure peut être renforcé sur certains appareils.

Le pouvoir de fermeture est suffisant pour permettre la fermeture en charge des interrupteurs. Certains interrupteurs sont susceptibles de remplir également avec réserve des fonctions de sectionnements c'est-à-dire d'assurer la sécurité d'isolement.

❖ **Emploi**

Appareil employé en MT jusqu'à 36kV avec intensité nominale de 50 à 2000A.

③ **Les interrupteurs et les sectionneurs**

Utilisés dans le réseau ont trois contacts rotatifs placés dans une enveloppe, remplie de gaz à une pression relative de 1,5 bar (1500 hPa). Ce système offre toutes les garanties d'utilisation l'exploitant.

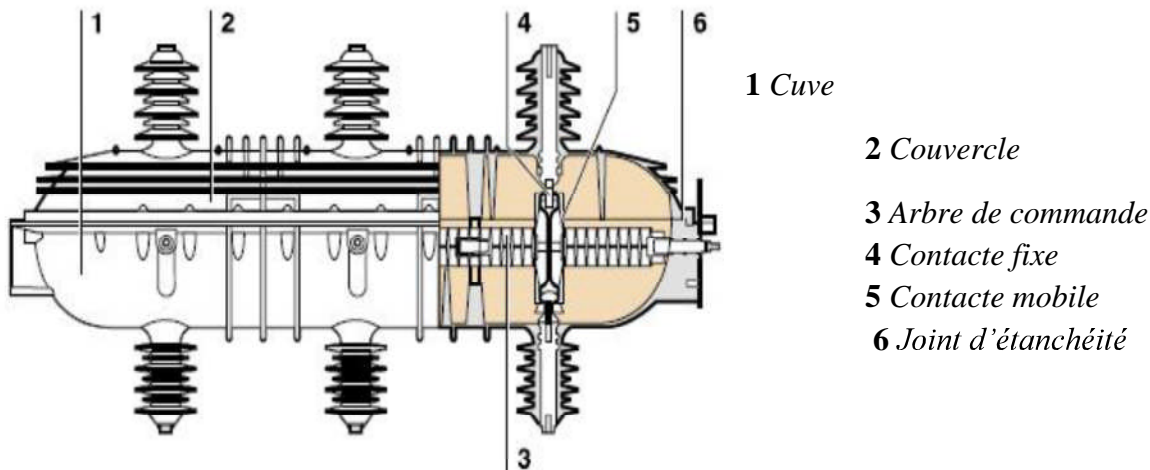


Figure.III.8. Représentation d'un Sectionneur et interrupteur

III.5.1.3: Les relais de protection

○ Relais de protections SEPAM[16][17]

La gamme de relais de protection SEPAM est adaptée à toutes les applications de protection des réseaux moyenne tension de distribution publique ou industrielle, Le SEPAM a été conçu et réalisé pour assurer l'ensemble des fonctions : protections, mesures, logique de commande et de signalisation.

Ils existent deux versions de SEPAM dans le réseau à savoir :

a) SEPAM 1000+

SEPAM 1000+ est une gamme d'unités de protection et de mesures, simple et fiable, destinée à exploiter les machines et les réseaux de distribution électrique des installations industrielles et des sous-stations des distributeurs d'énergie pour tous les niveaux de tension.

Cette unité de protection adaptée à chaque besoin applicatif permet d'atteindre un rapport coût / fonction optimum.



Fig. III.9 Relais de protection de type SEPAM 1000+

La gamme **Sepam 1000+** est composée de différents types correspondant chacun à une application :

- Sepam 1000+ **S20** : protection des sous-stations (arrivées et départs) ;
- Sepam 1000+ **T20** : protection des transformateurs ;
- Sepam 1000+ **M20** : protection des moteurs ;
- Sepam 1000+ **B21** : mesures et protections de tension pour les jeux de barres ;
- Sepam 1000+ **B22** : protection de découplage.

✓ Principales fonctions du Sepam 1000+

○ Protections

- Protection phase et protection terre à temps de retour ajustable, avec possibilité de basculement du jeu de réglage actif par ordre logique ;
- Protection terre insensible aux enclenchements des transformateurs ;
- Détection de déséquilibre des phases ;
- Protection thermique RMS prenant en compte la température de fonctionnement extérieure et les régimes de ventilation ;
- Protection dérivée de fréquence (df/dt) pour un découplage rapide et sûr.

○ Communication

Sepam 1000+ est totalement compatible avec le standard de communication Modbus.

Toutes les informations nécessaires pour exploiter l'équipement à distance depuis un superviseur sont accessibles par le port de communication Modbus :

- En lecture : toutes les mesures, les alarmes, les réglages, etc.
- En écriture : les ordres de télécommande de l'appareil de coupure, etc.

- **Diagnostic**

Trois types d'information de diagnostic pour une meilleure exploitation :

- Diagnostic réseau : courant de déclenchement, taux de déséquilibre, oscillographie, etc. ;
- Diagnostic appareillage : Temps de manœuvre, etc.
- diagnostic de l'unité de protection et de ses modules complémentaires : résultat des autotests, chien de garde, etc.

- **Commande et surveillance**

Logique de commande disjoncteur et signalisation programmées ne nécessitant ni reliage auxiliaire ni câblage complémentaire.

- **Logiciel IHM expert**

Le logiciel **SFT 2841** sur PC donne accès à toutes les fonctions de Sepam 1000+, avec toutes les facilités et tout le confort offert par un environnement de type Windows.



Figure.III.10 :Schéma d'interconnexion du relais de type SEPAM 1000 +

b) Sepam 2000

Le Sepam 2000 est une unité multifonctionnelle à microprocesseur qui réunit dans un seul boîtier :

- La commande et la surveillance du disjoncteur ou du contacteur associé ;
- La mesure des grandeurs électriques ;
- L'affichage des messages d'exploitation ;
- La protection du réseau et des machines alimentées.



Figure.III.11 : Relais de protection de type SEPAM 2000

Il dispose :

- ✓ Unité de base avec différents types d'Interface Homme-Machine (1) ;
- ✓ Une association de fonctions de mesures et protections, Ces fonctions sont programmées en usine dans la cartouche mémoire amovible du Sepam 2000 (2) ;
- ✓ Des interfaces d'entrées et de sorties logiques (3) ;
- ✓ Ports de communication indépendants (4) ;
- ✓ des entrées pour sondes de température (5) ;
- ✓ Sortie analogique bas niveau (6);
- ✓ Module contrôle de synchronisme (7).
- ✓ Automate programmable intégré et modulaire (programmation de fonctions).

Tous les Sepam 2000 peuvent être équipés de l'option communication pour permettre de raccorder les Sepam 2000 à un superviseur ou un ordinateur équipé d'une voie de communication.

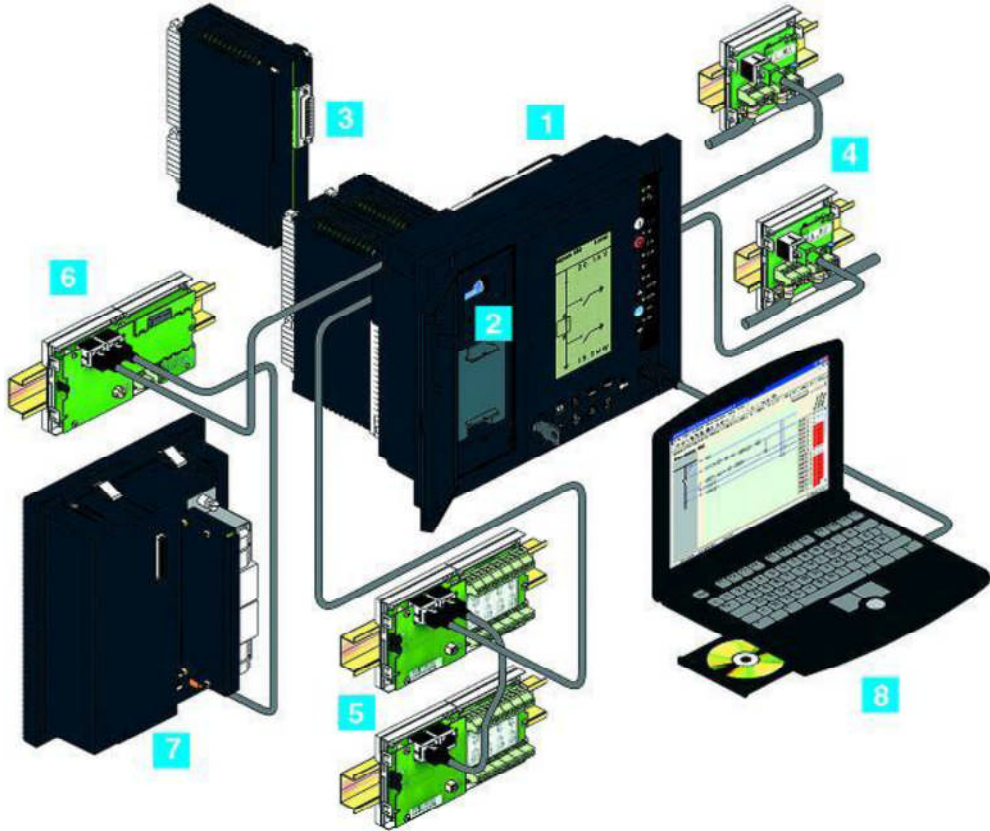


Fig. III.12 Schéma d'interconnexion du relais de type SEPAM 20000

III.6.Équipements de mesure

III.6.1. Transformateurs de mesures

III.6.1.1. Transformateur de courant

Les transformateurs de courant servent à l'alimentation des appareils de mesure, de comptage ou de contrôle. Ils mesurent des valeurs de courant primaire de 50 A à 2500 A.



Figure III.13 : présentation d'un Transformateur de courant

Les parties actives des transformateurs de courant à isolement sec utilisés sont intégrées dans une enveloppe en résine. Ces transformateurs compacts ont de très bonnes caractéristiques électriques et mécaniques et sont particulièrement bien protégés contre les risques d'incendie.

Ils fournissent la puissance aux circuits courant des appareils de mesure et de protection [2].

- Courant primaire : selon la demande du client ;
- Courant secondaire nominal : 1A ou 5A ;

Le nombre d'enroulements secondaires, classe de précision des enroulements et charge nominale selon la liste des équipements

III.6.1.2. Transformateurs de tension

Les transformateurs de tension, Fig. III.14, servent à l'alimentation :

- Des appareils de mesure, de comptage ou de contrôle,
- Des relais ou organes de protection.

Ils sont installés à l'intérieur de compartiment raccordement câbles pour les cellules arrivées/départs et dans le compartiment jeu de barres pour les cellules couplage et remontée de barre.



Figure.III.14 :Présentation d'un Transformateur de Tension

Les parties actives des transformateurs de tension à isolement sec utilisés sont intégrées dans une enveloppe en résine. Ces transformateurs compacts ont de très bonnes caractéristiques électriques et mécaniques et sont particulièrement bien protégés contre les risques d'incendie.

- Tension primaire nominal : selon la demande du client ;
- Tension nominale secondaire : $100/\sqrt{3}$ V ;
- Le nombre d'enroulements secondaires, classe de précision des enroulements et charge nominale selon la liste des équipements.

III.6.1.3.Tores homopolaires CSH 120, CSH 200 [

Les tores homopolaires CSH 120, CSH 200, Fig. , permettent une protection plus sensible par la mesure directe du courant de défaut à la terre.

Conçus spécifiquement pour la gamme SEPAM, ils peuvent être raccordés directement sur l'entrée "courant résiduel" de SEPAM.



Figure.III.15 : Tores homopolaires CSH 1

Ils diffèrent uniquement par leur diamètre intérieur et peuvent fonctionner sur deux calibres d'entrée :

- Calibre entrée 2 A avec un réglage de seuil de 0,1 A à 20 A,
- Calibre entrée 30 A avec un réglage de seuil de 1,5 A à 300 A.

L'isolement base tension des CSH n'autorise leur emploi que sur des câbles.

➤ **Caractéristiques**

- Diamètre intérieur :
 - CSH 120 : \varnothing 120 mm ;
 - CSH 200 : \varnothing 200 mm ;
- Précision : (+ ou -) 5% ;
- Rapport de transformation : 1/470 ;
- Intensité maximale admissible : 20kA-1 seconde ;
- Température de fonctionnement : - 25 °C à +70 °C ;
- Température de stockage : - 40 °C à +85 °C.

III.7. Equipements de puissance

III.7.1. Générateurs de la centrale Diesel (GD1 à GD7)

❖ GD1, GD2, GD6, GD7

Chaque générateur a les caractéristiques suivantes :

- Puissance nominale apparente : $S_n = 2\text{MVA}$;
- Puissance nominale active : $P_n = 1600\text{kW}$;
- Facteur de puissance : $\cos \varphi = 0.8$.

❖ GD3, GD4, GD5

- Puissance nominale apparente: $S_n = 2\text{MVA}$;
- Puissance nominale active : $P_n = 1600\text{kW}$;
- Facteur de puissance : $\cos \varphi = 0.8$.

III.7.2. Générateurs du central thermique (cogénération) (G1 et G2)

La centrale comprend deux alternateurs de type JISALT 435 MEGA.

L'alternateur JISALT 435 MEGA est une machine synchrone de type triphasé, à quatre pôles, à arbre horizontal et auto ventilée.

❖ **Caractéristiques des deux alternateurs**

| | |
|-------------------------------------|----------------------------|
| Puissance apparente S_n | 31375 kVA |
| Puissance active P_n | 25100 kW |
| Facteur de puissance $\cos \varphi$ | 0.8 |
| Vitesse | 1500 tr / min |
| Survitesse | 1800 tr / min pendant 2min |
| Tension nominale U_n | 11 kV |
| Courant nominal I_n | 1647 A |
| Fréquence F | 50 Hz |
| Indice de protection | IP 54 |
| Indice de refroidissement | IC 8A1W7 |
| Mode d'excitation | tournante |
| Type d'excitation | ETAA |

Tableau III.5. Caractéristiques des générateurs**III.7.2. Présentation des différents transformateurs de puissances****III.7.2.1. Transformateurs du poste 60kV**❖ Chaque transformateur est caractérisé par :

| Puissance nominale S_n | Tensions nominales primaire /secondaire | Tension de court-circuit ($U_{cc}\%$) | Couplage |
|--------------------------|---|---|-------------|
| 25MVA | 63kV / 31.5kV | 11% | Y_n / Y_n |

Tableau III.6. Caractéristiques des transformateurs du poste 60kV**III.7.2.2. Transformateurs de la centrale diesel**❖ **Transformateurs T1, T2, T6, T7**

Chacun a ces caractéristiques suivantes :

| Puissance nominale S_n | Tensions nominales primaire /secondaire | Tension de court-circuit ($U_{cc} \%$) | Couplage |
|--------------------------|---|--|----------|
| 2MVA | 400V / 30kV | 7% | Dyn11 |

Tableau III.7. Caractéristiques des transformateurs T1, T2, T6, T7

❖ Transformateurs T3, T4, T5

Chacun a les caractéristiques suivantes :

| Puissance nominale S_n | Tensions nominales primaire /secondaire | Tension de court- circuit ($U_{cc}\%$) | Couplage |
|-----------------------------|--|---|----------|
| 1.6MVA | 400V / 30kV | 6.5% | Dyn11 |

Tableau.III.8. Caractéristiques des transformateurs T3, T4, T5

III.7.2.3. Transformateurs de la centrale thermique (Tr WEG N°1 et Tr WEG N°2)

Elle contient deux transformateurs identiques, chacun a les caractéristiques suivantes :

| Puissance nominale S_n | Tensions nominales primaire /secondaire | Tension de court- circuit ($U_{cc}\%$) | Couplage |
|-----------------------------|--|---|----------|
| 32MVA | 11kV / 30kV | 12% | Dyn11 |

Tableau.III.9. Caractéristiques des transformateurs de la centrale-turbo alternateursD)

III.7.3. Présentation des différents jeux de barres

III.7.3.1. Jeu de barre 60kV

| Tension de service | Courant nominale | Tenue thermique | Longueur | Fréquence |
|-----------------------|---------------------|--------------------|----------|-----------|
| 63kV | 1250A | 25kA / S | 12 m | 50Hz |

Tableau III.10 Caractéristiques du jeu de barre 60kV

III.7.3.2. Jeu de barre 30kV

Les caractéristiques de ce jeu de barre sont données dans le tableau suivant :

| Longueur | Tension de service | Tension d'isolement | Courant nominale | Tenue thermique | Fréquence |
|----------|-----------------------|------------------------|---------------------|--------------------|-----------|
| 13,6m | 30kV | 36kV | 630A | 16kA/s | 50Hz |

Tableau III.11 : Caractéristiques des jeux de barres 30kV

III.7.3.3. Jeu de barre Cogénération

| Tension de service | Tension d'isolement | Courant nominale | Tenue thermique | Longueur | Fréquence |
|-----------------------|------------------------|---------------------|--------------------|----------|-----------|
| 30kV | 36kV | 1250A | 25kA/s | 8m | 50Hz |

Tableau III.12 : Caractéristiques du jeu de barre cogénération

III.7.4. Description des câbles électrique [14]

III.7.4.1. Conducteur isolé

Un conducteur isolé est un ensemble formé d'une âme conductrice et de sont enveloppe isolant.

L'enveloppe isolante est souvent recouverte d'une coloration soit monochrome, soit bicolore en fonction des demandes des clients ou normalisation.

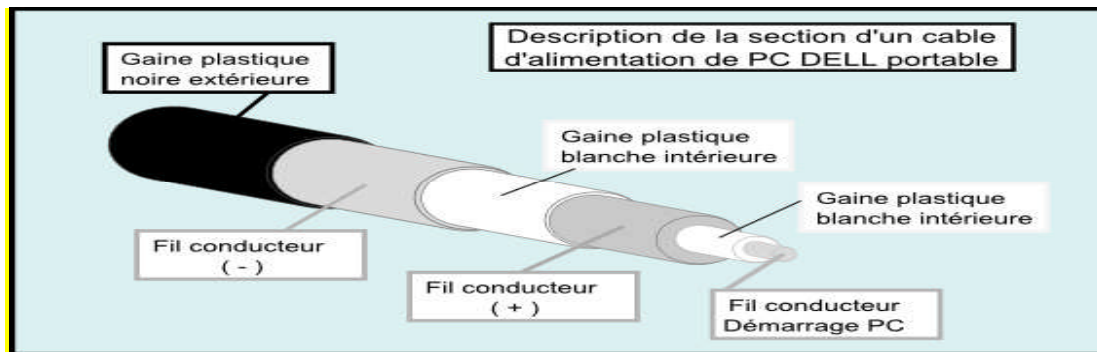


Figure.III.16 : Conducteur isolé

III.7.4.2. Câble unipolaire

Un câble unipolaire est un conducteur isolé comportant en plus une ou plusieurs gaines de protection.

Le câble unipolaire est souvent utilisé à partir d'une section .En effet ; lorsque la section est relativement important, il devient plus difficile de cintrer un ensembles de conducteur.

De même, le refroidissement d'un câble unipolaire est meilleur.

La différence avec un conducteur est aussi une protection accrue contre les agressions externes au câble (écrasement, chocs, produit chimique ...).

III.7.4.3. Câble multipolaire

Un câble multipolaire est un ensemble de conducteurs électriquement distincts mais comportant une protection commune.

▪ Caractéristique des câbles

a) L'âme

✓ Caractéristique électrique

L'âme doit présenter une résistivité très faible pour éviter les pertes par effet joule.

La résistance du conducteur à une température différente de 20°C est donnée par la

Norme CEI 60909-0 : $R_0 = [1 + 0,004(\varnothing - 20^\circ\text{C})] + R_{20^\circ\text{C}}$

✓ Caractéristiques mécaniques

Elle doit être assez souple pour suivre les tracés des canalisations. Elle est dite massive lorsqu'elle est constituée d'un seul conducteur ; elle est dite câblée quand elle est formée de plusieurs brins en torons.

Les classes de souplesse :

La souplesse d'un câble dépend du nombre de brin pour une même section de conduction. Elle est définie en 6 classes

Les âmes les plus rigides : classe 1, Les âmes les plus souples : classe 6

b) L'enveloppe isolante

Matière entourant l'âme destinée à assurer son isolation elle doit comporter :

Des propriétés bien précises :

- Électrique : forte résistivité, rigidité diélectrique élevée
- Physique, chimique : bonne résistance à la corrosion et au feu
- Mécanique : bonne résistance à la traction
- Au vieillissement, résistance à l'humidité, à la corrosion et au feu

Matériaux utilisés :

- PVC : polychlorure de vinyle
- PRC : polyéthylène réticulé
- RC : caoutchouc vulcanisé

c) Gaine extérieure de protection

On emploie comme matériaux de gainage soit des matériaux isolants comme précédemment soit des matériaux métalliques tels que le plomb, l'aluminium ou encore le feuillard d'acier

d) Couleurs de matériaux

PE : rayé vert /jaune N bleu

III.7.5. Bilan de puissance

Pour étudier une installation, la connaissance de la réglementation est un préalable.

Le mode de fonctionnement des récepteurs (régime normal, démarrage, simultanéité, etc.), et la localisation, sur le plan de ou des installations industrielles, des puissances utilisées permettent de réaliser un bilan des puissances installées et utilisées et, ainsi, d'en déduire la puissance et le nombre des sources nécessaires au fonctionnement de l'installation.

Des informations concernant la structure tarifaire sont aussi nécessaires pour faire le meilleur choix du raccordement de l'installation au réseau au niveau de la moyenne tension ou de la basse tension.

III.7.5.1. La puissance d'une installation industrielle

Afin de concevoir une installation, il est nécessaire d'estimer le plus justement possible la puissance maximale (puissance d'utilisation) que devra fournir le distributeur d'énergie. [3]

III.7.5.2. Puissance installée (kW)

La puissance installée (kW) est la somme des puissances nominales de tous les récepteurs de l'installation.

L'indication de la puissance nominale (P_n) est marquée sur la plupart des appareils et équipements électriques.

III.7.5.3 Puissance absorbée P_a (kVA)

La puissance absorbée P_a par une charge (qui peut être un simple Appareil) est obtenue à partir de sa puissance nominale (corrigée si nécessaire, Comme indiqué ci-dessus pour les appareils d'éclairage, etc.).

III.7.5.4. Puissance d'utilisation P_u (kVA)

De fait les récepteurs ne fonctionnent pas tous ni en même temps ni à pleine Charge : des facteurs de simultanéité (k_s) et d'utilisation (k_u) permettant de pondérer la puissance apparente maximale réellement absorbée par chaque récepteur et groupes de récepteurs.

La puissance d'utilisation P_u est la donnée significative pour la souscription d'un Contrat de fourniture en énergie électrique à partir d'un réseau public BT ou MT (et dans ce cas, pour dimensionner le transformateur MT/BT).

On introduit quatre coefficients :

Facteur d'utilisation maximale (k_u)

Le régime de fonctionnement normal d'un récepteur peut être tel que sa puissance utilisée soit inférieure à sa puissance nominale installée, d'où la notion de facteur d'utilisation. Le facteur d'utilisation s'applique individuellement à chaque récepteur.

Facteur de simultanéité (k_s)

Tous les récepteurs installés ne fonctionnent pas simultanément.

C'est pourquoi il est permis d'appliquer aux différents ensembles de récepteurs (ou de circuits) des facteurs de simultanéité.

Le facteur de simultanéité s'applique à chaque regroupement de récepteurs

Facteur de simultanéité pour un immeuble

Dans le cas d'abonnés utilisant le chauffage électrique par accumulation, le facteur conseillé est de 0,8 quel que soit le nombre d'abonnés.

Facteur de simultanéité pour les armoires de distribution

Les valeurs estimées de k_s pour un tableau de distribution alimentant un nombre de circuits pour lesquels il n'y a aucune information sur la manière dont la charge totale est répartie entre eux.

Si l'armoire est composée principalement de circuits d'éclairage, il est prudent de Majorer ces facteurs.

III.8.Application :

Calculer les trois types de courant de court-circuit (monophasée, biphasée, triphasée)

A chaque partie de l'installation (réseau MT de complexe cevital) dans le but de dimensionner les appareils de coupure (disjoncteurs) et paramétrage de la SEPAM (réglage de protection).

III.8.1 : Le schéma du réseau à étudier

L'alimentation s'effectue en courant triphasé 63 KV provenant du sonelgaz, l'énergie évacuée sur le réseau moyen tension à travers deux (02) transformateurs identiques universel (abaisseurs, élévateurs) montés en parallèles (63/30) KV ; de puissances 25 MVA chacun, et une centrale thermique de deux transformateurs élévateurs (11/30) KV de puissance de 32MVA.

III.8.2.Methode de calcul :

Pour le calcul des paramètres du réseau lors de l'apparition d'un défaut de court-circuit:

- on établit le schéma général du réseau HTA de complexe Cevital, nous supposons sur le même schéma trois types de court-circuit se produisant sur les différents jeux de barres de l'installation ;
- on ramène toutes les impédances à la tension aux points de défauts ;
- on simplifie le schéma en associant les impédances série et parallèle ;
- calculer les courants de court-circuit (monophasé, biphasé, triphasé) ;

III.8.3.choix de la valeur de base :

➤ cote 60KV : $S_b = 50\text{MVA}$, $U_b = 63\text{KV}$

$$Z_{b_{60}} = \frac{U^2}{S_b} = \frac{63^2}{50} = 79.38\Omega$$

$$I_{b_{60}} = \frac{S_b}{\sqrt{3}U_b} = \frac{50}{\sqrt{3} * 63} = 458.75\text{A}$$

➤ **Cot 30KV** : $S_b = 50\text{MVA}$; $U_b = 30\text{KV}$:

$$Z_{b_{30}} = \frac{U^2}{S_b} = \frac{30^2}{50} = 18\Omega$$

$$I_{b_{30}} = \frac{S_b}{\sqrt{3}U_b} = \frac{50}{\sqrt{3} * 30} = 963.4\text{A}$$

III.8.4 .Calcul des impédances en (pu) :**Exemple de calcul :**

Pour transformateur T02 on a les données suivantes :

$$S_n = 25\text{MVA}, U_n = 30\text{KV}, S_b = 50\text{MVA}, U_b = 30\text{KV}$$

$$P_{cc} = 151\text{KW}.$$

$$\text{On a } Z_T = \frac{U_{cc}}{100} \frac{U_n^2}{S_n} \quad Z_T = \frac{11}{100} * \frac{(30)^2}{25} = 3.96\Omega$$

$$R_T = P_{cc} \frac{U_n^2}{S_b^2} \quad R_T = 115 \frac{(30 * 10^3)^2}{(50 * 10^6)^2} = 0.0165\Omega$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 + R_T^2} = \sqrt{(3.96)^2 - (0.0165)^2} = 3.96\Omega$$

Donc $\frac{R}{X} \ll \ll$ alors on néglige les résistances et on calcule directement L'impédances pour les autres éléments du réseau :

❖ Réseau amont :

$$Z_{RA}(\Omega) = \frac{U^2}{S_{cc}} = \frac{63^2}{450} = 8.82\Omega$$

$$Z_{RA}(\Omega) = 8,82\Omega$$

$$Z_{RA}(pu) = \frac{Z(\Omega)}{Z_b(\Omega)} = \frac{8.82}{79.38} = 0.11pu$$

$$Z_{RA}(pu) = 0.11pu$$

❖ La ligne Bougie 1 Cevital :

$$Z = X_0 * L$$

$$X_0 = 0.084\Omega / KM$$

$$L = 1.8KM$$

$$Z(\Omega) = 0.084 * 1.8 = 0.1512\Omega$$

$$Z(\Omega) = 0.1512\Omega$$

$$Z(pu) = \frac{Z(\Omega)}{Z_b} = \frac{0.01512}{79.38} = 0.0019 pu$$

$$Z(pu) = 0.0019 pu$$

❖ Transformateur T01 et T02 :

$$Z(\Omega) = \frac{U_{cc} U^2}{100 S_n} = \frac{11 \cdot 30^2}{100 \cdot 25} = 3.96\Omega$$

$$Z(\Omega) = 3,96\Omega$$

$$Z(pu) = \frac{Z(\Omega)}{Z_b(\Omega)} = \frac{3.96}{18} = 0.22 pu$$

$$Z(pu) = 0.22 pu$$

❖ Transformateur cogénération WEG1 et 2 :

$$Z(\Omega) = \frac{U_{cc} U^2}{100 S_n} = \frac{12 \cdot 30^2}{100 \cdot 32} = 3.75\Omega$$

$$Z(\Omega) = 3,75\Omega$$

$$Z(pu) = \frac{Z(\Omega)}{Z_b(\Omega)} = \frac{3.375}{18} = 0.1875 pu$$

$$Z(pu) = 0.1875 pu$$

❖ **Alternateur cogénération G1 et G2 :**

$$Z(\Omega) = \frac{X_{cc} U^2}{100 S_n} = \frac{13.8 \cdot 30^2}{100 \cdot 32} = 3.88\Omega$$

$$Z(\Omega) = 3,881\Omega$$

$$Z(pu) = \frac{Z(\Omega)}{Z_b(\Omega)} = \frac{3.881}{18} = 0.2156 pu$$

$$Z(pu) = 0.2156 pu$$

❖ **Transformateur groupe diesel 1, 2, 6,7 :**

$$Z(\Omega) = \frac{U_{cc} U^2}{100 S_n} = \frac{7 \cdot 30^2}{100 \cdot 2} = 31.5\Omega$$

$$Z(\Omega) = 31,5\Omega$$

$$Z(pu) = \frac{Z(\Omega)}{Z_b(\Omega)} = \frac{31.5}{18} = 1.75 pu$$

$$Z(pu) = 1.75 pu.$$

❖ **Transformateurs groupe diesel 3, 4,5 :**

$$Z(\Omega) = \frac{U_{cc} U^2}{100 S_n} = \frac{6.5 \cdot 30^2}{100 \cdot 1.6} = 36.56\Omega$$

$$Z(\Omega) = 36,56\Omega$$

$$Z(pu) = \frac{Z(\Omega)}{Z_b(\Omega)} = \frac{36.56}{18} = 2.0311 pu$$

$$Z(pu) = 2.0311 pu.$$

❖ **Générateur groupe diesel 1, 2, 6,7 :**

$$Z(\Omega) = \frac{X_{cc} U^2}{100 S_n} = \frac{15 \cdot 30^2}{100 \cdot 2} = 67.5\Omega$$

$$Z(\Omega) = 67,5\Omega$$

$$Z(pu) = \frac{Z(\Omega)}{Z_b(\Omega)} = \frac{67.5}{18} = 3.75 pu$$

$$Z(pu) = 3.75 pu.$$

❖ **Générateur groupe diesel 3,4 ,5 :**

$$Z(\Omega) = \frac{X_{cc} U^2}{100 S_n} = \frac{15 \cdot 30^2}{100 \cdot 1.6} = 84.375 \Omega$$

$$Z(\Omega) = 84,375 \Omega$$

$$Z(pu) = \frac{Z(\Omega)}{Z_b(\Omega)} = \frac{84.375}{18} = 4.68 pu$$

$$Z(pu) = 4.68 pu.$$

✓ **Calcule des impédances Z_i , Z_d , Z_o en pu :**

- On a pour tous les tronçons de l'installation :

$$Z_d(pu) = Z_i(pu) = \frac{Z(\Omega)}{Z_b}$$

- **Calcule l'impédance homopolaire Z_o :**

❖ **Réseau amont :**

$$Z_o = Z_d = 0.11 pu$$

❖ **Ligne bougie 1 cevital :**

$$Z_0 = 3Z_d = 3 \cdot 0.0019 = 0.0057 pu$$

❖ **Transformateur T01 et T02 :**

$$Z_0 = Z_d = 0.22 pu$$

$$Z_{0N_{\cot 60}} = 3 \cdot 0.025 = 0.075 pu$$

$$Z_{0N_{\cot 30}} = 3 \cdot 3.78 = 11.34 pu$$

❖ **Transformateur cogénération WEG1 et 2 :**

$$Z_0 = Z_d = 0.1875 pu$$

$$Z_{0N} = 3 \cdot 4.78 = 14.34 pu$$

❖ **Alternateur cogénération G1 et G2 :**

$$Z_0 = 0.5Z_d = 0.1078 pu$$

$$Z_{0N} = 3 \cdot 132.23 = 396.69 pu$$

❖ **Transformateurs groupe diesel 1, 2, 6,7 :**

$$Z_0 = Z_d = 1.75 pu$$

- ❖ Transformateurs groupe diesel 3, 4,5 :

$$Z_0 = Z_d = 2.03125 pu$$

- ❖ Générateur groupe diesel 1, 2, 6,7 :

$$Z_0 = 0.5Z_d = 1.875 pu$$

- ❖ Générateur groupe diesel 3.4.5 :

$$Z_0 = 0.5Z_d = 0.5 * 4.6875 = 2.34375 pu$$

Les valeurs des impédances calculées de différents tronçons de réseau dans le tableau suivant :

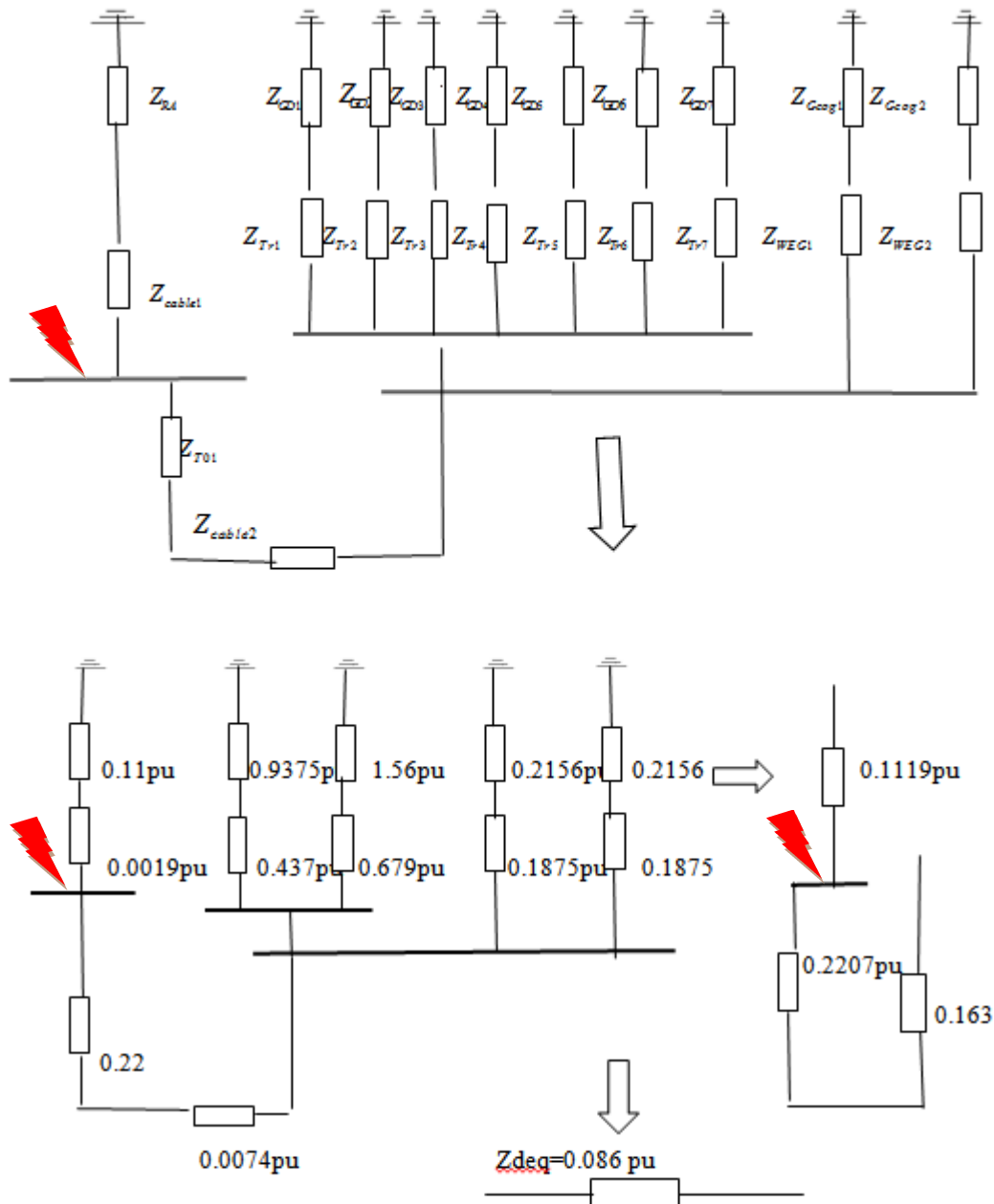
| tronçon | Impédance En (Ω) | $Z_d (pu) = Z_i (pu) = \frac{Z(\Omega)}{Z_b}$ | Zo en (pu) |
|--|---|---|---|
| Réseau amont | Z=8.82 | Z=0.11 | Zo=0.11 |
| La ligne bougie 1 cevital | Z=0.1512 Ω | Z=0.0019 | Zo=0.0057 |
| Transformateur T01 et T02 | Z=3.96 $Z_{N_{cot\ 60}} = 2$ $Z_{N_{cot\ 30}} = 68$ | Z=0.22 $Z_{N_{cot\ 60}} = 0.025$ $Z_{N_{cot\ 30}} = 3.78$ | Zo=0.22 $Z_{N_{cot\ 60}} = 0.075$ $Z_{N_{cot\ 30}} = 11.34$ |
| Transformateur Cogénération WEG1et 2 | Z=3.375 $Z_N = 396.69$ | Z=0.1875 $Z_N = 4.78$ | Zo=0.1875 $Z_N = 14.34$ |
| Alternateur Cogénération G1 et G2 | Z=3.881 $Z_N = 320$ | Z=0.2156 $Z_N = 132.23$ | Zo=0.1078 $Z_N = 396.69$ |
| Transformateur Groupe diesel 1, 2, 6,7 | Z=31.5 | Z=1.75 | Zo=1.75 |
| Transformateur Groupe diesel 3, 4,5 | Z=36.56 | Z=2.0311 | Zo=2.03125 |
| Générateur Groupe diesel 1, 2, 6,7 | Z=67.5 | Z=3.75 | Zo=1.875 |
| Générateur Groupe diesel 3, 4,5 | ❖ Z=84.37 | Z=4.68 | Zo=3.343 |

Tableau III.14 : impédances de chaque tronçon.

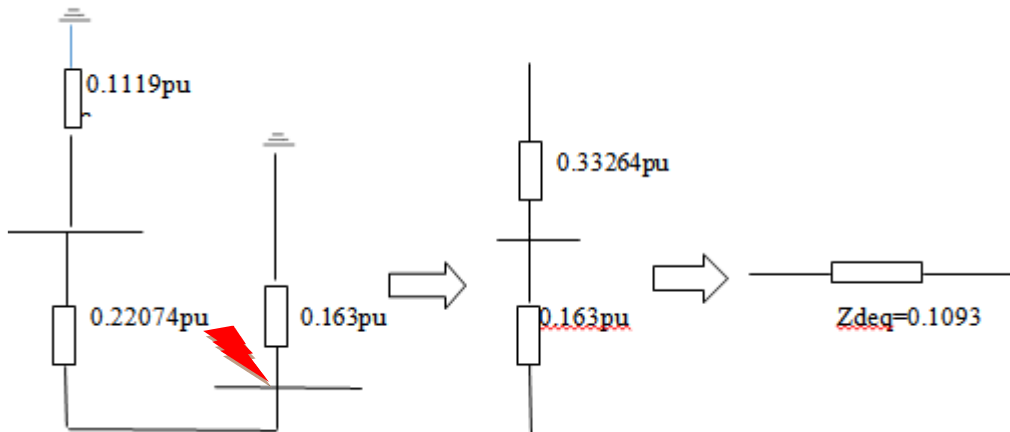
III.8.5. Calcul les composantes équivalentes directes et inverse :

Exemple 01 : pour le cas d'un défaut sur le jeu de barre 60KV :

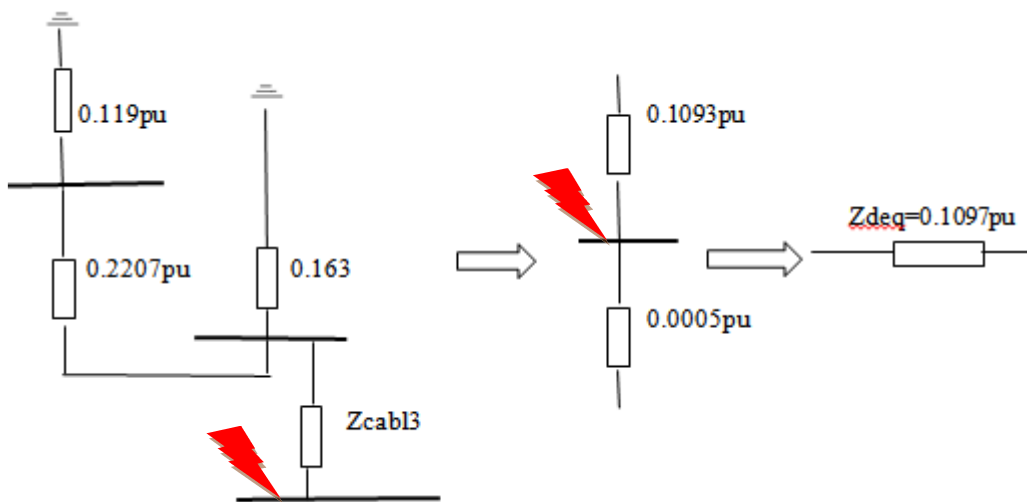
On a le schéma équivalent suivant :



Exemple 02 : pour le cas d'un défaut sur le jeu de barre 30kv :



Exemple 03 : pour le cas d'un défaut sur le jeu de barre distribution poste 30kv N01 :



Calcule l'impédance de câble Z_{cable3} :[18]

Les impédances des câbles s'estiment à l'aide des formules ci-dessous:

$$R = \rho * 10^2 \frac{L_c}{n_c * S_c} \dots\dots\dots(1)$$

ρ : Résistivité du conducteur en $Z_{dJDBdistribution1} = Z_i = 0.1097 pu$.

S_c : Section du conducteurs en mm^2 .

n_c : Nombre de conducteur en parallèle.

L : longueur du conducteur en m :

$$X_{cable3} = \lambda \frac{L_{cable3}}{n_{cable3}}$$

λ : Réactance linéique du conducteur en $m\Omega / m$.

S_c : Section du conducteur en mm^2

n_c : Nombre de conducteurs en parallèle.

L : longueur du conducteur en m.

| Réactance linéique des conducteurs à utiliser en fonction du type de câble et de son mode de pose | |
|---|--|
| Câbles et poses | Réactance linéique λ [$m\Omega / m$] |
| Câbles multiconducteurs ou câbles monoconducteurs en trèfle | 0.08 |
| Câbles monoconducteurs jointifs en nappe | 0.09 |
| Câbles monoconducteurs séparés de plus d'un diamètre | 0.13 |

Tableau III.15 : Réactance linéique des câbles

| Résistivité des conducteurs à utiliser en fonction du type du court-circuit calculé | | | |
|---|---------------------------------------|---------|--------|
| ρ_0 : Résistivité des conducteurs a $20^\circ C$ | | | |
| Défaut | résistivité | Cu | Al |
| I_{cc} maximum | ρ_1 | 0.01851 | 0.0294 |
| I_{cc} minimum | Disjoncteur $\rho_1 = 1.25 \rho_0$ | 0.02314 | 0.0368 |
| | Fusible $\rho_1 = 1.5 \rho_0$ | 0.02777 | 0.0441 |
| If | $\rho_1 = 1.25 \rho_0$ | 0.02314 | 0.0368 |
| Contraintes thermiques | $\rho_1 = 1.25 \rho_0$ | 0.02314 | 0.0368 |

Tableau III.16 : Résistivité des conducteurs

D'après la formule (15) on a $R_{cable3} = \rho * 10^2 \frac{L_{cable3}}{n_{cable3} * S_{cable3}}$

Pour I_{cc} maximum et le câble 2 en aluminium on prend $\rho = \rho_0 = 0.01851 \Omega mm^2 / m$ (voir le tableau 16) donc :

$$R_{cable3} = \frac{0.01851 * 80}{240} = 0.00617 \Omega$$

$$X_{cable3} = 0.08 \frac{80}{1} = 6.410^{-3} \Omega$$

On prend $\lambda = 0.08$ (voir le tableau 1) alors :

$$X_{cable3} = 0.08 \frac{80}{1} = 6.410^{-3} \Omega$$

$$Z_{cable3} = \sqrt{R_{cable3}^2 + X_{cable3}^2} = 0.00888 \Omega$$

$$Z_{pucable3} = \frac{Z(\Omega)}{Z_b} = \frac{0.00888}{18} = 0.0005 pu$$

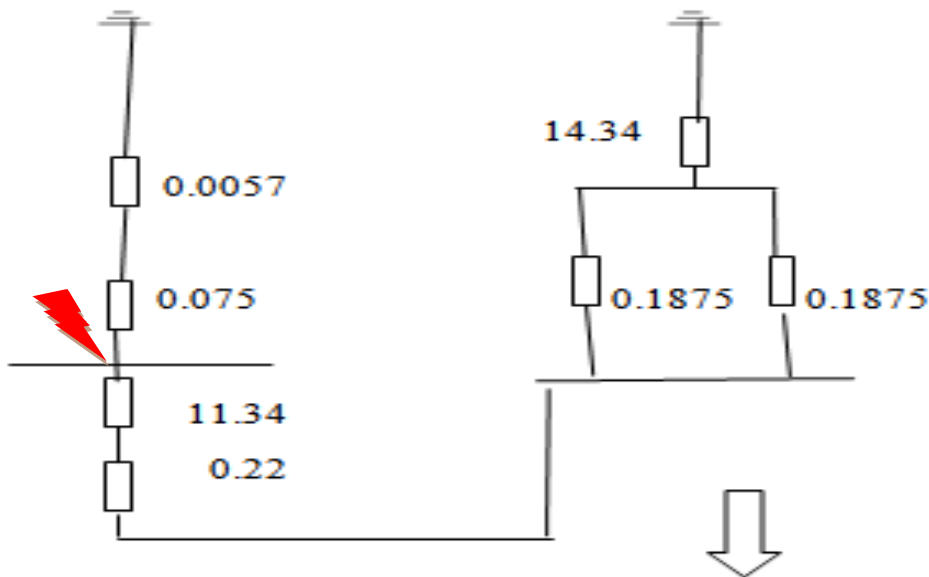
$$Z_{dJDBdistribution1} = Z_i = 0.1097 pu$$

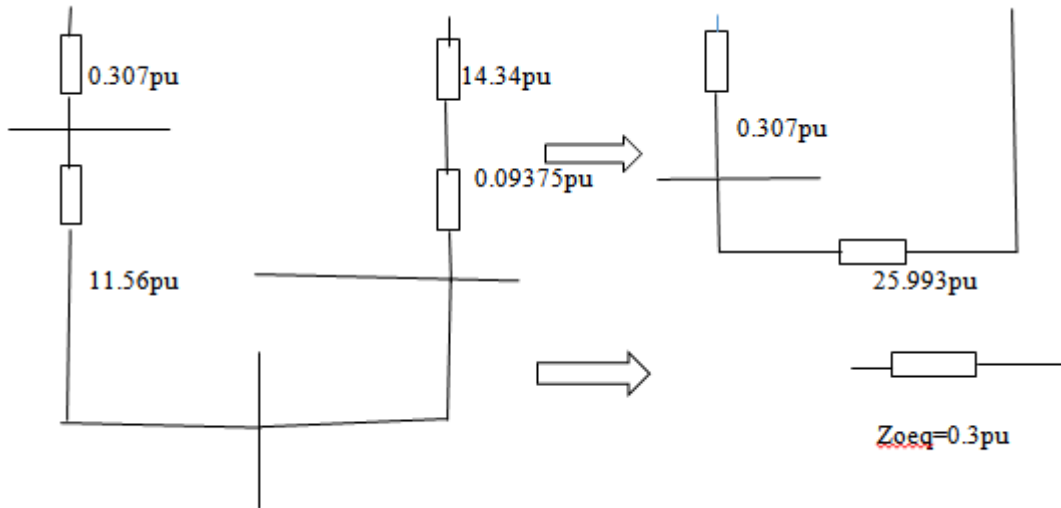
III.8.6. Calcul des composantes homopolaires :

Exemple 01 : pour le cas d'un défaut sur le jeu de barre 60KV :

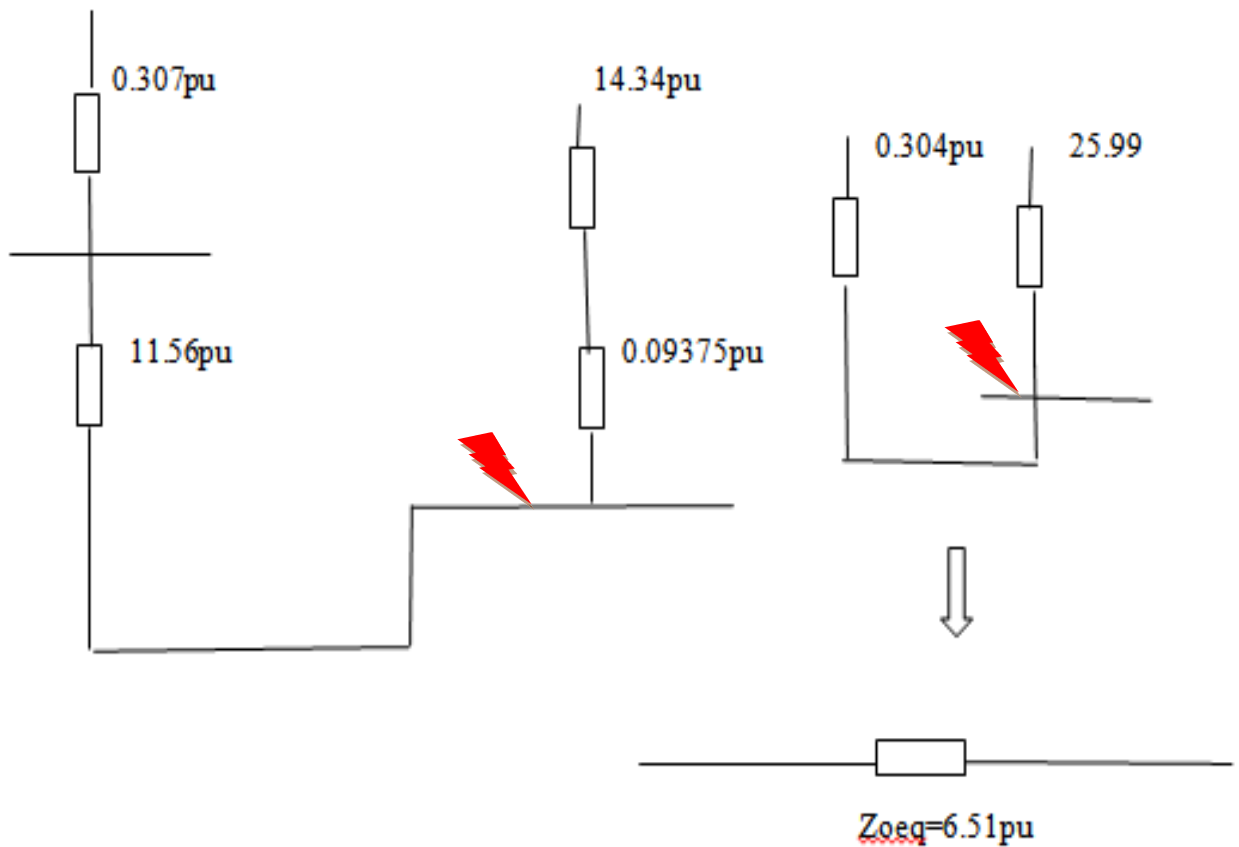
Z_0 est l'impédance homopolaire de l'ensemble transformateur HTB/HTA, tronçon de ligne HTA en défaut et circuit de retour sol-réseau.

$$\bar{Z}_0 = \bar{Z}_{0L} + \bar{Z}_{0T} + \bar{Z}_{0R}$$

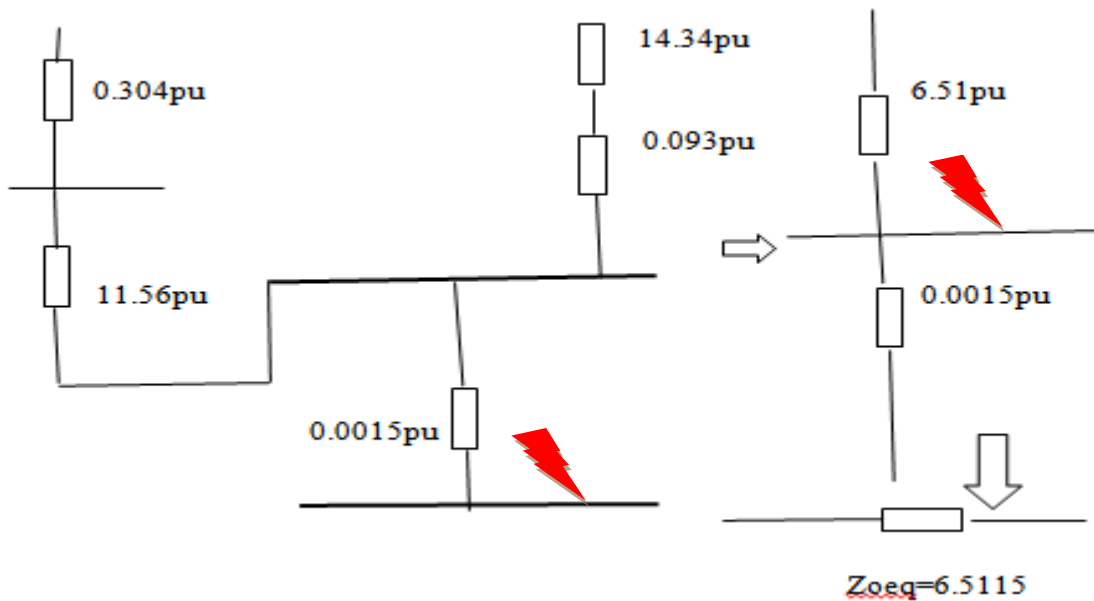




Exemple 02 : pour le cas d'un défaut sur le jeu de barre 30KV :



Exemple03 : pour le cas d'un défaut sur le jeu de barre distribution 30 KV N01 :



III.3.6. Calcul des courants de court circuit :

❖ Calcule de courant de court -circuit triphasé I_{k3}'' :

Pratiquement, selon la norme CEI 60909, on définit les grandeurs de court-circuit utiles à la détermination des matériels et du système de protection : [2]

- ✓ Courant triphasé : $I_{K3}'' = I_{3\phi}(KA) * C$.
- ✓ Courant monophasé : $I_{K1}'' = I_{1\phi}(KA) * C$.
- ✓ Courant biphasé : $I_{K2}'' = I_{2\phi}(KA) * C$.

Avec I_K'' : valeur efficace du courant de court-circuit symétrique initial :

C : facteur de tension défini par la norme CEL 60909, egal a 1.1 pour I_{ccmax} .

Exemple : pour le jeu de barre 60kv :

D'après l'étude des équations de courant de court-circuit dans le premier chapitre on a :

$$I_{3\phi} = \frac{1}{Z_d} \text{ Donc } I_{3\phi}(pu) = \frac{1}{0.086} = 11.629 pu$$

$$I_{3\phi}(A) = I_{3\phi}(pu) * I_{b60} = 11.629 pu * 458.75 A = 5334.803 A$$

$$I_{3\phi} = 5.33 KA$$

$$I_{K3}'' = I_{3\phi}(KA) * C = 5.33 * 1.1 = 5.863 KA$$

$$I_{K3}'' = 5.863 KA$$

- ❖ Calcul de courant de court-circuit biphasé I_{k2}'' :

Exemple : pour le jeu de barre 60kv :

On a $I_{K2}'' = C I_{2\phi}$ et $\overline{Z_d} = \overline{Z_i}$:

$$I_{2\phi} = \sqrt{3} \frac{\overline{E}}{\overline{Z_d} + \overline{Z_i}} = \sqrt{3} \frac{1}{2Z_d} = \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{1}{Z_d} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{3\phi}$$

$$I_{2\phi} = \frac{\sqrt{3}}{2} * 11.629 pu = 10.071 pu$$

$$I_{2\phi}(A) = 10.071 pu * 458.75 A = 4620.0734 A$$

$$I_{2\phi}(kA) = 4.62 KA$$

$$I_{k2}'' = 4.62 KA * 1.1 = 5.082 KA$$

$$I_{k2}'' = 5.082 KA$$

- ❖ Calcul de courant de court-circuit monophasé I_{k1}'' :

Exemple : pour un défaut sur le jeu de barre 30kv :

$$I_{1\phi} = \frac{3}{Z_d + Z_i + Z_o} = \frac{3}{2Z_d + Z_o}$$

$$I_{1\phi} = \frac{3}{2(0.1093) + 6.51} = 0.4458 pu$$

$$I_{1\phi}(A) = I_b(A) * I_{1\phi}(pu)$$

$$I_{1\phi}(A) = 0.4458 * 963.4 = 4294 A$$

$$I_{1\phi}(A) = 0.4294 KA$$

On a $I_{K1}'' = C * I_{1\phi}$

$$I_{K1}'' = 1.1 * 0.4294 = 0.4724 KA$$

$$I_{K1}'' = 0.4724 KA$$

III.8.7. Résultats de calcul des courants de court-circuit :

Les résultats de calcul des courants de court-circuit dans le tableau suivant :

| Le jeu de barres | $Z_{deq} = Z_{ieq}$ (pu) | Z_{oeq} (pu) | $I_{3\phi}$ (KA) | I_{K3}'' (KA) | $I_{1\phi}$ (KA) | I_{K1}'' (KA) | $I_{2\phi}$ (KA) | I_{K2}'' (KA) |
|----------------------------|-----------------------------|-------------------|---------------------|--------------------|---------------------|--------------------|---------------------|--------------------|
| JDB 60kv | 0.086 | 0.3 | 5.33 | 5.863 | 2.9157 | 3.2072 | 4.62 | 5.082 |
| JDB cogénération 30KV | 0.1093 | 6.51 | 8.8142 | 9.6955 | 0.4294 | 0.4724 | 8.3963 | 8.396 |
| JDB de distribution N : 01 | 0.1097 | 6.5115 | 8.7821 | 9.6603 | 0.4723 | 0.4723 | 7.6 | 8.36 |
| JDB de distribution N : 02 | 0.1098 | 6.5115 | 8.7741 | 9.6515 | 0.4293 | 0.4722 | 7.598 | 8.3582 |
| JDB Sucre 3000T/j | 0.11508 | 6.5276 | 8.3712 | 9.2083 | 0.4276 | 0.47036 | 7.2495 | 7.9744 |
| JDB APL | 0.1114 | 6.5165 | 8.976 | 9.5121 | 0.4717 | 0.4717 | 8.2374 | 9.061 |
| JDB OSMOS | 0.1108 | 6.5147 | 8.694 | 9.6534 | 0.429 | 0.4719 | 7.529 | 8.2819 |
| JDB Raf HUILE | 0.1115 | 6.517 | 8.6403 | 9.5043 | 0.4284 | 0.47132 | 7.4824 | 8.2307 |
| JDB MARGA | 0.1121 | 6.522 | 8.5902 | 9.449 | 0.4287 | 0.47159 | 7.4391 | 8.183 |
| JDB BOUCHON | 0.11147 | 6.5167 | 8.641 | 9.5051 | 0.4288 | 0.47168 | 7.4831 | 8.291 |
| JDB cond HUILE | 0.11165 | 6.5173 | 8.6326 | 9.4958 | 0.4287 | 0.4716 | 7.4758 | 8.2234 |
| JDB Raf sucre 200T/j | 0.11017 | 6.5112 | 8.7446 | 9.619 | 0.4156 | 0.4572 | 7.5728 | 8.33 |
| JDB CDS 1KG/5KG | 0.10982 | 6.5152 | 8.7748 | 9.6523 | 0.4291 | 0.47204 | 7.599 | 8.3589 |

Tableau III.17 : résultat de calcul des courants de court-circuit dans chaque partie de l'installation.

III.9 .Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons utilisé les méthodes des impédances pour le calcul de courant de court-circuit de l'installation HTA du complexe CEVITAL.

Les résultats obtenus vont être injectés dans les SEPAM et utilisés dans le réglage de la protection ainsi le dimensionnement, ce qui fera l'objet du prochain chapitre.

Chapitre IV
Choix et réglage des
protections

IV.1.Introduction

Dans le chapitre précédent, on a calculé les différents types de courants de court-circuit de l'installation HTA du complexe cevital. Pour protéger cette installation, on va déterminer dans ce chapitre, un modèle pour choisir un système de protection afin de garantir aux utilisateurs la meilleure disponibilité de l'énergie.

IV.2. Choix des appareils de protection [17]

L'étude de l'installation électrique est fondée sur la détermination correcte des canalisations et leur protection en commençant à partir du bout de l'installation pour aboutir aux circuits terminaux. Cette étude se fait méthodiquement en tenant compte des étapes suivantes :

- ✓ Détermination des caractéristiques du réseau (tension, fréquence, puissance de transformateurs utilisé,.....etc.) ;
- ✓ Détermination des sections des câbles ;
- ✓ Détermination de la chute de tension en fonction des caractéristiques des canalisations (longueurs et section des câbles) ;
- ✓ Détermination des courants de court-circuit ;
- ✓ Choix des dispositifs de protections ;

IV.2.1 : Règle générale du choix des appareils de protection

En conformité avec la NF C 15-100, un dispositif de protection (disjoncteur ou fusible) assure correctement sa fonction si les conditions suivantes sont satisfaites :

$$I_b \leq I_n \leq I_a \text{ (IV.3)}$$

$$I_f \leq 1,45 I_a \text{ (IV.4)}$$

Pour les disjoncteurs industriels, la norme NF C 63-120 spécifie : $I_f = 1,30 \times I_r$

$$\text{On a donc } I_f \leq 1,45 \times I_n \text{ or } I_n \leq I_a$$

La condition $I_f \leq 1,45 \times I_a$ est donc automatiquement respectée.

Avec I_b : courant d'emploi ;

I_n : Intensité de réglage ;

I_a : Courant admissible ;

I_f : Intensité de fonctionnement de l'appareil de protection.

Le pouvoir de coupure doit être supérieur à l'intensité de court-circuit maximale triphasée (I_{K3}'') en son point d'installation : $PdC \geq I_{K3}''$

IV.2.2 Détermination du pouvoir de coupure des différents disjoncteurs :

IV.2.2.1. Pouvoir de coupure assigné en court-circuit [18]

Les pouvoir de coupure assigné en court-circuit est la valeur la plus élevée du courant que le disjoncteur doit être capable de couper sous sa tension assignée.

- ✓ Il est caractérisé par deux valeurs :
 - La valeur efficace de sa composante périodique, dénommée par l'abréviation : " pouvoir de coupure assigné en court circuit" ;
 - Le pourcentage de la composante apériodique correspondant à la durée d'ouverture du disjoncteur à laquelle on ajoute une demi-période de la fréquence assigné. la demi-période correspond au temps minimal d'activation d'une protection à maximum de courant, soit 10 ms à 50 Hz.
- ✓ Suivant la CEI, le disjoncteur doit couper la valeur efficace de la composante périodique du court-circuit (égal son pouvoir de coupure nominal).

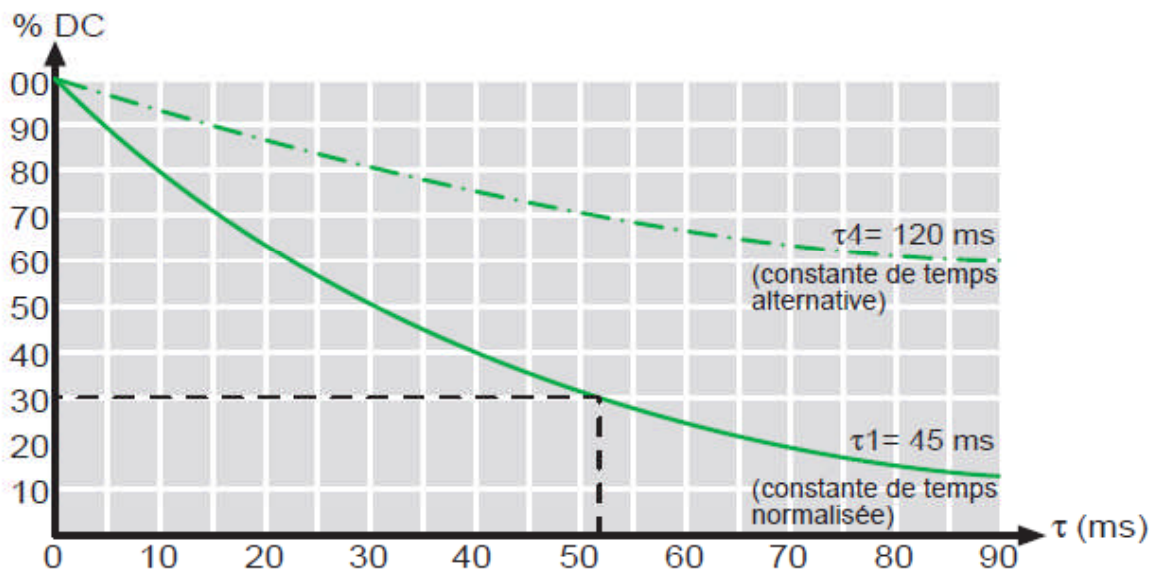


Figure : IV.1. Pourcentage de la composante apériodique (% DC) en fonction de l'intervalle de temps(τ).

Avec : τ durée d'ouverture du disjoncteur (top), augmenté d'une demi période a la fréquence Industrielle Tr

- ✓ En standard la CEI définit les équipements MT pour un %DC (%d'asymétrie ou composante apériodique) de 30%, pour une valeur crête du courant maximal égale à $2,5 \times I_{cc}$ en 50 Hz ou $2,5 \times I_{cc}$ en 60 Hz .dans ce cas utiliser la courbe τ1 ;
- ✓ Pour les circuits faiblement résistifs comme les arrivées générateurs ; %DC peut être plus grande, avec une valeur crête du courant maximal égale à $2,7 \times I_{cc}$.dans ce cas utiliser la courbe τ4
- ✓ Valeurs de pouvoir de coupure assigné en court-circuit : 6,3 ; 8 ; 12,5 ; 16 ; 20 ; 25 ; 31,5 ; 40 ; 50 ; 100 kA.

Courant de court-circuit symétrique(en kA) :

$$I_K'' = \frac{I_{AC}}{\sqrt{2}}$$

I_{AC} : valeur de crête de la composant périodique (I_{cc} crête)

Courant de court-circuit asymétrique(en kA) :

$$I_{asym}^2 = I_{AC}^2 + I_{DC}^2$$

$$I_{asym} = I_K'' \sqrt{1 + 2 \left(\frac{\%DC}{100} \right)^2} \quad [IV.1]$$

I_{DC} : valeur de la composante apériodique

IV.2.2.2.Calcul des pouvoir de coupure(PdC)des disjoncteurs de l'installation HTA de complexe Cevital

Exemple : calcul le pouvoir de coupure (pdc)

Pour le disjoncteur F04-AC01 :

Dans notre cas on prend la courbe τ_4 car la source est les arrivées génératrices (alternateur)

Pour $\tau=50$ ms : %DC=70%

Pour un court –circuit sur le jeu de barre 60KV : $I''_{K3}=5.863$ KV.

$$I_{asym} = I''_K \sqrt{1 + 2 \left(\frac{\%DC}{100}\right)^2} = 5.863 \times \sqrt{1 + 2 \left(\frac{70}{100}\right)^2} = 8.2499 \text{KA}$$

$$I_{asym} = 8.2499 \text{KA}$$

En se basant sur la formule de I_{asym} , ceci équivaut à un courant de court-circuit symétrique de calibre :

$$I_{asym} / 1.086 = 8.2499 / 1.086 = 7.5965 \text{KA}$$

$$I_{asym} = 7.5965 \text{KA}$$

Le pouvoir de coupure de disjoncteur devra être supérieur à 7.5965KA, selon la norme CEI le pdc est 8KA.

Donc le pdc de disjoncteur F04-AC01 est 8KA (pdc =8kA).

IV.2.2.3.Détermination du pouvoir de fermeture des différents disjoncteurs

C'est la plus grande valeur du courant qu'un disjoncteur peu établir sous sa tension nominale le pouvoir de fermeture est égal à k fois le pouvoir de coupure selon le tableau suivant ;

| PdC | PdF |
|---------------|--------|
| 4.5kA<PdC<6kA | 1.5PdC |
| 6kA<PdC<10kA | 1.7PdC |
| 10kA<PdC<20kA | 2PdC |
| 20kA<PdC<50kA | 2.1PdC |
| 50kA<PdC | 2.2pdC |

Tableau .1.Valeur des PdF en fonction des PdC

Exemple de calcul de pouvoir de fermeture (Pdf)

Pour le disjoncteur F01-AC01 :

On a PdC=8kA

Selon le tableau IV.2 :6kA <PdC<10kA

donc Pdf=1.7*PdC

PdF=1.7*8

PdF =13.6kA.

Les résultats de calcul des PdCet PdF pour les disjoncteurs de l'installation sont récapitulés dans le tableau suivant

| Disjoncteur | I''_{K3} (KA) | D% | I_{asym} (KA) | I_{asym} /1,086 | PdC (kA) | PdF (KA) |
|---|--------------------|----|--------------------|----------------------|-------------|-------------|
| F01-AC01 ;F04-AC01 ; F05-AC01 | 5.863 | 70 | 8.249 | 7.596 | 8 | 13.6 |
| CG01 ; CG02 ; CG03 ; CG04 ; CG05 ; CG06 ; CG07 ; CG08 | 9.695 | 70 | 13.64 | 12.56 | 16 | 32 |
| F00 ;F01 ;F03 ;F04 ;F05 | 9.66 | 70 | 13.593 | 12.516 | 16 | 32 |
| F09 ;F10 ;F11 ;F12 ;F13 | 9.651 | 70 | 13.58 | 12.505 | 16 | 32 |
| F55 ;F56 ; F57 ;F54 ;F53 ;F52F58 ;F59 | 9.208 | 70 | 12.957 | 11.931 | 12.5 | 25 |
| F35 ; F36 ;F30 ;F31 ;F32 ;F33 ;F34 ;F 37 | 9.563 | 70 | 13.456 | 12.39 | 12.5 | 25 |
| F48 ;F49 | 9.504 | 70 | 13..37 | 12.5 | 12.5 | 25 |
| F38 ;F40 ;F41 ;F42 ;F39 | 9.449 | 70 | 13.295 | 12.242 | 12.5 | 25 |
| F16 ;F14 ;F15 | 9.505 | 70 | 13.374 | 12.315 | 12.5 | 25 |
| F17 ;F19 ;F18 | 9.495 | 70 | 13.361 | 12.303 | 12.5 | 25 |
| F43 ;F44 ;F45 ;F46 ;F47 | 9.619 | 70 | 13.534 | 12.463 | 12.5 | 25 |

Tableau IV.2. Les résultats de calcul des PdC et PdF

IV.3.Réglages de protections [17]

IV.3.1.Réglages des protectionsampérométriques

Les protection ampérométrique type SEPAM de Schneider comportent deux seuils de réglage de maximum de courant de phases et deux seuils de maximum de courant de terre .

- Les seuils 1 : assurent la protection de surcharge ;
- Les seuils 2 : assurent la protection contre les défauts ;
- Les temporisations sont réglables pour chacun des seuils.

- ❖ Conditions de réglage des seuils de surcharges :
 - Le seuil doit être réglé au maximum dans une fourchette comprise entre 1.1 et 1.2*In de l'organe à protéger (câble, transformateur, alternateur).la valeur des réglages doit être ajustée en fonction des appels de courants aux démarrages ;
 - Le réglage doit être fait de façon à couvrir le non-fonctionnement d'une protection située en aval
- ❖ Conditions de réglage des seuils de défauts de phases
 - Les seuils de réglage doivent être supérieurs aux courants d'appel lors de démarrages et sur remontées de tension après défaut ;
 - Les seuils de réglage doivent tenir compte des tenues thermiques des équipements ;

- Les seuils de réglage doivent être faits de façon à couvrir le non-fonctionnement de la protection située en aval.

Le réglage des seuils des protections sur les différents départs doit être inférieur aux valeurs des courants de défauts pour que les protections puissent être sollicitées lors de défauts.

$$I_{\text{reglage}} \leq 0.8 * I_{3\phi}$$

- ❖ Condition de réglage des protections de terres
 - Les seuils de réglage doivent être inférieurs aux courants admissibles par les écrans des câbles ;
 - Les seuils de réglage doivent être supérieurs aux courants capacitifs induits sur une liaison saine lors d'un défaut sur une autre liaison pour éviter les déclenchements par sympathie;
 - Le courant capacitif dans un départ sain lors d'un défaut sur un autre départ est donné par la formule suivante : $I_{rs} = 3 * j\omega * C_s * E$.

Le réglage des seuils des protections sur les différents départs doit être inférieur aux valeurs des courants de défauts pour que les protections puissent être sollicitées lors de défauts.

$$I_{\text{reglage}} \leq 0.8 * I_{1\phi}$$

Calcul des courants nominaux et choix des TC en chaque point de l'installation

IV.3.2. Calcul des courants nominaux et choix des TC en chaque point de l'installation :

Pour un courant de charge maximale, le courant au secondaire des TC est 1A ou 5A :

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3}U_n} \text{ (IV.2)}$$

Avec : I_n : courant nominal ;

S_n : puissance nominale ;

U_n ; tension nominale ;

Dans une installation industrielle, les récepteurs, (d'un atelier par exemple) alimentés par une même canalisation, ne fonctionnent pas simultanément dans tous les cas. Pour tenir compte de ce phénomène, qui reste lié aux conditions d'exploitation de l'installation, dans le dimensionnement des liaisons, on applique à la somme des puissances des récepteurs le facteur de simultanéité.

$$I_c = K_s * I_n$$

avec : I_c : le courant d'emploi total absorbé sur une ligne ;

K_s ; Facteur de simultanéité ;

| Nombre de circuits de courants nominaux voisins | Facteur de simultanéité |
|---|-------------------------|
| 2 et 3 | 0.9 |
| 4 et 5 | 0.8 |
| 5 à 9 | 0.7 |

| | |
|-----------|-----|
| 10 et plu | 0.6 |
|-----------|-----|

Tableau IV.3. Facteurs de simultanéité pour armoires de distribution industrielle.

Exemple 01 : Calcul du courant nominal pour la cellule F04 AC01

$$I_n = \frac{25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 60 \cdot 10^3} = 240.56 A$$

Les CTR disponible :

50/5 ; 75/5 ; 100/5 ; 150 /5 ; 300/5 ; 400 /5 ; 500/5 ; 600/5 ; 800/5 ; 1000/5 ; 1250/5 ; 1500/5 ; 2000/5.

$$I_n = 240.56 A \text{ donc CTR}=300/5.$$

Exemple Pour le disjoncteur (F48, F49 de l'osmose)

$$I_n = \frac{S_n}{U_n \cdot \sqrt{3}} = \frac{5,65 \cdot 10^6}{30 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{3}} = 108,73 A$$

Les CTR disponible :

50/5 ; 75/5 ; 100/5 ; 150/5 ; 200/5 ; 300/5 ; 400/5 ; 500/5 ; 600/5 ; 700/5

Alors CTR=150/5 (selon les calibre normalisés donnés par la norme).

III.3.3 .Détermination des CTS thermiques et magnétiques

CTS : prise de courant réglage.

- Le CTS thermique calculé avec la relation suivante :

$$CTS_{TH} = F \cdot I_{nsecond} \cdot (IV.3)$$

F : facteur de surcharge égal à 1.2

Exemple d'application

Pour la cellule F04 AC01 :

Le CTS thermique :

$$1.2 \cdot 240.56 \cdot (5/300) = 4.811 A$$

$$CTS_{th} = 5 A$$

Le CTS magnétique :

$$8.01 \leq CTS_m \leq 31.1 A$$

$$CTS_m = 15 A$$

Les autres résultats dans le tableau

III.3.4. Détermination des réglages de seuil de la protection :

- Le réglage du seuil de surcharge doit satisfaire la relation :

$$I_{th} \leq 1.2 I_n$$

- Le réglage des seuils des protections des défauts de phase et défauts de terre doit satisfaire la relation :

$$2I_n < I_m \leq 0.8 * I_{cc} \text{ .(IV.4)}$$

Dans notre cas, on va appliquer ,la sélectivité combinée en se basant sur la sélectivité ampérométrique et chronométrique .La temporisation de premier disjoncteur basse tension en aval du cote MT est de 400ms, en remontant au niveau supérieur avec un retard $\Delta t = 300\text{ms}$.

Exemple de calcul du seuil thermique du réglage de la cellule F49 de l'osmose :

$$I_{th} = 1,2 \times I_n = 1,2 \times 108,73 = 130,47\text{A}$$

• Détermination de la prise de courant de seuil thermique (CTS_{th})

$$CTS_{th} \geq F \times I_{Rn} \text{ et } CTS_{th} \geq 1,2 \times I_{Rn} \quad ; \quad CTS_{th} \geq \frac{I_{th}}{CTR}$$

F: Facteur de surcharge

$$\frac{I_{th}}{CTR} = \frac{130,47}{150} \times 5 = 4,34\text{A} \text{ donc } CTS_{th} = 5\text{A.}$$

• Le seuil de réglage thermique du relais

$$I_{th} = CTS_{th} \times CTR = 5 \times \frac{150}{5} = 150\text{A.}$$

• Le seuil de magnétique de réglage magnétique

Pour les circuits terminaux: $I_m = 8 \times I_n$ et $10 \times I_n$ pour les circuits intermédiaires et les circuits proches des alternateurs.

$$I_m = 3 \times I_n = 3 \times 108,73 = 326,19\text{A}$$

• La prise de courant du seuil magnétique (CTS_m)

$$CTS_m \geq \frac{I_m}{CTR} \quad \text{Et} \quad \frac{I_m}{CTR} = \frac{326,19 \times 5}{150} = 10,87\text{A}$$

$$CTS_m = 11\text{A}$$

• Le seuil de réglage magnétique du relais est

$$I_m = CTS_m \times CTR = 11 \times \frac{200}{5} = 440\text{A}$$

Les résultats de calcul (CTR et CTS) sont récapituler dans le tableau suivant :

| disjoncteur | I_N (A) | CTR | I_{th} | I_m (A) | CTS (th) | CTS(m) | t_c (s) |
|-------------|-----------|-------|----------|-----------|----------|--------|-----------|
| F00 | 363,73 | 400/5 | 436,476 | 1091,19 | 6 | 14 | 1 |
| F02 | 181,86 | 200/5 | 218,232 | 545,58 | 6 | 14 | 0,7 |
| F03 | 121,24 | 150/5 | 145,488 | 363,72 | 5 | 13 | 0,7 |
| F04 | 108,73 | 150/5 | 130,476 | 326,19 | 5 | 13 | 0,7 |
| F07 | 420,70 | 500/5 | 504,84 | 1262,1 | 5 | 13 | 1,3 |
| F09 | 313,67 | 400/5 | 376,4040 | 941,01 | 5 | 13 | 1 |
| F10 | 181,86 | 200/5 | 218,232 | 545,58 | 6 | 14 | 0,7 |
| F11 | 108,73 | 150/5 | 130,476 | 326,19 | 5 | 13 | 0,7 |
| F12 | 60,62 | 75/5 | 72,744 | 181,86 | 5 | 13 | 0,7 |
| F55 | 60,62 | 75/5 | 72,744 | 181,86 | 5 | 13 | 0,7 |
| F56 | 60,62 | 75/5 | 72,744 | 181,86 | 5 | 13 | 0,7 |
| F57 | 121,24 | 150/5 | 145,488 | 363,72 | 5 | 13 | 0,7 |
| F54 | 60,62 | 75/5 | 72,744 | 181,86 | 5 | 13 | 0,7 |
| F53 | 60,62 | 75/5 | 72,744 | 181,86 | 5 | 13 | 0,7 |
| F52 | 60,62 | 75/5 | 72,744 | 186,86 | 5 | 13 | 0,7 |
| F32 | 121,24 | 150/5 | 145,488 | 363,72 | 5 | 13 | 0,7 |
| F33 | 60,62 | 75/5 | 72,744 | 181,86 | 5 | 13 | 0,7 |
| F34 | 181,86 | 200/5 | 218,232 | 545,58 | 6 | 14 | 0,7 |
| F48 | 48,11 | 50/5 | 57,732 | 144,33 | 6 | 14 | 0,7 |
| F49 | 60,62 | 75/5 | 72,744 | 186,86 | 5 | 13 | 0,7 |
| F16 | 38,49 | 50/5 | 46,188 | 115,47 | 5 | 13 | 0,7 |
| F40 | 38,49 | 50/5 | 46,188 | 115,47 | 5 | 13 | 0,7 |
| F41 | 38,49 | 50/5 | 46,188 | 115,47 | 5 | 13 | 0,7 |
| F42 | 67,35 | 75/5 | 80,82 | 202,05 | 6 | 14 | 0,7 |
| F19 | 60,62 | 75/5 | 72,744 | 181,86 | 5 | 13 | 0,7 |
| F46 | 60,62 | 75/5 | 72,744 | 181,86 | 5 | 13 | 0,7 |
| F47 | 60,62 | 75/5 | 72,744 | 181,86 | 5 | 13 | 0,7 |
| F06 | 418,12 | 500/5 | 501,744 | 1254,36 | 6 | 14 | 1,3 |
| F50 | 615,84 | 800/5 | 739,008 | 1847,52 | 5 | 13 | 1,6 |
| F08 | 615,84 | 800/5 | 739,008 | 1847,52 | 5 | 13 | 1,6 |
| F51 | 481,12 | 500/5 | 501,744 | 1443,36 | 6 | 14 | 1,3 |
| F05-AC01 | 240,56 | 300/5 | 288,672 | 721,68 | 5 | 13 | 1 |
| F04-AC01 | 240,56 | 300/5 | 288,672 | 721,68 | 5 | 13 | 1 |
| F01-AC01 | 481,12 | 500/5 | 501,744 | 1443,36 | 6 | 14 | 1,3 |
| CG06 | 481,12 | 500/5 | 501,744 | 1443,36 | 5 | 13 | 1,6 |
| CG02 | 615,84 | 800/5 | 793,008 | 1847,52 | 5 | 13 | 1,6 |
| CG08 | 615,84 | 800/5 | 793,008 | 1847,52 | 5 | 13 | 1,6 |
| CG07 | 615,84 | 800/5 | 793,008 | 1847,52 | 5 | 13 | 1,6 |
| CG03 | 615,84 | 800/5 | 793,008 | 1847,52 | 5 | 13 | 1,6 |
| CG01 | 230,94 | 300/5 | 277,132 | 692,82 | 5 | 13 | 1 |
| F20 | 230,94 | 300/5 | 277,132 | 692,82 | 5 | 13 | 1 |

Tableau IV.4.Résultats de calcul des CTS, CTR, et I_c des disjoncteurs

IV.4.conclusion :

Le choix et le réglage des protections du réseau industriel ont pour but de détecter les fonctionnements électriques anormaux dus :

- Aux défauts d'isollements des conducteurs avec la terre ou entre eux ;
- Aux surcharges prolongées ou dues au courant des défauts.

Le système de protection doit être sélectif, rapide, indépendant de la configuration du réseau, c'est-à-dire que chaque protection ne réagit que pour sa fonction en propre et il est insensible aux autres défauts. Il repose sur une structure modulaire qui permet de définir les unités fonctionnelles.

Conclusion générale

L'étude de l'état actuel du réseau électrique du complexe ainsi que les contraintes liées à la protection et les exigences d'exploitation, nous avons pu retenir les points suivants :

- ✓ Touts les équipements de protection installés ont été légèrement surdimensionnés afin d'adapter le réseau aux extensions futures ;
- ✓ Pour la protection des personnes et des biens du complexe, le système électrique doit être doté d'un système de protection fiable ;
- ✓ Pour un meilleur fonctionnement, il faut mettre à jour les réglages, à chaque fois que les charges sont modifiées ;
- ✓ La continuité de service est renforcée par une meilleure sélectivité des appareils de protection ;
- ✓ Les câbles et les jeux de barre répondent aux critères de la tenue thermique et électrodynamique, durant le temps d'élimination des défauts.

L'inconvénient majeur c'est que la société n'a pas mis à ma disposition les données nécessaires qui me faillaient pour le travail car leur installations fut réalisées par la société Schneider, dans notre étude .

Enfin, on souhaite que nos résultats soient pris en considération et que notre étude servira de base, à l'avenir, aux autres projets d'études des systèmes de protection.

Bibliographies

- [1] : AIT SAI .B, SAMAH.H<<Etude des courants de courts-circuits et leurs conséquences dans les réseaux électriques>>, mémoire fin d'étude master, UMMTO, année 2012.
- [2] : Benoit de METZ-NOBLA, Frédéric Dumas, Christophe POULAIN <<calcul des courants de court-circuit >>.CT158.Edi on septembre 2005.
- [3] : Client AFFAIRE <<Etude de sélectivité>>Schneider Electric.
- [4] : Benoit de MATZ-NOBLA<<Analyse des réseaux triphasés en régime perturbé a l'aide des composantes symétriques >>cahier technique Schneider électrique N :18 année 2005
- [5] :SOUTOU.Y, CHABANE.M,GUEZOU.F<<Etude des protections d'un départ moyenne tension >>mémoire fin d'études, master électrotechnique industrielle ,année 2013.
- [6] :SAIDANI.M,HAMMOUCHE ,N<<Paramétrage et réglage d'un relais de protection MICOM P142 du départ 30kv HTA <<SNSEMPACS>>ISSU du poste source TH<<OUED-AISSI>> mémoire fin d'études ,master Académique réseaux électriques ,année 2015.
- [8] : HACHOUD,M et TIBERANINE,F.<<Etude de la protec on numérique SEPAM 200 d'un réseauélectrique HTA30kv appliquée au départ BOUHINOUN>>mémoire fin d'étudeMaster Académique réseaux électriques ,UMMTO ,année 2010.
- [9] :ZELLAGUI.M<<Etude des protec ons des réseaux électriques, Magistère en électrotechnique, Université MENTOURI CONSTANTINE, annee2010
- [10] :MERLIN<<Guide de protection >>Schneider électrique, édition 2006.
- [11] :Guide de la protection <<CG0021FR>>.Schneider électrique, Marlin Gerin, édition 2006.
- [12] :AMRANI ET BELKESSA <<Etude des protec on des départs moyenne tension applica on poste 60 /30KV de TIZIMEDEN>> mémoire d'ingénieur, UMMMTO,annee,2009.
- [13] :Documenta on CEVITAL <<analyse fonc onnelle >>Juin 2009.
- [14] :SILECcâble<<câble moyen tension HTA>>Janvier 2006.
- [15] :Documenta on CEVITAL <<turbine à vapeur type6-7-MP5 THERMODYN : 1*1593 N de série 979 et 973 .
- [16] : Schneider Electric <<SM6-36>>catalogue 2008, ART ,74187 Mars 2008.
- [17] : Schneider Electric <<Sepam série 80 fonction de protec on, de mesure et commande >>ART,582381,mars2009.
- [18] : Méthode des impédances de calcul des courants de court-circuit (catalogue Legrand)
- [19] :Daikha.N et Tifaoui.N <<étude et réglage du système de protection du réseau MT de la cogénération (CEVITL Bejaia)>> mémoire d'ingénieur en électrotechnique université de Bejaia, promo on juin 2010.
- [20] : Guide technique Merlin Gerin moyenne tension, guide de concep on MT, Schneider électrique.

Annexes

Annexes

❖ Données des transformateurs

| Désignation de l'équipement | Fabricant | Caractéristiques |
|---|------------------------|---|
| Transformateurs de cogénération WEG 01 et 02 | WEG Transformadores | Sn=32MVA, Ucc=12% Couplage Dyn11, Un=11kV /30kV In=1.679ka /0.6158ka Enroulement cuivre |
| Transformateur auxiliaire cogénération 01 et 02 | | Sn=3150KVA, Ucc1=5.69%, Ucc2=5.72%, Couplage Dyn11 Un=30kV/410V In=60.62A /4435.7A Enroulement cuivre |
| Transformateur auxiliaire poste de livraison | France transfo | Sn= 100KVA, Ucc=4.5 Couplage Dyn11 Un=30kV/400V In=1.9A/144.2A Enroulement cuivre |
| Transformateur auxiliaire JDB (N01 ET 02) T1 et T2 | France transfo | Sn=100KVA, Ucc=4.5% Couplage Dyn11 Un=30kV/400V In=1.9A/144.2A Enroulement |
| Transformateur poste 60/30kv | France transfo | Sn=25MVA, Ucc=11% Couplage YNyn0 Un=60kV/30kV In=240.56A/481.1252A Enroulement cuivre |
| Transformateur Groupe Diesel 1, 2, 6,7 | Alstom | Sn=2MVA, Ucc=7% Couplage Dyn11 Un=30kV/400V In=36.7A/2887A Enroulement cuivre |
| Transformateur Groupe Diesel 3, 4,5 | Alstom | Sn=1.6MVA, Ucc=6.5% Couplage Dyn11 Un=30kV/400V In=29.3/2309A Enroulement cuivre +aluminium |

| | | |
|---|----------------|--|
| Transformateur SILOS | France transfo | Sn=3150KVA, Ucc=7% Couplage Dyn11 Un=30kV/ 400V In=60.6A /4546.6A Enroulement cuivre |
| Transformateur chaufferie | France transfo | Sn=2500KVA, Ucc=6% Couplage Dyn11 Un=30kV/400V In=48.1A/3608.4A Enroulement cuivre |
| Transformateur bouchon | France transfo | Sn=1600KVA, Ucc=6.5% Couplage Dyn11 Un=30kV/400V In=29.3A/2309A Enroulement aluminium |
| Transformateur condit huile T1 et T2 | France transfo | Sn=3150KVA, Ucc=7% Couplage Dyn11 Un=30kV/400V In=60.6A/4382.3A Enroulement cuivre |
| Transformateur Raffinerie d'huile | France transfo | T1 : Sn=3500KVA, Ucc=6% Couplage Dyn11 Un=30kV/400V In=67.4A/5051.8A Enroulement cuivre T2, T3 : Sn=2000KVA, Ucc=6% Couplage Dyn11 Un=30kV/400V In=38.5A/2886.8A Enroulement cuivre |
| Transformateur margarinerie | France transfo | Sn=3150KVA, Ucc=6% Couplage Dyn11 Un=30kV/400V In=60.6A/4546.6A Enroulement cuivre |
| Transformateur silo sucre blanc | France transfo | Sn=3150KVA, Ucc=6% Couplage Dyn11 Un=30kV/400V In=60.6A/4546.6A Enroulement cuivre |

| | | |
|---|----------------|--|
| Transformateur aérocondenseur | France transfo | Sn=3150KVA, Ucc=6% Couplage Dyn11 Un=30kV/400V In=60.6A/4546.6A Enroulement cuivre |
| Transformateur raffinerie sucre 3000t/j T1, T2, T3 | | Sn=3150KVA, Ucc=6% Couplage Dyn11 Un=30kV/400V In=60.6A/4546.6A Enroulement cuivre |
| Transformateur raffinerie sucre 1600t/j T1, T2, T3 | France transfo | Sn=3150KVA, Ucc=6% Couplage Dyn11 Un=30kV/400V In=60.6A/4546.6A Enroulement cuivre |

❖ **Données des câbles**

| Cables | Départ | Arrivée | Section (mm ²)/Ph | Nature des câbles | Longueur (m) |
|----------|-----------------|--------------------|----------------------------------|-------------------------|-----------------|
| G01 | Alt N°01 | Tr WEG N°01 | 3X400 | Cu | 45 |
| G02 | Alt N°02 | Tr WEG N°02 | 3X400 | Cu | 45 |
| CG03 | Tr WEG N°01 | JDB Cog | 2X240 | Cu | 50 |
| CG07 | Tr WEG N°02 | JDB Cog | 2X240 | Cu | 50 |
| CG01-F20 | JDB Cent diesel | JDB Cog | 1X240 | Cu | 125 |
| CG02-F50 | JDB Cog | JDB N°01 30kV | 1X240 | Cu | 80 |
| FO4 AC01 | JDB 60kV | Tr T01 | 1X50 | Cu | 35 |
| FO5 AC01 | JDB 60kV | Tr T02 | 1X50 | Cu | 35 |
| CG08-F08 | JDB Cog | JDB N°02 30kV | 1X240 | Cu | 85 |
| CG04 | JDB Cog | Tr aux N°01 | 1X95 | Cu | 20 |
| CG05 | JDB Cog | Tr aux N°02 | 1X95 | Cu | 20 |
| CG06 | JDB Cog | F51 | 1X240 | Cu | 80 |
| / | F51 | Tr T02 | 1X240 | Cu | 40 |
| F06 | Tr T01 | JDB N°01 30kV | 1X240 | Cu | 40 |
| F12 | JDB N°02 30kV | Transfo Silo | 1X240 | AL | 250 |
| F11-F20 | JDB N°02 30kV | JDB 30kV OSMOS | 1X240 | AL | 130 |
| F22 | JDB 30kV OSMOS | Affinage | 1X95 | Cu | 135 |
| F10 | JDB N°02 30kV | Transfo CO2 | 1X95 | Cu | 120 |
| F09-F37 | JDB N°02 30kV | JDB 30kV APL | 1X300 | Cu | 300 |
| F02 | JDB N°01 30kV | TR01 R Sucr1600T/j | 1X240 | AL | 50 |
| F03 | JDB N°01 30kV | TR02 R Sucr1600T/j | 1X240 | AL | 55 |

| | | | | | |
|---------|---------------------|---------------------|-------|----|------|
| F04 | JDB N°01 30kV | TR03 R.Sucr1600T/j | 1X240 | AL | 60 |
| F00 | JDB N°01 30kV | JDB R Sucre3000T/J | 2X240 | Cu | 250 |
| F15 | JDB R Sucre3000T/J | silos sucre blanc | 1X95 | Cu | 234 |
| F16 | JDB R sucre 3000T/J | Aérocondensateur | 1X95 | Cu | 35 |
| F32-F38 | JDB 30kV APL | JDB 30kV R Huile | 1X240 | Cu | 30 |
| F41 | JDB 30kV R Huile | Tr TR1 2000 | 1X240 | AL | 8 |
| F40 | JDB 30kV R Huile | Tr TR2 2000 | 1X240 | AL | 8 |
| F39 | JDB 30kV R Huile | Tr TR3 3500 | 1X240 | AL | 6 |
| F34-F28 | JDB 30kV APL | JDB 30kV Bouchon | 1X240 | Cu | 12 ✓ |
| F27 | JDB 30kV Bouchon | Tr TR 1600 | 1X70 | Cu | 8 |
| F23-F26 | JDB 30kV Bouchon | JDB 30kV cond huile | 1X240 | Cu | 30 / |
| F24 | JDB 30kV cond huile | Tr TR1 3150 | 1X95 | Cu | 15 |
| F25 | JDB 30kV cond huile | Tr TR2 3150 | 1X95 | Cu | 20 |
| F42-F43 | JDB 30kV R Huile | JDB 30kV MARG | 1X240 | AL | 30 |

❖ Données des jeux de barres

| jeu de barre | Longueur (m) | Courant nominal (A) | Tenue thermique (kA) |
|----------------------|--------------|---------------------|----------------------|
| JDB Cogénération | 8 | 1250 | 25kA-1second |
| JDB 60kV | 12 | 1250 | 25kA-1second |
| JDB distribution | 13.25 | 630 | 16kA-1second |
| JDB Sucre 3000 t/j | 6.65 | 630 | 16kA-1second |
| JDB OSMOS | 2.75 | 630 | 16kA-1second |
| JDB Raffinerie huile | 3.60 | 630 | 16kA-1second |
| JDB Bouchon | 1.65 | 630 | 16kA-1second |
| JDB margarine | 1.65 | 630 | 16kA-1second |
| JDB condit huile | 3.40 | 630 | 16kA-1second |
| JDB APL | 6.75 | 630 | 16kA-1second |

❖ Données des Alternateurs de la centrale diesel

| | |
|------------------------------------|---|
| Alternateurs G1, G2, G6, G7 | Type A51 L8-4P Sn= 2000kVA ; Un= 400V ; In= 2886A Cosφ= 0.8 ; T= 40C° ; couplage DY |
| Alternateurs G3, G4, G5 | Type AA50 L8 Sn= 1400kVA ; Un= 400V ; In= 2127A Cosφ= 0.8 ; T= 40C° ; couplage DY |

❖ Fonctions de protection assurées par SEPAM

| fonctions de protection | code ANSI |
|---|-----------|
| maximum de courant phase | 50-51 |
| maximum de courant phase à retenue de tension | 50V-51V |
| maximum de courant terre | 50N-51N |
| maximum de courant phase à pourcentage | 50-51 |
| maximum de courant phase directionnel | 67 |
| maximum de courant terre directionnel | 67N |
| maximum de courant terre directionnel pour réseau à neutre compensé | 67NC |
| image thermique | 49 |
| terre résistante | 50G-51G |
| maximum de composante inverse (déséquilibre) | 46 |
| limitation du nombre de démarrages | 66 |
| démarrage trop long et blocage rotor | 51LR |
| minimum de courant phase | 37 |
| minimum de tensions composées | 27 |
| minimum de tension rémanente | 27R |
| minimum de tension directe et contrôle du sens de rotation des phases | 27D-47 |
| maximum de tensions composées | 59 |
| maximum de tension résiduelle | 59N |
| minimum de fréquence | 81L |
| maximum de fréquence | 81H |
| dérivée de fréquence | 81R |
| minimum de puissance active | 37P |
| maximum de puissance active | 32P |
| maximum de puissance réactive | 32Q |
| surveillance température par sonde PT100 | 49T-38 |
| différentielle machine | 87M-87G |
| maximum de tension inverse | 47 |
| protection de terre restreinte | 64 REF |
| contrôle de synchronisme | 25 |
| protection contre les défauts disjoncteur | 50BF-62 |