



وزارة البحث العلمي والتعليم العالي

**MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPEREUR ET DE LA
RECHERCHE SCIENTIFIQUE**

جامعة عبد الحميد بن باديس مستغانم

Université Abdelhamid Ibn Badis Mostaganem

كلية العلوم والتكنولوجيا

Faculté des Sciences et de la Technologie

Département de Génie électrique

N° d'ordre : M2...../GE/2023

MEMOIRE

Pour obtenir le diplôme de

MASTER EN ELECTROTECHNIQUE

Spécialité : électrotechnique industrielle

Présenté par :

- **Bekkar Ahmed**

Thème :

Etude Plan de protection D'un Réseau électrique

Soutenu le : 05/10/2023

devant le jury composé de :

Président : Dr. Missoum Ibrahim

Examineur : MAA. Bendaha Mourad

Encadrant : MCA Mme.Neddar Houaria

Année Universitaire 2022/2023

Remerciements

En premier lieu, nous remercions Dieu le tout puissant qui a guidé nos pas et éclairé notre esprit pour atteindre ce succès.

Nos remerciements les plus spéciaux à notre promoteur, Mme H. Nadar qui a accepté de nous encadrer et pour sa disponibilité et ses orientations pour mener à bien notre travail.

Nous remercions nos chers parents qui nous ont encouragés et soutenus pour aller au bout de notre cursus.

Nous derniers remerciements vont aux membres de jury qui nous feront l'honneur de juger notre travail.

Enfin, un grand merci à tous les enseignants du département Génie Électrique qui ont participé à notre formation durant tout notre cycle universitaire ainsi à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce modeste travail.

Merci

Résumé

Les courts-circuits surviennent dans les réseaux électriques suite à une rupture d'isolement ou de contact entre l'un des gaz ou entre le sol et entre les gaz et certains d'entre eux. Ce court-circuit entraîne une forte augmentation du courant qui ne peut être tolérée par l'équipement électrique.

Pour atteindre ces objectifs, nous définissons un plan de protection qui permet la sélection des éléments de protection et la détermination des réglages des unités de protection pour les principaux défauts affectant le réseau. Le programme permet le réglage de chaque fonction de protection à l'aide de valeurs obtenues après calculs basés sur les caractéristiques détaillées des éléments installés. Chaque fonctionnalité de protection est optimisée pour des performances optimales des opérations réseau.

Mots clés

Réseaux électriques, HT, MT, BT, Court-circuit,

Abstract

Short circuits occur in electrical networks following a break in insulation or contact between one of the phases or between the ground and between the phases and some of them. This short circuit causes a sharp increase in current which cannot be tolerated by the electrical equipment.

To achieve these objectives, we define a protection plan that allows the selection of protection elements and the determination of the settings of the protection units for the main faults affecting the network. The program allows the adjustment of each protection function using values obtained after calculations based on the detailed characteristics of the installed elements. Each protection feature is optimized for optimal performance of network operations.

Keywords

Electrical networks, HV, MV, LV, Short circuit.

الملخص

تحدث دوائر القصر في الشبكات الكهربائية نتيجة انقطاع العزل أو الاتصال بين أحد الغازات أو بين الأرض وبين الغازات وبعضها. تؤدي هذه الدائرة القصيرة إلى زيادة حادة في التيار والتي لا تتحملها المعدات الكهربائية. ولتحقيق هذه الأهداف قمنا بتحديد خطة حماية تسمح باختيار عناصر الحماية وتحديد إعدادات وحدات الحماية للأعطال الرئيسية التي تؤثر على الشبكة. يسمح البرنامج بتعديل كل وظيفة حماية باستخدام القيم التي تم الحصول عليها بعد الحسابات بناءً على الخصائص التفصيلية للعناصر المثبتة. تم تحسين كل ميزة حماية لتحقيق الأداء الأمثل لعمليات الشبكة

الكلمات المفتاحية

لشبكات الكهربائية، الجهد العالي، المتوسط، المنخفض قصر الدارة

Sommaire

Table des matières

Remerciements	2
<i>Introduction générale</i>	1
1 Introduction.....	4
2 Définition de réseaux électrique	4
3 Constitution d'un réseau électrique :	5
3.1 Centrales de production :	6
4 Les types des réseaux électriques :	6
4.1 Classification d'après la topographie	6
4.1.1 Réseaux radiaux ou en antennes :	7
4.1.2 Réseaux bouclés	9
4.1.3 Réseaux maillés.....	9
4.2 Classification d'après le niveau de tension.....	10
4.2.1 Réseau Production.....	12
4.2.2 Réseau de transport	12
4.2.3 Réseau d'interconnexion	12
4.2.4 Réseau de répartition.....	12
4.2.5 Réseau de Distribution	12
➤ Les Réseaux de distribution à moyenne tension.....	12
➤ Les Réseaux de distribution à basse tension.....	13
5 Lignes électriques	13
5.1 Types de lignes	13
5.1.1 Lignes de transport	13
5.1.2 Lignes de distribution.....	14
6 Les composants d'un réseau électrique.....	15
6.1 Les conducteurs	15
6.2 Les supports	16
6.3 Isolateur	17
6.4 Les postes électriques	17
➤ Les postes électriques ont trois fonctions principales	18
➤ Composantes d'un poste.....	18
6.5 Types des postes électriques	18
6.6 Les poste de transformation.....	19
6.6.1 Poste maçonné.....	19

6.6.2	Poste aérien accroché (ACC)	19
6.7	Les postes d'interconnexion	20
6.8	Les postes mixtes.....	20
6.9	Les postes de distribution	20
7	Les dispositifs de protection	21
8	Les appareille de commande.....	21
9	Conclusion :	21
1	Introduction.....	23
2	Système de protection	23
2.1	Définition.....	23
2.2	Constitution d'un système de protection	23
3	Caractéristique d'un plan de protection (qualité).....	24
3.1	Rapidité.....	24
3.2	Sélectivité	24
3.2.1	Sélectivité ampèremétrique	25
3.2.2	Sélectivité chronométrique.....	26
3.3	Sensibilité	27
3.4	Fiabilité.....	27
4	Structure d'une protection.....	28
4.1	Chaîne générale d'un système de protection	28
4.1.1	Disjoncteur	28
4.1.2	Fusible	31
4.1.3	Transformateur	32
4.1.4	Relais.....	35
4.2	Matériel de protection contre les surtensions	38
4.2.1	Parafoudre	39
4.2.2	Les éclateurs.....	40
5	Protection des éléments principaux dans le réseau industriel HTA	42
5.1	Protection des transformateurs	42
5.1.1	Protection interne	42
5.1.2	Protection externe.....	43
5.2	Protection des moteurs asynchrones	45
5.3	Protection des condensateurs	46
5.4	Protection des Jeux de barres	46
5.5	Protection des générateurs	47

6	Protection d'un Départ Moyenne tension (HTA).....	48
6.1	Protection contre les défauts entre phases	50
6.2	Protection contre les défauts entre phase et terre	51
7	Automate de réenclencher.....	52
7.1	Cycle rapide.....	52
7.2	Cycles lents.....	52
7.3	Le réenclenchement rapide + lent.....	53
8	Conclusion	54
1	Introduction.....	56
2	Définition d'un défaut.....	56
3	Différents types de défauts.....	56
3.1	Les courts-circuits.....	56
3.1.1	Origines d'un défaut de courts-circuits	56
3.1.2	Suivant leurs durées	57
3.1.3	Suivant leurs natures	57
3.2	Les surtensions	59
3.2.1	Classification des surtensions.....	59
3.2.2	Conséquences des surtensions.....	59
3.3	Les surcharges	59
3.4	Les déséquilibres	60
4	Conséquences des défauts sur les réseaux	60
4.1.1	Fonctionnement des réseaux	60
4.1.2	Tenue des matériels	61
4.1.3	Qualité de la fournituree.....	61
4.1.4	Circuits de télécommunications	61
4.1.5	Sécurité des personnes	62
5	Régime du neutre	62
5.1	Définition.....	62
5.2	Bases de choix du régime du neutre	63
5.3	Les différents régimes du neutre.....	63
5.4	Avantages et inconvénients de chaque régime de neutre	66
6	Calcul du courant de court-circuit.....	66
6.1	Introduction	66
6.2	L'intensité de courant de court-circuit	68
6.3	Facteurs influençant la valeur de l'intensité d'un courant de court- circuit	68

7	Calcul des courants de court-circuit par la méthode des valeurs réduites	68
7.1	Définition.....	68
7.2	Changement de base	70
7.3	Détermination des paramètres des éléments du réseau	70
7.4	Composante homopolaire	73
7.5	Méthode de calcul.....	73
8	Calcul des courants de court-circuit par la méthode des impédances.....	75
8.1	Principe de la méthode	75
8.2	Différents types de court- circuit	75
8.2.1	Court-circuit triphasé.....	75
8.2.2	Court-circuit biphasé isolé	76
8.2.3	Court-circuit monophasé isolé	76
8.2.4	Court-circuit à la terre (monophasé ou biphasé)	77
8.3	Détermination des résistances et réactances d'une installation.....	77
8.3.1	Réseau amont	78
8.3.2	Les Transformateur	78
8.3.3	Impédance des liaisons	80
8.3.4	Réactance linéique.....	81
8.3.5	Impédance des machines tournantes	82
9	Conclusion	84
1	Introduction.....	86
2	Description de réseau à étudier	86
3	Caractéristiques des éléments du réseau	87
4	Méthodes de calcul	89
4.1	Calcul des différentes différents impédances des éléments du réseau.....	89
4.1.1	Pour le réseau électrique	89
4.1.2	Pour alternateur G1	89
4.1.3	Pour les transformateurs.....	89
4.1.4	Pour les lignes	90
4.2	Valeurs des courants de court-circuit.....	92
4.2.1	Court-circuit au bout de réseau	92
4.2.2	Transformateur 2 / G1	92
4.2.3	Court-circuit sur le jeu de barre 1.....	93
4.2.4	Court-circuit sur le jeu de barre 2.....	94
4.2.5	Court-circuit sur le jeu de barre 3.....	95

4.3	Réglage de protection des transformateurs.....	96
4.3.1	Protection Transformateur TR1	97
4.3.2	Protection Transformateur T2	97
4.3.3	Protection Transformateur T3	97
4.3.4	Protection Transformateur T4	97
4.3.5	Protection Transformateur T5	98
4.4	Réglage de protection des Moteur	98
4.4.1	Démarrage du moteur M1	98
4.4.2	Protections du moteur M1	98
4.4.3	Démarrage du moteur M2	99
4.4.4	Protections du moteur M2	99
10	Discussion de résultats	100
11	Conclusion.....	100

Liste des figures

Figure 1: Schémas générale du réseau électrique.....	5
Figure 2: Synoptiques d'un réseau électrique	5
Figure 3: Différentes topologies des réseaux électriques	7
Figure 4: Schéma d'un réseau radial.....	8
Figure 5: illustration d'un réseau bouclé	9
Figure 6: illustration d'un réseau maillé.....	10
Figure 7: Schéma simplifiée d'un réseau électrique	11
Figure 8: Conducteurs usuels.....	16
Figure 9: Supports des lignes aériennes HT (pylône électrique).....	16
Figure 10: Isolateur électrique en verre	17
Figure 11: Poste maçonné.	19
Figure 12: Poste aérien accroché (ACC)	20
Figure 13: Chaîne principale de la protection électrique.	24
Figure 14: Schéma représentatif de la sélectivité	25
Figure 16: Courbe de sélectivité ampèremétrique.	25
Figure 17: Décomposition d'un intervalle de sélectivité entre les protections A et B.....	27
Figure 18: Principe de la sélectivité chronométrique.....	27
Figure 20: Fiabilité d'une protection.....	28
Figure 21: Courbe de déclenchement d'un disjoncteur.....	29
Figure 22: Constitution d'un disjoncteur à huile	30
Figure 23: Disjoncteur à vide	31
Figure 24: Classification des types de fusibles.....	32
Figure 25: Fusible moyenne tension de type industriel.....	32
Figure 26: Couplage des enroulements des transformateurs.....	33
Figure 27: Principe de fonctionnement d'un transformateur de courant.....	34
Figure 28: Le transformateurs de potentiel à condensateur	35
Figure 29: Le transformateur classiques à enroulement	35
Figure 30: Différents types des relais.....	36
Figure 31: Principe de relais électromagnétique.	37

Figure 32: Exemple de structure d'un parafoudre ZnO en enveloppe porcelaine pour le réseau 20 kV.....	40
Figure 33: Un éclateur MT avec tige anti-oiseaux [9]	41
Figure 34: Relais BUCHHOLZ.....	42
Figure 35: Protection de masse cuve.....	43
Figure 36:Le principe de fonctionnement de la protection différentielle.....	45
Figure 37: Courbe de courant en fonction de temps lors d'un démarrage.....	45
Figure 38: courant de court-circuit aux bornes d'un générateur	47
Figure 39: seuil de la protection à maximum de courant	47
Figure 40: Protection d'un départ MT	49
Figure 41: Schéma de protection contre les défauts entre phase [14].....	50
Figure 42: Protection contre les défauts entre phases et terre	51
Figure 43: Diagramme des cycles de réenclencheur.....	53
Figure 44:Schéma illustratif qui montre les différents types des courts-circuits	58
Figure 45: Régimes du neutre en fonction de Zn	63
Figure 46: Schéma simplifié d'un réseau en court-circuit.....	67
Figure 47: Transformateur à trois enroulements	71
Figure 48: Représentation d'un réseau en impédance (Court-circuit triphasé)	75
Figure 49: Représentation d'un réseau en impédance (Court-circuit biphasé)	76
Figure 50: Représentation d'un réseau en impédance (cc monophasé isolé).....	76
Figure 51:Représentation d'un réseau en impédance (cc terre)	77
Figure 52: Modèle d'une installation électrique.	77
Figure 53:Schéma de principe de l'installation.	88

Liste des tableaux

Tableau 1: Réglage de la protection contre les défauts entre phases du départ MT.....	51
Tableau 2: Réglage de la protection contre les défauts homopolaires du départ MT.....	52
Tableau 3: Statistiques de défauts sur les réseaux aériens français	62
Tableau 4: Modes de raccordement du point neutre	Erreur ! Signet non défini.
Tableau 5: la détermination de la résistance et de la réactance en HT	78
Tableau 6: tension de court-circuit U_{CC} normalisée pour les transformateurs HTA/BT de distribution publique.	79
Tableau 7: Valeurs de la résistivité ρ des conducteurs en termes de courant de court-circuit	80
Tableau 8: valeurs de la réactance des câbles selon le mode de pose.	82

Abréviation

BT	Basse Tension	V
MT ou HTA	Moyenne Tension	V
HT ou HTB	Haute tension	V
I_{CC Min}	Courent de court circuit minimum	A
I_{CC Max}	Courent de court circuit maximum	A
I_{CC}	Courent de court circuit	A
I_n	Courant nominal	A
KV	Kilo Volte	KV
R	Résistance	Ω
S	Section des lignes de câble	mm ²
TC	Transformateur de mesure de courant	-
TT	Transformateur de mesure de Tension	-
THT	Très Haute tension	V
TP	Transformateur de puissance	-
U_{CC}	Tension de court-circuit d'un transformateur	%
JdB	Jeu de barres	-
S	Puissance apparente	VA

Introduction générale

L'industrialisation et la croissance de la population dans le monde ont obligé tous les pays à suivre une politique de mise à niveau pour améliorer leurs positions mondiales. Pour arriver à ce stade, les premiers pas ont été faits dans le domaine de l'énergie et surtout celui de l'énergie électrique.

En août 2003, une panne de courant s'est produite dans le nord-est des États-Unis et dans plusieurs villes canadiennes et a duré environ 30 heures en raison d'un incendie dans une centrale nucléaire en Pennsylvanie. Le trafic du métro s'est arrêté à New York et en Ontario, au Canada, les communications téléphoniques ont été coupées et 6 aéroports dans les deux pays et 7 centrales nucléaires en Amérique ont été fermés, entraînant des pertes s'élevant à 35 milliards de dollars.

Cela a révélé la dépendance de l'Amérique à l'égard du Canada dans le domaine de l'électricité, puisque les exportations d'électricité du Canada vers les États-Unis représentent environ 10 % de l'électricité totale produite et 1,2 % de la consommation américaine, de sorte que le gouvernement canadien déconnecte l'électricité du côté américain pour restaurer l'électricité à nouveau courant au Canada.

C'est quelque chose dont les États-Unis n'ont pas été témoins depuis 1965, dans ce qu'on a appelé la « Grande Ténèbres ». Cela a touché environ 30 millions de citoyens dans 7 villes américaines et deux provinces canadiennes, et cela a duré 12 minutes. L'affaire s'est répétée en 1977. Pendant 25 heures, au cours desquelles l'électricité a été coupée pour 9 millions d'habitants de New York en raison d'une surcharge, qui a provoqué la panne des générateurs électriques et un défaut technique a provoqué une panne de courant à New York pendant environ 12 heures en 1986.

L'électricité a été coupée à San Francisco en 1997 et 1998 en raison de dysfonctionnements techniques. Des températures élevées sans précédent ont provoqué une panne de courant à New York pendant environ 19 heures en 1999, et 3 millions de Canadiens ont vécu sans électricité pendant 3 jours.

Parmi les raisons qui ont causé ces accidents :

Une ligne de transport touche des arbres à cause de la dilatation des câbles causée par la chaleur. Cette ligne déclenche (c'est-à-dire se met en sécurité en se coupant). Une première redistribution de la charge est effectuée sur les lignes alternatives. Les relais des autres lignes de distribution ne sont pas équipés de détection d'empiètement de surcharge. Plusieurs lignes de transport déclenchent donc en cascade. Une seconde redistribution de la charge est effectuée sur les lignes restantes. Les charges deviennent de plus en plus élevées sur les lignes restantes. De plus en plus d'oscillations de puissance affectent le réseau. Par la suite, plusieurs relais de protection de lignes ont déclenché à la suite d'oscillations de puissance. Phénomène de cascade (écroulement du réseau).

Dans ce contexte, la plupart des études et recherches portent sur l'amélioration des moyens de protection contre les aléas et les problèmes survenant sur le réseau électrique. Surtout les courts-circuits, car ils peuvent provoquer une dégradation de différentes parties de l'installation électrique.

L'objectif de notre travail consiste à une étude sur le réseau 60/30 kV pour déterminer le pouvoir de coupure PDC des appareils de protection par calcul le court-circuit monophasé et triphasé et des seuils de réglage des relais de protections.

Pour atteindre les objectifs annoncés au paragraphe précédent, nous avons tracé la progression suivante :

Dans le premier chapitre, nous avons vu la nature générale des réseaux électriques, depuis la production jusqu'à la distribution de la consommation.

Dans un deuxième chapitre nous avons cité les différents appareils de protection et autres appareillages intervenants pour le bon fonctionnement du réseau.

Le troisième chapitre est consacré à l'étude théorique générale des courants de court-circuit. Ces différentes formes et causes de courants de court-circuit sont souvent dangereuses et affectent la qualité de l'énergie électrique et les différentes méthodes utilisées pour l'identification.

Et dans le dernier chapitre nous avons traité une application sur un réseau de 60/30 kV qui calcul les différents courants de courants de court- circuits monophasés et triphasés.

*Chapitre 01 : généralité sur les réseaux
électrique*

1 Introduction

L'exploitation du réseau électrique consiste à produire, transporter et distribuer l'énergie demandé par les charges installées .il est constitué de lignes électriques exploitées à différents niveaux de tension et fréquence, dans des limites acceptables. Afin de garantir un bon fonctionnement des charges et des équipements du réseau.

Les postes électriques permettent de repartir l'électricité et de la faire passer d'une tension à l'autre grâce aux transformateurs.

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

2 Définition de réseaux électrique

Le réseau électrique s'agit d'un ensemble d'équipement qui transport l'énergie de lieu de production la centrale de génération jusqu'aux aux consommateur les plus éloignés.

Les réseaux électriques ont pour fonction d'interconnecter les centres de production tels que les centrales hydrauliques, thermiques... avec les centres de consommation (villes, usines...).

L'énergie électrique est transportée en haute tension, voire très haute tension, Pour limiter les pertes joules (les pertes étant proportionnelles au carré de l'intensité).

Puis progressivement abaissées au niveau de la tension de l'utilisateur final une distribution électrique, importante et complète comprend les diverses parties suivantes :

- Les usines de production de l'énergie électrique ou centrales électriques.
- Un réseau de lignes de transport à (très) haute tension.
- Des postes de transformation, d'interconnexion, de répartition.
- Des réseaux de lignes de distribution en moyenne tension.
- Des postes de transformation (cabines), associés à des lignes d'utilisation à basse Tension.

Chapitre I : généralité sur les réseaux électrique

La (Figure 1) montre le schéma général des réseaux électriques (hiérarchisation par niveau de tension).

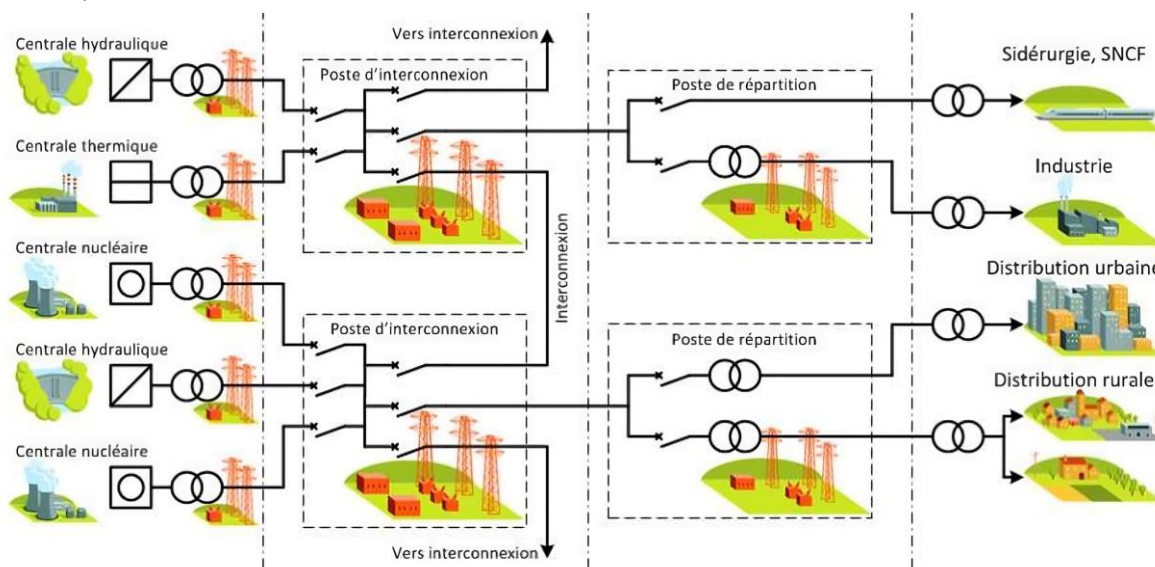


Figure 1: Schémas générale du réseau électrique

3 Constitution d'un réseau électrique :

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

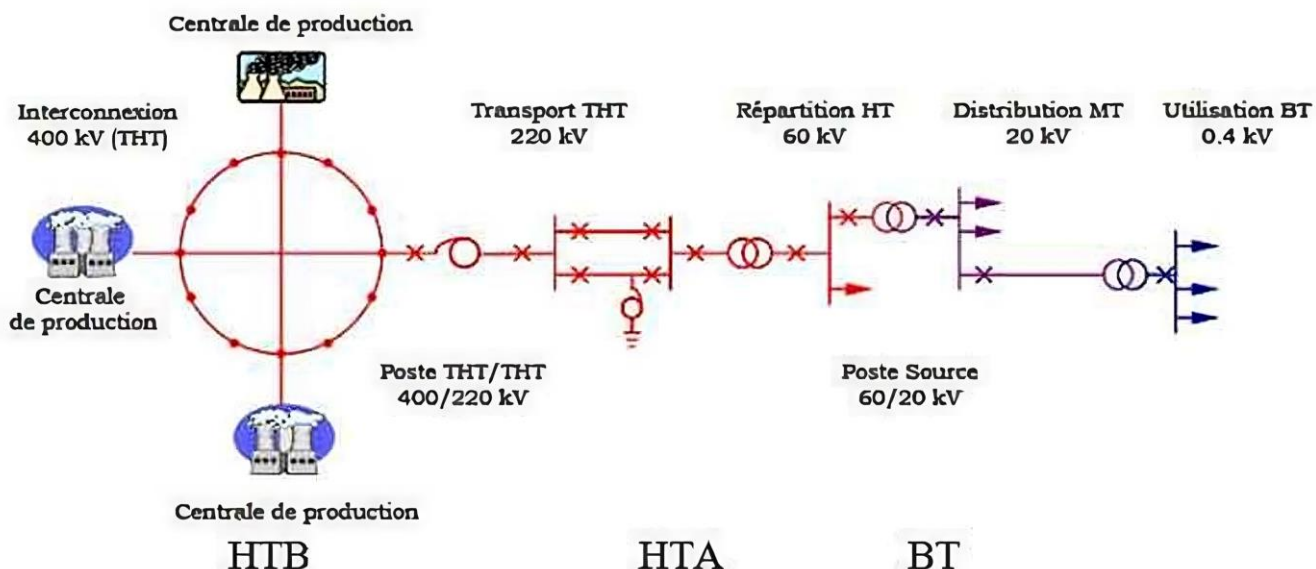


Figure 2: Synoptiques d'un réseau électrique

3.1 Centrales de production :

Une centrale de production d'énergie électrique est un site industriel destiné à la production d'électricité. Les centrales électriques transforment différentes sources d'énergie naturelle en énergie électrique afin d'alimenter en électricité les consommateurs, particuliers ou industriels relativement lointains. Le réseau électrique permet de transporter puis de distribuer l'électricité jusqu'aux consommateurs.

Les différents types de centrales électriques Nucléaires, thermiques, hydrauliques, solaires ou encore éoliennes... Il existe une multiplicité de centrales, qui présentent toutefois des similitudes dans leur fonctionnement.

Les centrales Nucléaire, Thermique, Turbine à gaz, Cycle combiné, utilisent des groupes synchrones à pôles lisses (vitesse de rotation rapide).

Les centrales Hydroélectrique & Maré- motrice, avec groupes réversibles ou non, de fortes puissances, utilisent généralement des groupes synchrones à pôles saillants (vitesse de rotation lente).

Les générateurs sont du type synchrone ($S_n > 2$ MVA) ou asynchrone ($S_n < 5$ MVA) ou courant continu puis ondulé ($S_n < 1$ MVA)

- Tensions triphasées de 5 à 25 kV. [2]

4 Les types des réseaux électriques :

Un réseau électrique est tout d'abord défini par le type de courant électrique utilisé pour Une bonne distribution économique et offrant une sécurité totale.

On distingue différents types de réseaux

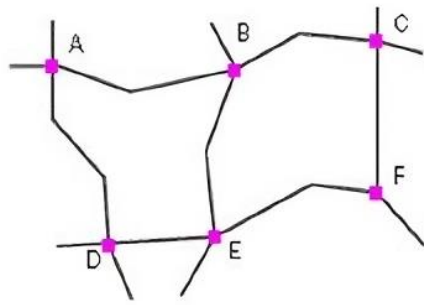
- D'après la topographie.
- D'après le niveau de tension.

4.1 Classification d'après la topographie

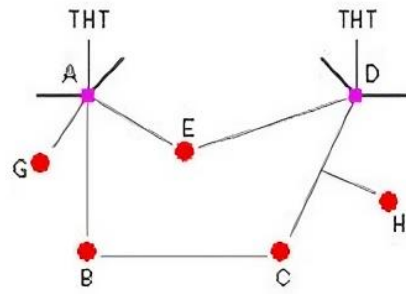
Les topologies diffèrent d'un type de réseau à un autre. Cette topologie est dictée par : le niveau de fiabilité recherché, la flexibilité et la maintenance, ainsi que les coûts d'investissement et d'exploitation. Les différentes topologies qu'on trouve usuellement sont

Chapitre I : généralité sur les réseaux électrique

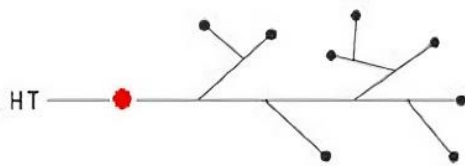
illustrées sur la Figure 3.



a) exemple de structure maillée



b) Exemple de structure bouclée



c) Exemple de structure arborescente



d) Exemple de structure radiale

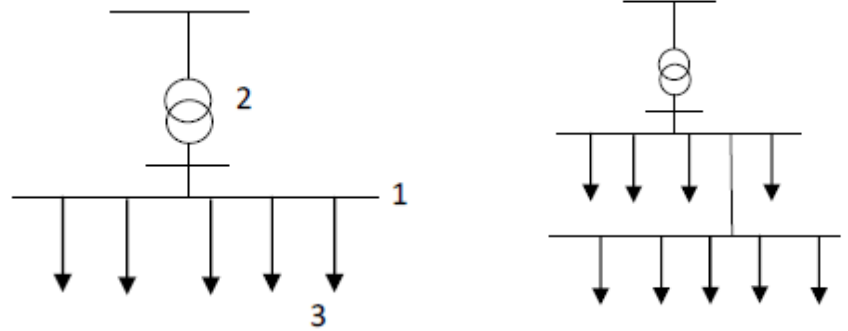
- Poste d'interconnexion
- Poste de répartition
- Poste de distribution

Figure 3: Différentes topologies des réseaux électriques

4.1.1 Réseaux radiaux ou en antennes :

C'est le réseau le plus simple du point de vue conception. Il est disposé de façon à ce qu'en partant du point d'alimentation, toutes les lignes sont développées en antennes et alimentées par une seule ligne principale. Il nécessite des postes de distribution en basse tension, en plus il ne tient pas compte du changement de la technologie.

1. Jeu de barre.
2. Transformateur.
3. Consommateurs



A/ Schéma radial à 1 étage B/ Schéma radial à 2 étages.

Figure 4: Schéma d'un réseau radial

On utilise les réseaux radiaux dans les cas suivants

- Pour les récepteurs importants du point de vue de la catégorie d'alimentation.
- Pour les armoires de forces.
- Pour les récepteurs dont les locaux contiennent des explosifs.

Avantages :

- Facilité de construction et d'exploitation.
- Ce sont les réseaux les moins coûteux

Inconvénients

- Il possède un inconvénient majeur qui est le déclenchement du disjoncteur principal qui entraîne une interruption du service pour tous les usagers en aval, en cas d'avarie sur une ligne.
- Difficulté de détection de défaut.
- Son entretien est plus cher.

4.1.2 Réseaux bouclés

Les distributions bouclées sont constituées par une ou plusieurs canalisations qui, Partant d'une source et reviennent après avoir alimenté les divers abonnés. On peut Constituer des boucles complexes ou maillées, comportant des transversales qui permettant de réaliser des boucles successives.[4]

Le réseau bouclé à une réduction des pertes joules, et il a une connexion spéciale aux dérivations et que chaque dérivation peut au maximum alimenter deux circuits.

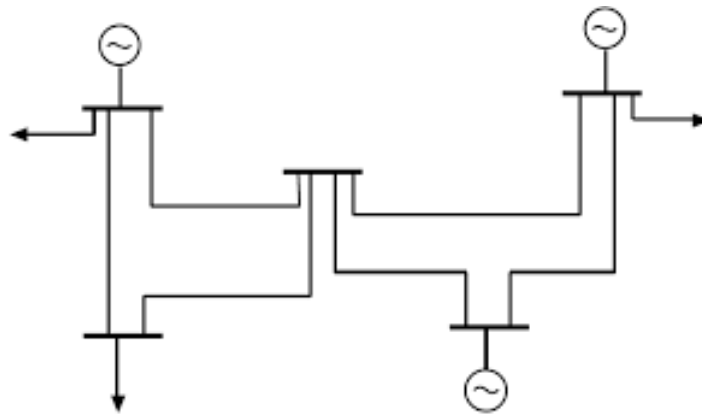


Figure 5:illustration d'un réseau bouclé

Avantages :

- Une meilleure continuité de service.
- Faciliter d'étude et construction.

Inconvénients :

- Difficile à exploiter
- Le cout

4.1.3 Réseaux maillés

Ce réseau se compose d'un ensemble de nœuds reliés par des lignes de transport d'énergie permettant le choix entre plusieurs routes d'une entrée du réseau vers une sortie.

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

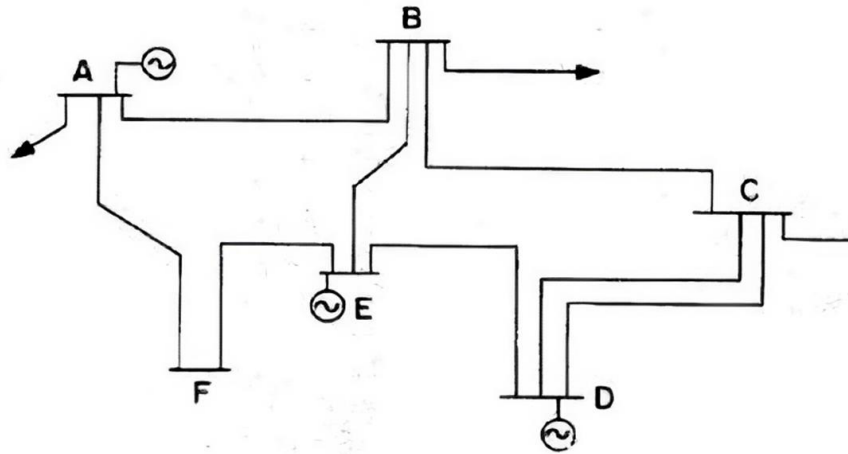


Figure 6: illustration d'un réseau maillé

Avantages

- Une grande sécurité d'exploitation.
- Une chute de tension réduite.

Inconvénients

- Elle exige, de plus, un point commun par paire de câble et demande une surveillance continue du réseau en fonction de l'accroissement de la charge.

4.2 Classification d'après le niveau de tension

Les niveaux de tension utilisés diffèrent d'un type de réseau à un autre et diffèrent d'un pays ou d'une région à une autre. Selon la norme IEC (International Electrotechnique Commîtes) les niveaux de tension sont définis comme suit :

THT (VHV) : Très haute tension (Very high voltage), pour des tensions composées Supérieures à 220 kV.

HT (HV) : Haute tension (High voltage), des tensions composées supérieures comprises entre 33 kV et 220 kV.

MT (MV) : Moyenne tension (Medium voltage), des tensions composées comprises entre 1 kV et 33 kV.

BT (LV) : Basse tension (Low voltage), tension comprise entre 100 V et 1 kV.

Chapitre I : généralité sur les réseaux électrique

TBT (VLV) : Très basse tension (Very low voltage), inférieure à 100 V.

D'autres normes existent, notamment la norme IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers). Celle-ci définit la tension moyenne sur une large plage (de 1 kV jusqu'à 69 kV).

La norme IEEE est utilisée surtout en Amérique du nord. Il y a aussi la norme française qui définit les niveaux comme suit :

HTB : supérieure à 50 kV, **HTA :** entre 1 kV et 50 kV, **BTB :** entre 500 V et 1 kV,

BTA : entre 50 et 500 V et

TBT : inférieur à 50 V.

Remarque : En pratique, il y a des valeurs de tensions standards pour chaque niveau. En Algérie ces niveaux sont 220 kV en transport, 60 kV et 30 kV en répartition et distribution MT et 400 V en distribution BT.

Les réseaux électriques hiérarchisés d'une façon générale, la plupart des pays mettent en œuvre :

- Un réseau de transport : THT 220 à 800 KV
- Un réseau de répartition : HT ou HTB 60 à 120 KV
- Un réseau de distribution : MT ou HTA 5 à 36 KV
- Un réseau de livraison de l'abonnée BT 400 à 230 V

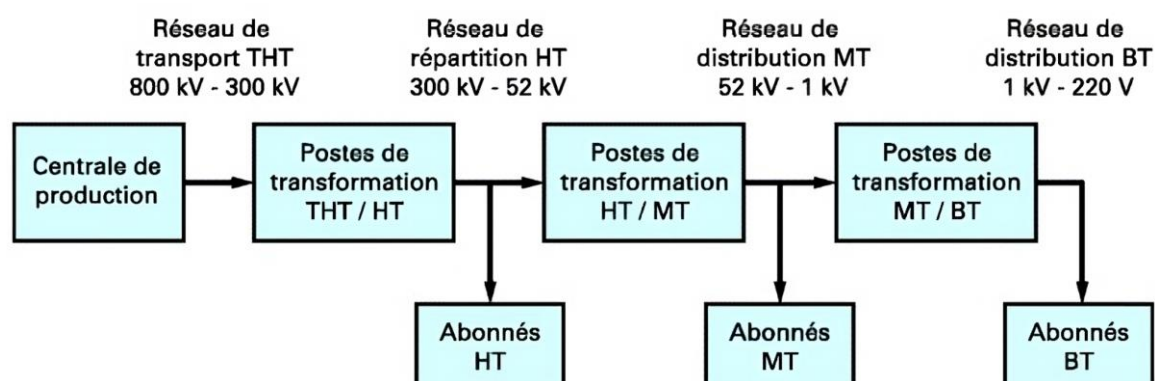


Figure 7: Schéma simplifiée d'un réseau électrique

Chapitre I : généralité sur les réseaux électrique

Les réseaux électriques sont partagés en plusieurs types :

4.2.1 Réseau Production

La production sert à produire l'énergie électrique grâce à des turbo-alternateurs qui transforment l'énergie mécanique des turbines en énergie électrique à partir d'une source primaire (gaz, pétrole, hydraulique. . .).

4.2.2 Réseau de transport

Les réseaux de transport sont constitués des lignes à très haute tension (THT) et haute tension (HT). La fonction de ces réseaux est de collecter la puissance produite par les centrales importantes et de l'acheminer vers les zones de consommation.

4.2.3 Réseau d'interconnexion

Les réseaux d'interconnexion assurent la liaison entre les centres de production et permettent des échanges d'énergie entre différentes régions et même avec les autres pays voisins.

4.2.4 Réseau de répartition

Les réseaux de répartition sont à haute tension, ils jouent le rôle d'intermédiaire entre les réseaux de transport et les réseaux de distribution.

Le réseau de répartition prend sa source dans le réseau de transport à partir des postes d'interconnexion THT/HT (MT) et sert à fournir les gros consommateurs industriels sous haute ou moyenne tension, et à répartir les puissances dans différentes régions rurales ou urbaines. Ce type de réseau utilise des tensions de 60 et 30 kV.[3]

4.2.5 Réseau de Distribution

La distribution sert à alimenter les consommateurs en soit directement pour des puissances allant jusqu'à quelques MW, soit après transformation en moyenne ou en basse tension (typiquement 400 V), grâce à des postes de transformation MT/BT.

➤ Les Réseaux de distribution à moyenne tension

- HTA (30 et 10 kV le plus répandu)
- Neutre à la terre par une résistance.

- Limitation à 300 A pour les réseaux aériens.
- Limitation à 1000 A pour les réseaux souterrains.
- Réseaux souterrains en boucle ouverte ou fermer.

➤ Les Réseaux de distribution à basse tension

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

5 Lignes électriques

Une ligne électrique est un ensemble de conducteurs, d'isolants et d'éléments accessoires destinés au transport de l'énergie électrique.

5.1 Types de lignes

Elles peuvent être classées selon plusieurs critères :

Suivant les fonctions qu'elles assurent dans le réseau :

- Lignes de grand transport
- Lignes de distribution.

5.1.1 Lignes de transport

Elles ont une très haute tension (THT) (1500 à 4000KV) ou bien une haute tension (60 à 90 KV).

➤ Propriétés des lignes de transport

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

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

Chapitre I : généralité sur les réseaux électrique

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

5.1.2 Lignes de distribution

Elles ont une moyenne tension (5 à 36KV) ou une faible tension (220 à 300V).

Suivant la situation dans l'espace :

- ❖ Lignes aériennes.
- ❖ Lignes souterraines (câble).

5.1.2.1 Les réseaux aériens

Une ligne aérienne est constituée principalement d'un ensemble de conducteurs assurant avant tout la continuité électrique et réalisant une connexion entre deux nœuds d'un réseau électrique.

Les lignes aériennes peuvent être classées suivant les fonctions qu'elles assurent dans le réseau : Lignes de grand transport, Lignes d'interconnexion, Lignes de répartition, Lignes de distribution.

❖ Avantages :

- Faible coût
- La facilité d'entretien
- Capacité à transporter des tensions plus élevées

❖ Inconvénients :

- Sensibles aux catastrophes naturelles
- La qualité du signal des lignes électriques aérien est faible.

5.1.2.2 Les réseaux souterrains

L'utilisation des réseaux souterrains est réservée aux zones urbaines denses tandis que les zones rurales sont alimentées en aérien. Ils sont constitués par des câbles isolés par du papier imprégné ou immergé, de caoutchouc ou des composants chimique

❖ Avantages :

- Les câbles souterrains génèrent moins de champs électromagnétiques.
- Une liaison souterraine occupe moins de passage au niveau du sol.
- La liaison souterraine permet une diminution des pertes électriques d'environ $\frac{1}{4}$ par rapport à l'aérien.

❖ Inconvénients :

- Le coût de la réalisation d'une ligne aérienne est largement plus faible qu'une ligne électrique avec des câbles.
- Les contraintes environnementales et de coûts.

6 Les composants d'un réseau électrique

6.1 Les conducteurs

Les conducteurs des lignes aériennes à haute tension sont toujours nus. On emploie presque exclusivement des câbles en cuivre et des câbles en aluminium avec âmes en acier, ces derniers sont généralement les plus économiques. Dans le réseau de transport on utilise en générale des conducteurs en aluminium ou en alliage aluminium acier.

Depuis plusieurs années, le cuivre n'est plus utilisé en raison de sa masse et de son coût. Cependant, des conducteurs en cuivre équipent encore des lignes anciennes.

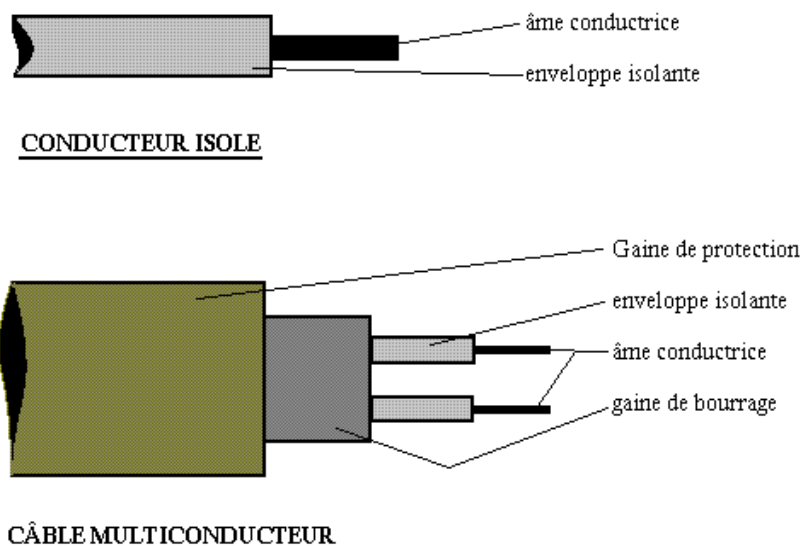


Figure 8: Conducteurs usuels

6.2 Les supports

Les supports maintiennent les conducteurs à une hauteur convenable au-dessus de sol par l'intermédiaire de traverses ou bras. Il existe deux principaux types de support :

- Support bouts soudé en acier (BS)
- Support en béton.

Pour les lignes de moins de 70 kV, on peut employer comme supports des Simples poteaux en bois ou en métal, pour des tensions supérieures, on emploie toujours des pylônes métalliques.

Leur silhouette est caractérisée par la disposition des câbles conducteurs. L'écartement entre les fils doit être d'autant plus grand que la distance entre les pylônes est plus grande et que la tension de la ligne est plus élevée.

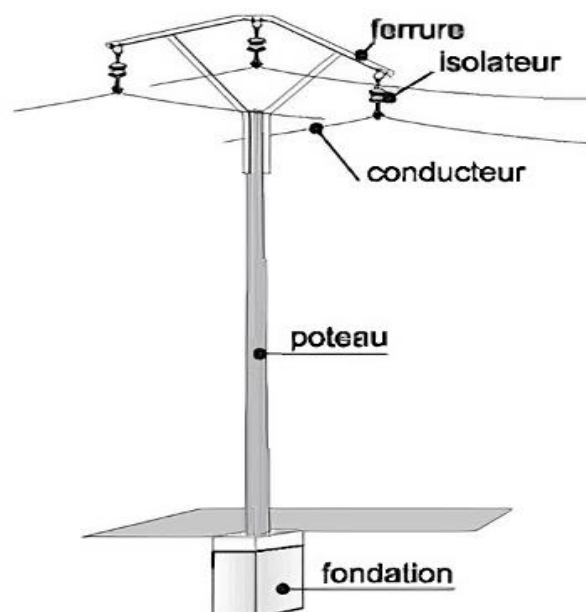


Figure 9: Supports des lignes aériennes HT (pylône électrique)

6.3 Isolateur

Les isolateurs assurent l'isolement électrique entre les câbles conducteurs et les supports. Sur le réseau de transport, les isolateurs sont utilisés en chaîne, dont la longueur augmente avec le niveau de tension.

Au point de vue électrique, les isolateurs doivent offrir une grande résistance d'isolement afin qu'ils ne soient ni contournés en surface, ni perforés à travers leur masse par les tensions élevées qu'ils ont à supporter normalement.

Afin d'augmenter leur distance de contournement, on leur donne une forme de jupe.

Au point de vue mécanique, ils doivent être assez résistants pour supporter les forces énormes dues au poids des conducteurs.

Les isolateurs sont deux types principaux : rigides et à chaînes. Pour des tensions supérieures à 70 kV, on emploie toujours des chaînes d'isolateurs constituées d'un certain nombre d'éléments en porcelaine réunies par des pièces métalliques.

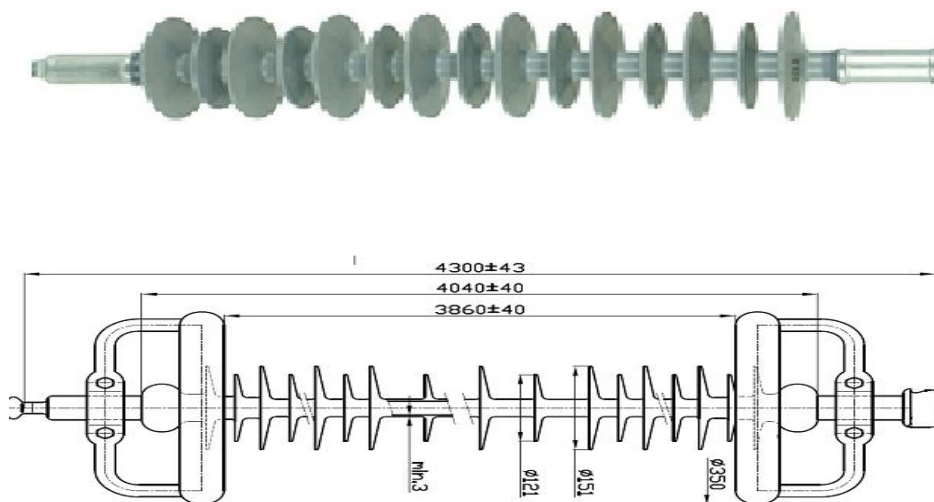


Figure 10: Isolateur électrique en verre

6.4 Les postes électriques

Un poste électrique est un ensemble d'appareillage arrangé de sorte à Faire transiter la puissance d'un niveau de tension à un autre, en général s'il s'agit d'un poste de répartition ou de distribution, le poste sert à baisser la tension. Cet appareillage est disposé pour le Réglage de la tension, comptage de puissance, surveillance. On y trouve un certain nombre d'appareils

Chapitre I : généralité sur les réseaux électrique

électriques (transformateurs, disjoncteurs, sectionneurs...) qui participent au bon fonctionnement du réseau.[3]

➤ Les postes électriques ont trois fonctions principales

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

➤ Composantes d'un poste

On distingue parfois les éléments d'un poste en "éléments primaires" (les équipements hauts tension) et "éléments secondaires" (équipements basse tension).

Parmi les équipements primaires, on peut citer :

- Transformateur électrique.
- Autotransformateur électrique.
- Disjoncteur à haute tension (Appareillage de manœuvre et protection).
- Sectionneur (isolation : dont la principale fonction est d'assurer l'isolement du circuit qu'il protège.
- Parafoudre (protection).
- Transformateur de courant (Appareillage de mesure des courants).
- Transformateur de tension (Appareillage de mesure des tensions).
- Jeu de barre (Appareillage de liaison).
- Batterie de condensateurs (Appareillage de régulation : compensation de l'énergie réactive).
- Services auxiliaires BT, courant alternatif et courant continu (Parmi les éléments secondaires on peut citer : alimentations des moteurs de commande, la signalisation, les verrouillages, le chauffage, l'éclairage, télécommande, télésignalisation, télémessure...)

6.5 Types des postes électriques

Il existe trois grandes catégories de postes électriques : Il existe trois grandes catégories de postes électriques :

6.6 Les poste de transformation [4]

Un poste de transformation se compose d'un élément essentiel qui est le dispositif d'élévation ou d'abaissement de la tension transporté par le réseau vers les zones de consommation, et qui sont généralement des transformateurs abaisseurs qu'on les trouve sous deux types de postes :

6.6.1 Poste maçonné

C'est une construction maçonnée qui contient un transformateur, un jeu de barre pour donner un départ vers une autre zone de consommation et un répartiteur ou une armoire pour donner plusieurs voies de distribution BT avec un dispositif de protection.



Figure 11: Poste maçonné.

6.6.2 Poste aérien accroché (ACC)

C'est un transformateur aérien accroché à un support MT avec un disjoncteur. On trouve ces types de postes dans les zones de consommation rurales ou MT.

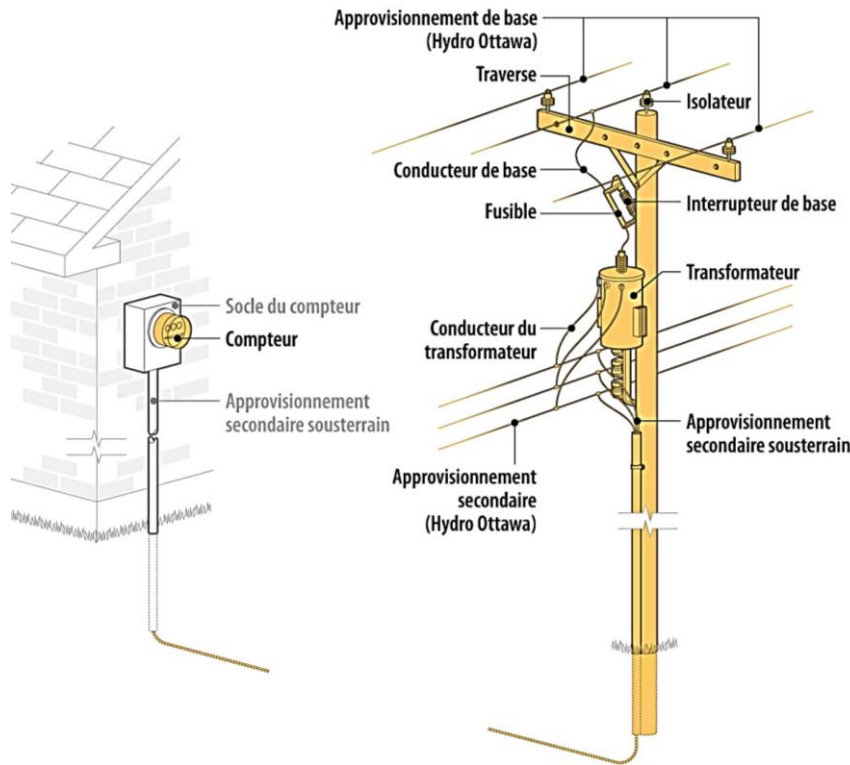


Figure 12: Poste aérien accroché (ACC)

6.7 Les postes d'interconnexion

Qui comprennent à cet effet un ou plusieurs points communs triphasés appelés jeu de barres, sur lesquels différents départs (lignes, transformateurs, etc.) de même tension peuvent être aiguillés.

6.8 Les postes mixtes

Les postes mixtes, les plus fréquents, qui assurent une fonction dans le réseau d'interconnexion et qui comportent en outre un ou plusieurs étages de transformation.

6.9 Les postes de distribution

Le but est d'abaisser le niveau de tension pour distribuer l'énergie électrique aux clients résidentiels ou industriels. Il existe deux modes d'emplacement du poste de distribution selon la puissance du transformateur.

7 Les dispositifs de protection

Les dispositifs de protection surveillent en permanence l'état électrique des éléments d'un réseau et provoquent leur mise hors tension (par exemple l'ouverture d'un disjoncteur), Ils ont pour mission de préserver les éléments du réseau des avaries survenues. Parmi les dispositifs de protection installés dans le réseau électrique figurent les disjoncteurs, les fils de protection et les éclateurs...

8 Les appareils de commande

Les appareils de commande et d'interruption sont en partie des dispositifs de protection, ils ont un fonctionnement manuel, automatique ou télécommandé comme les IAT, (Interrupteur Aérien Télécommandé) et les IATCT (Interrupteur Aérien Télécommandé Creux de Tension).

[4]

9 Conclusion :

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

*Chapitre 02 : Etude de protection
électrique*

1 Introduction

Les défauts sur les réseaux électriques provoquent des perturbations affectant leur fonctionnement et la qualité d'alimentation de la clientèle. Le système de protection protégé les réseaux contre effets de ces défauts. Un défaut est une situation anormale, dans la majorité de ce cas c'est un court circuit électrique. En général, le système de protection ne peut pas éviter les endommagement au réseau, il fonctionne après que quelques dégâts ou déjà été produits. [5]

Ce chapitre définit la protection, les concepts de base des systèmes de protection et les éléments de protection. Des travaux seront menés pour déployer les éléments de base qui composent le système global de protection.

Un système de protection doit :

- Préserver la sécurité des personnes et des biens.
- Eviter la destruction partielle ou totale des matériels.
- Assurer la meilleure continuité de fourniture possible. [17]

2 Système de protection

2.1 Définition

C'est le choix des éléments de protection et de la structure globale de l'ensemble, de façon cohérente et adaptée au réseau. C'est un ensemble de dispositifs de surveillance et de protection pour assurer l'équilibre du réseau. La fonction principale du système de protection est d'arrêter rapidement toute structure du réseau qui commence à se comporter de manière anormale.

2.2 Constitution d'un système de protection

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

- Des capteurs ou réducteurs de mesure qui abaissent les valeurs à surveiller (courant, tension...) à des niveaux utilisables par les protections
- Des relais de protection chargé de la surveillance permanente de l'état électrique du réseau.
- Des appareillages de coupure leur fonction d'élimination de défaut : disjoncteurs, interrupteurs, fusibles.

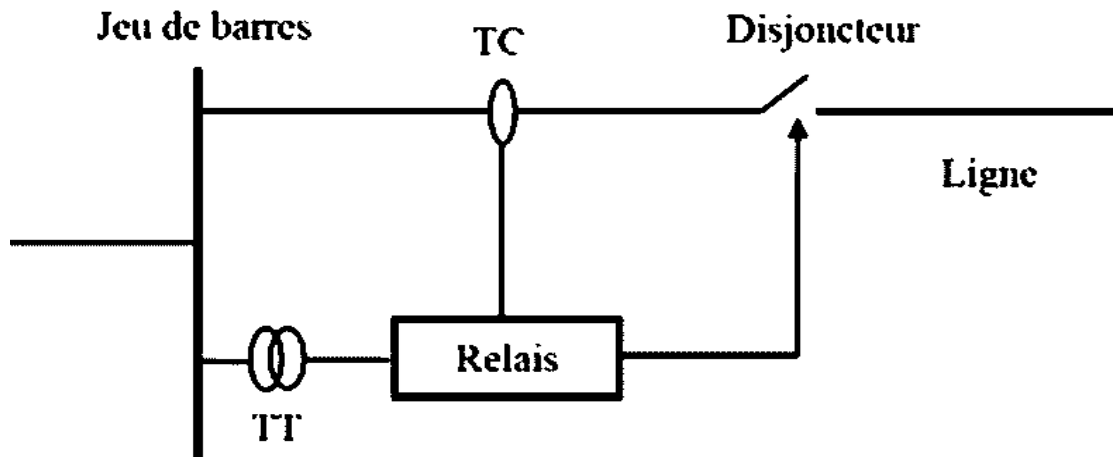


Figure 13:Chaîne principale de la protection électrique.

3 Caractéristique d'un plan de protection (qualité)

Un système de protection doit posséder les qualités suivantes :

3.1 Rapidité

La protection élimine rapidement le défaut d'isolement de toutes formes en séparant l'élément défectueux par le disjoncteur le plus proche, pour réduire les conséquences néfastes des courts-circuits. Le temps d'élimination des courts-circuits comprend deux composantes principales :

- ❖ Le temps de fonctionnement des protections (quelques dizaines de millisecondes).
- ❖ Le temps d'ouverture des disjoncteurs, avec les disjoncteurs modernes (SF6 ou à vide), ces derniers sont compris entre 1 et 3 périodes. [1]

3.2 Sélectivité

La sélectivité est une méthode qui consiste à coordonner les protections de sorte que, lorsqu'un défaut apparaît sur un circuit, seule la protection placée en tête de ce circuit se déclenche, évitant la mise hors service du reste de l'installation. [18]

Le but est de limiter les conséquences d'un défaut à la seule partie de l'installation concernée. Pour assurer une bonne sélectivité dans un plan de protection d'un réseau électrique, en général on combine la sélectivité chronométrique avec la sélectivité ampèremétrique.

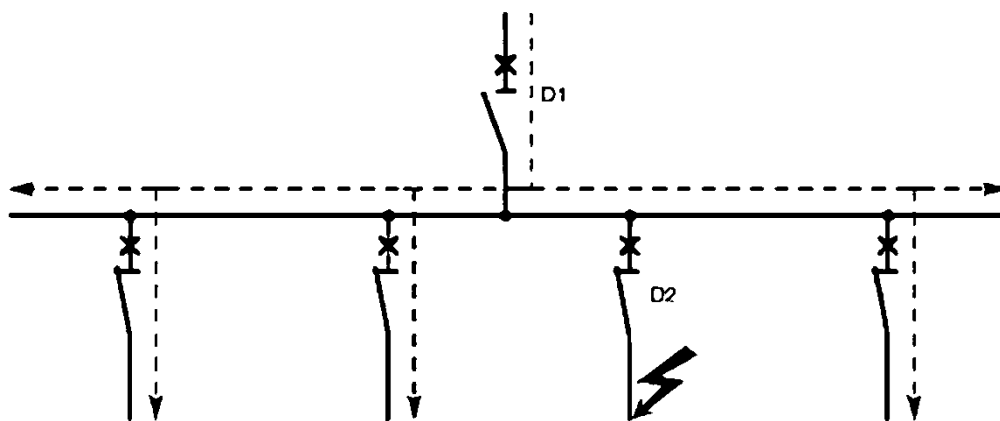


Figure 14: Schéma représentatif de la sélectivité

Un défaut en un point d'installation doit être éliminé par le dispositif de protection placé immédiatement en amont de ce défaut, et si possible, par lui seul.

3.2.1 Sélectivité ampèremétrique

Cette technique repose sur le décalage en intensité des courbes de déclenchement des disjoncteurs/protections fusibles amont et aval. [18] Pour assurer une sélectivité de type ampère métrique, la grandeur contrôlée est le courant. Sur un réseau, un courant de court-circuit est d'autant plus faible que le point de défaut est éloigné de la source.

Elle résulte de l'écart entre les seuils des déclencheurs instantané ou court-retard des disjoncteurs successifs. Surtout utilisée en distribution terminale, elle fait appel à des disjoncteurs rapides, dépourvus de dispositif de retard intentionnel au déclenchement. [19]

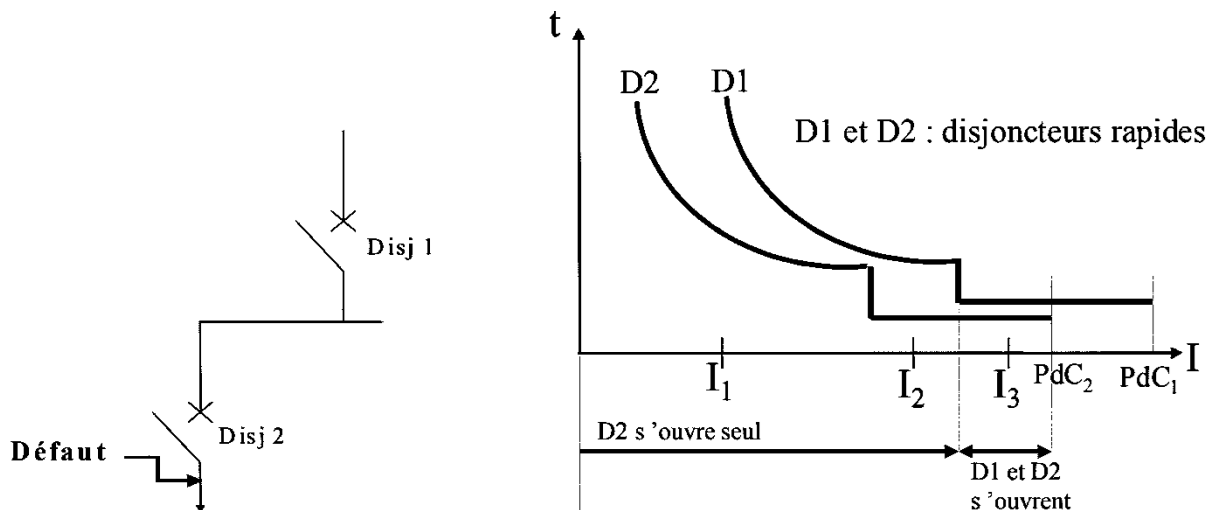


Figure 16: Courbe de sélectivité ampèremétrique.

Sachent que :

PdC1 : pouvoir de coupure du disjoncteur D1

PdC2 : pouvoir de coupure de disjoncteur D2

Courant de défaut : I 1 : seul D2 s'ouvre.
I 2 : seul D1 s'ouvre.
I 3 : D1 et D2 s'ouvrent. } **La sélectivité est partielle.**

3.2.2 Sélectivité chronométrique.

La sélectivité chronométrique agit indépendamment du courant. Elle consiste à donner des temporisations différentes aux protections à maximum de courant échelonnées le long du réseau. Ces temporisations sont d'autant plus longues que le relais est proche de la source. Dans le schéma de la Figure 5, toutes les protections A, B, C et D ont trouvé des défauts. La protection temporisée D ferme ses contacts plus vite que la protection installée en C, elle-même plus rapide que la protection installée en B... ETC. Lorsque le disjoncteur D est ouvert et que le courant de défaut disparaît, les protections A, B, C, qui ne sont plus nécessaires, reviennent en position d'attente. La différence des temps de fonctionnement ΔT entre deux protections successives est l'intervalle de sélectivité. [1]

- Temps de coupure T_c du disjoncteur en aval
- Tolérances de temporisation dT .
- Temps de dépassement de la protection en amont t_r .
- Marge de sécurité m .

ΔT doit donc satisfaire à la relation :

$$\Delta T = T_c + 2dT + m$$

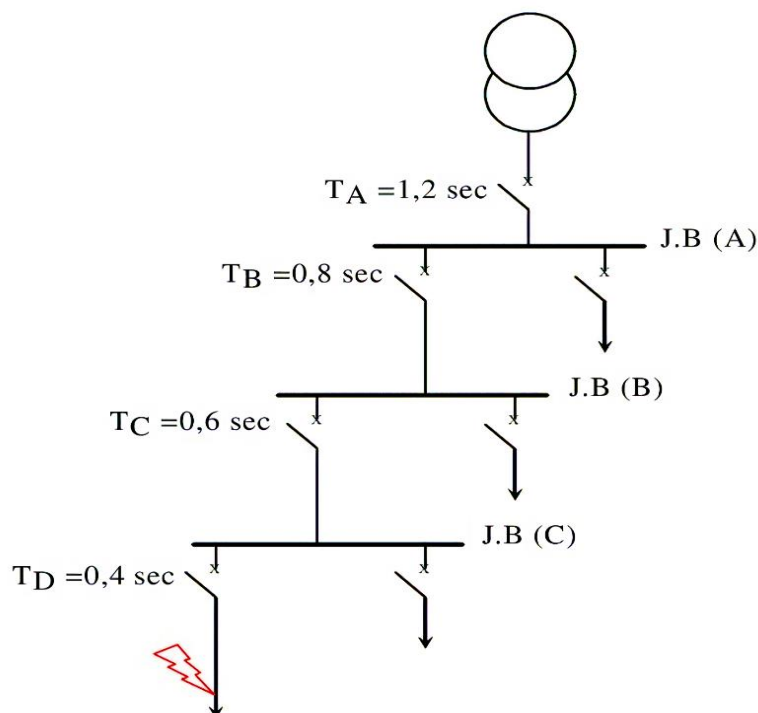


Figure 18: Principe de la sélectivité chronométrique.

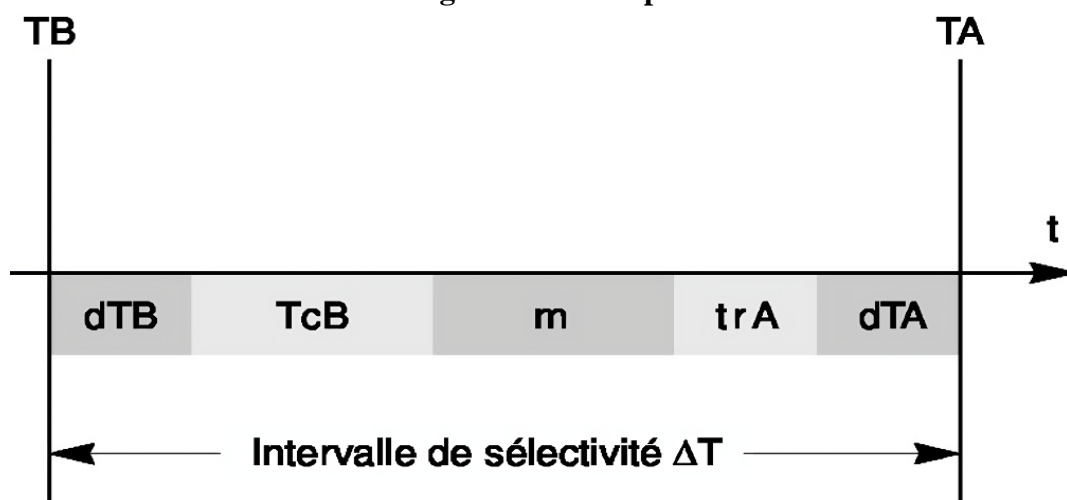


Figure 17: Décomposition d'un intervalle de sélectivité entre les protections A et B.

3.3 Sensibilité

La protection doit détecter tous les défauts, même les plus faibles. Doit détecter la moindre variation des paramètres de l'élément surveillé. Qui est l'aptitude des protections à détecter les défauts très résistants, qui peuvent mettre en péril la sécurité des tiers. [17]

3.4 Fiabilité

La fiabilité d'une protection, qui est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement incorrect. Qui est l'aptitude des protections à éviter les déclenchements intempestifs (sécurité) et à assurer le bon fonctionnement en cas de défaut (sûreté) [17]. Remplir son rôle sans

défaillance à tout instant (probabilité de fonctionner au moment du défaut).

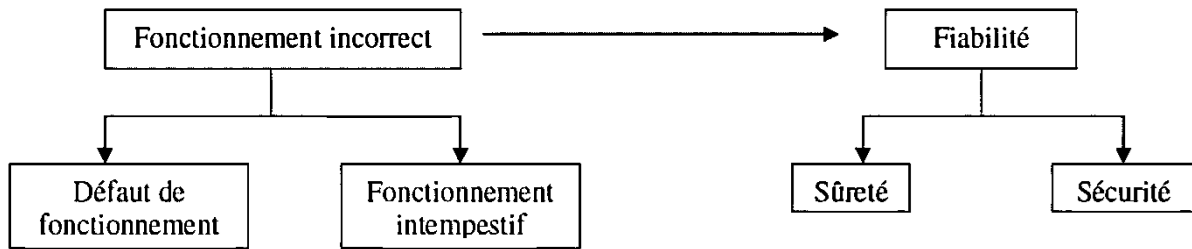


Figure 19: Fiabilité d'une protection.

4 Structure d'une protection

4.1 Chaîne générale d'un système de protection

4.1.1 Disjoncteur

Un disjoncteur est à la fois un dispositif de coupure capable d'établir, de supporter et d'interrompre des courants dans les conditions normales du circuit et dans les conditions anormales spécifiées du circuit telles que celles du court-circuit [7]. Il assure la protection des conducteurs et des appareils en cas de surcharge ou de court-circuit en coupant automatiquement l'installation. Le principe de base de tous les disjoncteurs est d'essayer de détecter le passage du courant par la valeur zéro et d'interrompre le flux de courant à ce moment là.

Les disjoncteurs échouent souvent lors de la première tentative d'interruption du courant, nécessitant plusieurs cycles de la fréquence fondamentale du courant pour interrompre complètement le flux, ce qui affecte la vitesse du disjoncteur. Le disjoncteur utilisé en haute tension est d'un cycle, tandis que le disjoncteur utilisé en basse tension prend 20 à 50 cycles pour s'ouvrir. En ce qui concerne les lignes électriques, de nombreuses pannes sont temporaires. Afin de distinguer les défauts permanents des défauts transitoires, le concept de fermeture automatique est utilisé. Lorsqu'un disjoncteur se déclenche, il reste ouvert pendant un certain temps avant de se refermer automatiquement. Cette action permet au relais de vérifier si le

défaut persiste et de déclencher à nouveau si c'est le cas. Si le défaut disparaît, le relais ne fonctionne pas et la ligne continuera à fonctionner. [5]

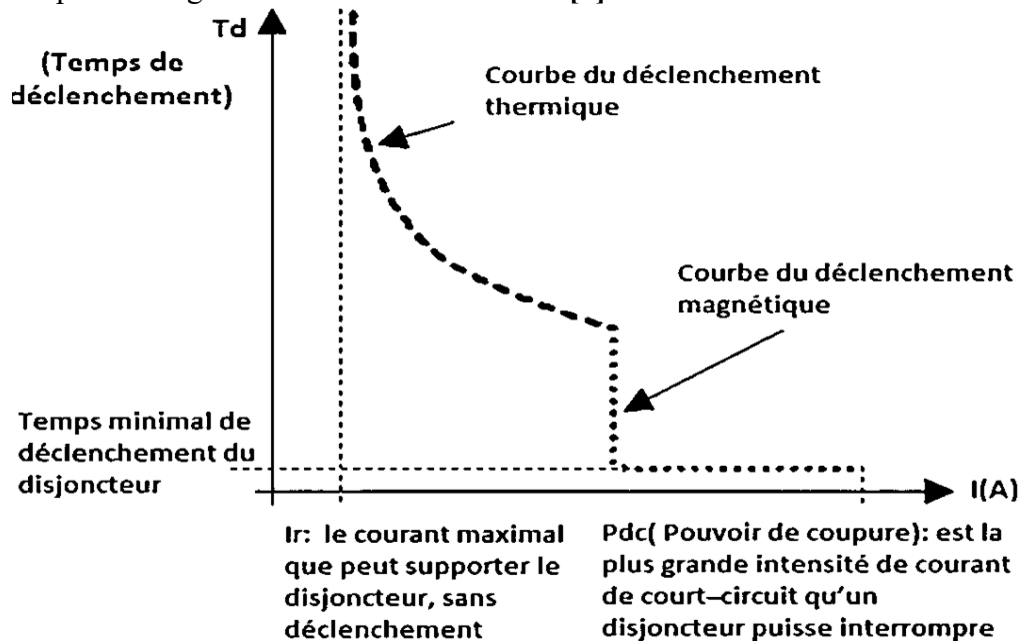


Figure 20: Courbe de déclenchement d'un disjoncteur

4.1.1.1 Différentes techniques de coupure d'arc électrique :

a) Disjoncteur à huile

Lorsque la puissance augmente, la tension du réseau doit être augmentée et le phénomène de coupure d'huile se produit. Les interrupteurs à couteau classiques montés sur des socles en marbre n'étaient plus capables de se couper à la tension accrue, et l'idée la plus simple qui est venue naturellement à l'esprit était de les tremper dans l'huile minérale que nous utilisons déjà pour isoler le transformateur. [6]

- **Principe de la coupure dans l'huile**

Les contacts sont immergés dans de l'huile isolante. Lors du processus de séparation, l'arc électrique provoque la décomposition de l'huile, libérant de l'hydrogène (70 %), de l'éthylène (20 %), du méthane (10 %) et du carbone libre. Une énergie d'arc de 100 kJ produit environ 10 l de ces gaz. Ces gaz forment des bulles qui, du fait de l'inertie de la masse pétrolière, sont soumises à des pressions dynamiques allant jusqu'à 50 à 100 bars lors de leur effondrement. Lorsque le courant passe par zéro, le gaz se dilate et souffle l'arc, qui s'éteint. Il s'agit d'hydrogène gazeux obtenu par la décomposition de l'huile comme moyen d'extinction d'incendie. C'est un bon agent d'extinction d'incendie en raison de ses propriétés thermiques et de sa constante de déionisation meilleure que l'air, en particulier à haute pression. [7]

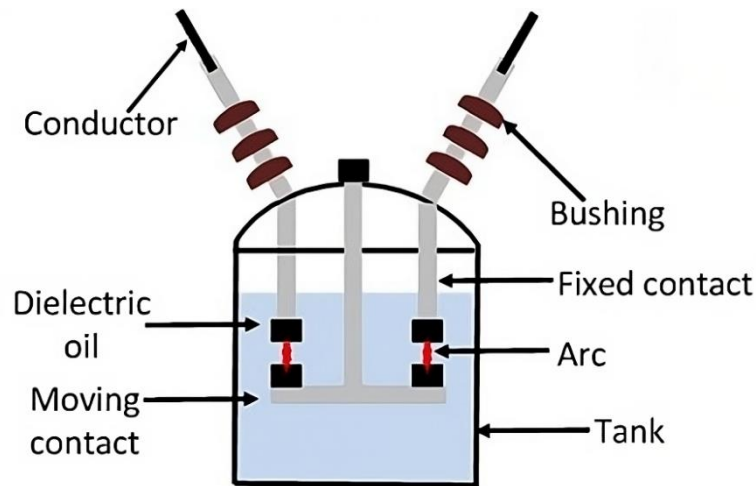


Figure 21: Constitution d'un disjoncteur à huile

❖ Inconvénients

- L'élimination des gaz dans l'espace de contact est difficile.
- La rigidité diélectrique diminuera l'huile rapidement en raison de la quantité élevée de carbonisation.
- Le temps d'arc est élevé.

b) Disjoncteur au SF₆ (hexafluorure de soufre)

L'hexafluorure de soufre (SF₆) est un gaz artificiel inerte doté d'excellentes propriétés d'isolation et d'une exceptionnelle stabilité thermique et chimique. Son usage s'est donc répandu dans les appareillages haute tension (HT) et moyenne tension (MT) contribuant à leur très haut niveau de performances et de fiabilité. Les disjoncteurs à coupure dans le SF₆ sont utilisés lorsque le pouvoir de coupure ne dépasse pas 160 kV ou 210 kV avec une durée d'élimination de court-circuit court, de 2 à 2,5 cycles en réseau TH.

❖ Avantage

- Il nécessite moins de maintenance et aucun système d'air comprimé coûteux n'est requis.
- SF₆ le gaz a d'excellentes propriétés isolantes, d'extinction d'arc.
- La durée de vie d'au moins de 25 ans.

Le principal inconvénient du disjoncteur SF₆ est qu'il nécessite une grande précision de traitement, de bonnes performances d'étanchéité, des exigences de test strictes et un prix élevé.

c) Disjoncteur à vide

Dans ce disjoncteur, le contact fixe et mobile est enfermé dans un interrupteur à vide à étanchéité permanente. L'arc est éteint car les contacts sont séparés sous vide poussé.

Chapitre II : étude de protection 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

En raison des exigences minimales en matière de maintenance, ces disjoncteurs conviennent parfaitement au système nécessitant une tension de 11 à 33 kV des disjoncteurs universels sont désormais disponibles pour une grande variété d'applications avec tous les pouvoirs de coupure courants jusqu'à 63 kA. Ils sont utilisés pour la protection et le contrôle :

- Des câbles et des lignes aériennes.
- Des transformateurs des condensateurs en batterie unique,
- Des moteurs et inductances shunt. [7]



Figure 22: Disjoncteur à vide

4.1.2 Fusible

Le fusible est un organe de sécurité, placé dans un circuit de distribution électrique a pour rôle d'interrompre les courants de court-circuit créés en amont, et de limiter les effets sur le réseau situé en aval. Le principe du fusible est basé sur la création d'un point faible dans un circuit avec un conducteur dont la nature, la section et le point de fusion sont parfaitement connus.

Désignation	Symboles	Tensions nominales
Fusible haute-tension	HPC(HBC)	63 kV `a 72,5 kV
Fusible moyenne-tension	HPC(HBC)	2,75 kV `a 63 kV
Fusible basse-tension	LV	< 1 kV AC
Fusible miniature	-----	-----

Figure 23: Classification des types de fusibles.

La sélection des fusibles s'effectue en considérant les points suivants :

- La tension assignée des fusibles HT être au moins égale à la tension composée maximale du réseau.
- Le pouvoir de coupure doit être supérieur au plus grand courant de défaut, indiqué en tant que valeur efficace du courant.
- Les circuits de compensation du courant qui correspondent à la commutation de transformateurs, de moteurs et de condensateurs.
- Le courant de coupure minimal I_3 des fusibles à zone de coupure partielle doit être inférieur au plus faible courant de défaut attendu au lieu de montage du fusible.

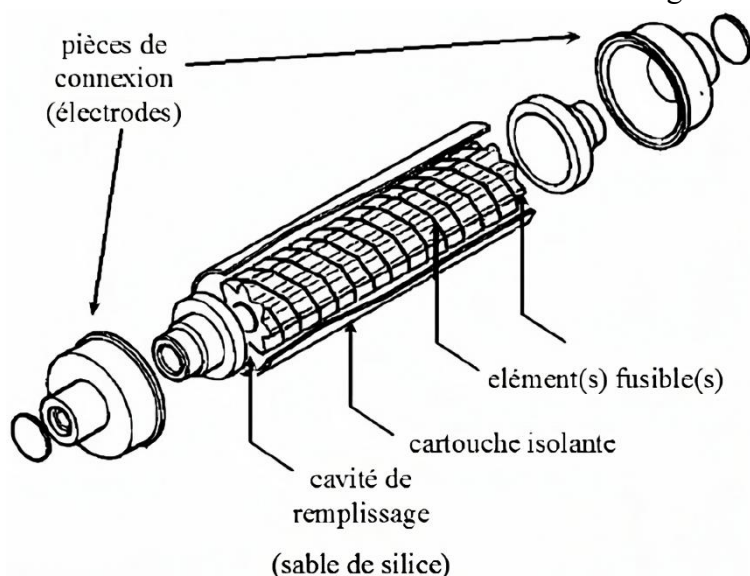


Figure 24: Fusible moyenne tension de type industriel.

4.1.3 Transformateur

Un transformateur est une machine statique destinée à transformer un courant alternatif donné en un autre courant alternatif de même fréquence, mais de tension en général différente. Ces appareils sont très utilisés sur le réseau de transport où ils servent à convertir à des tensions différentes l'énergie électrique transitée.

Le transformateur est l'équipement le plus important dans un poste de transport. Ces appareils sont très utilisés sur le réseau de transport où ils servent à convertir à des tensions différentes l'énergie électrique transitée.

- **Principe de fonctionnement de transformateur**

Chapitre II : étude de protection électrique

Il existe de nombreuses façons de connecter les enroulements. Pour les transformateurs de puissance triphasés, on rencontre principalement une connexion en étoile et une connexion étoile-triangle. En pratique, le schéma de principe est représenté sur la Fig.12.

Les enroulements primaires sont identifiés par les grandes lettres A, B, C, N et les enroulements secondaires sont identifiés par les lettres minuscules a, b, c, n

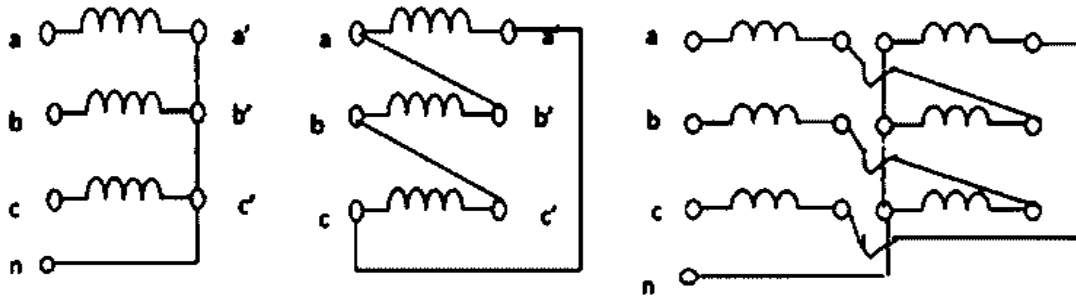


Figure 25: Couplage des enroulements des transformateurs.

Par ailleurs, pour certains transformateurs de distribution, les enroulements du secondaire sont connectés en « zigzag ». Dans ce cas, chaque bobinage est divisé en deux moitiés sur deux noyaux différents et mises en série en sens inverse. Ce schéma évite les déséquilibres d'ampères-tours des autres montages

4.1.3.1 Transformateur de courant TC

Un transformateur est constitué L'enroulement primaire, l'enroulement secondaire et le noyau magnétique sont les trois parties importantes d'un transformateur. Ces bobines sont isolées les unes des autres. Le flux principal est induit dans l'enroulement primaire du transformateur. Ce flux parcourt le chemin à faible réluctance du noyau et est lié à l'enroulement secondaire du transformateur. [20] sont utilisés pour ramener à une valeur facilement mesurable les courants intenses des lignes à haute ou à basse tension.

Le rapport de transformation du TC s'exprime par : $m = \frac{I_1}{I_2}$

- **Fonctionnement**

Le courant parcouru dans l'enroulement primaire crée un champ magnétique qui est transmis par le noyau à la bobine secondaire. Ce champ magnétique crée une tension induite dans l'enroulement secondaire. (Figure 13) Du point de vue électrique, les TC ont plusieurs rôles :

- Ne nécessite pas d'alimentation externe
- Assurer l'isolement galvanique entre la HT et les circuits de mesure et de protection
- Bonne tenue aux surintensités,

- Large éventail de signaux de sortie (version avec traitement du signal incorporé).

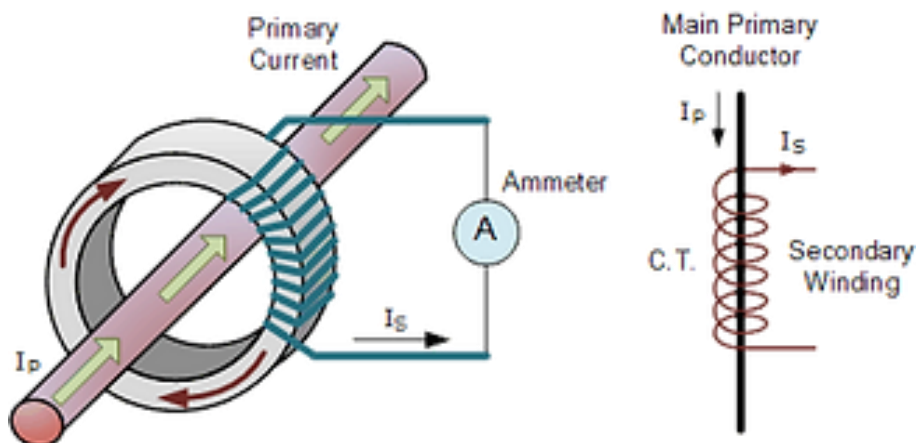


Figure 26: Principe de fonctionnement d'un transformateur de courant

4.1.3.2 Transformateur de tension TT

Le réducteur de tension TT est un véritable transformateur dans lequel la tension secondaire est, dans les conditions normales d'emploi, pratiquement proportionnelle à la tension primaire et déphasée par rapport à celle-ci d'un angle voisin de zéro.

Les TT sont utilisés pour abaisser les tensions à des niveaux acceptables par les relais. Il sert à faire l'adaptation entre la tension élevée d'un réseau électrique HTA ou HTB (jusqu'à quelques centaines de kilovolts) et l'appareil de mesure (voltmètre, ou wattmètre par exemple) ou le relais de protection.

- **Fonctionnement**

Le principe d'un transformateur de tension est le même que celui d'un transformateur de puissance, mais les tensions primaire et secondaire sont en phase. Ils permettent la mesure des tensions dans le domaine haute tension avec une bonne précision et sans intervention dans l'installation haute tension.

La fonction d'un transformateur de tension est de fournir à son secondaire une tension image de celle qui lui est appliquée au primaire. L'utilisation concerne autant la mesure que la protection. Les transformateurs de tension (TT) sont constitués de deux enroulements, primaire et secondaire, couplés par un circuit magnétique ; les raccordements peuvent se faire entre phases ou entre phase et neutre (neutre à la terre). [8]

Le rapport de transformation de TT est : $\mathbf{m} = \frac{V_2}{V_1}$

Le transformateur de potentiel est principalement classé en deux types :

- **Le transformateur classique à enroulement** : Transformateur conventionnel du type à enroulement est très cher en raison des exigences d'isolation.
- **Les transformateurs de potentiel à condensateur** : Le transformateur de potentiel à condensateur est une combinaison d'un diviseur de potentiel à condensateur et d'un transformateur de potentiel magnétique de rapport relativement petit. [20]



Figure 28: Le transformateur classiques à enroulement



Figure 27: Le transformateurs de potentiel à condensateur

4.1.4 Relais

Ce sont des dispositifs actionnés par des grandeurs électriques qui reçoivent un ou plusieurs informations (signaux) à caractère analogique et les transmettent à un ordre binaire. Lorsque ces informations reçues atteignent les valeurs supérieures ou inférieures à certaines limites qui sont fixées à l'avance. Qui sont destinés à commander des organes de coupure, de signalisation ou d'automatisme.

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. par une surveillance continue. Ils déterminent l'ordre de déclenchement des disjoncteurs.

- **Différents types de relais**

Il existe essentiellement trois classes de relais (Figure 30) :

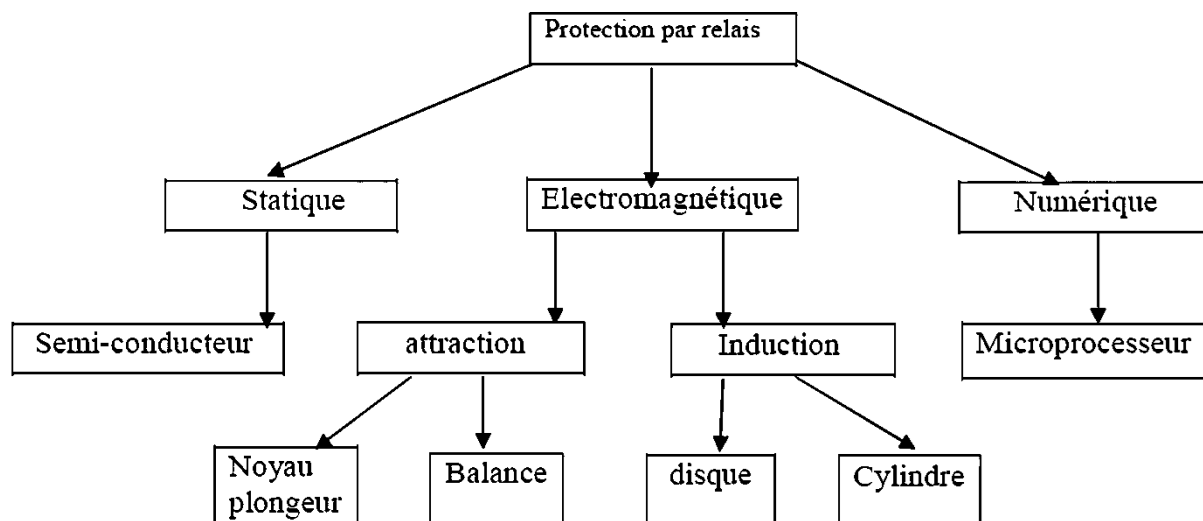


Figure 29: Différents types des relais.

a) Relais statique

Un relais statique est défini comme un dispositif de commutation en papier qui allume/éteint une charge lorsqu'une petite tension externe est appliquée à ses bornes de commande. Ils se composent généralement d'un interrupteur à gâchette déclenché par l'application d'une tension (AC ou DC) et d'un interrupteur principal qui contrôle le courant de charge.

Les circuits de comparaison fournissent des signaux temporisations qui actionnent des relais de sortie à déclencheurs. Les principaux avantages sont : Plus précis, plus sensibles, plus rapides, rapidité de dépannage, durée de vie plus longue, faible consommation et moins encombrants.

➤ Inconvénient :

- Inutilisable dans les applications où la fermeture du contact doit se faire en l'absence de tension.
- Génère de la chaleur, dissipateur thermique obligatoire.
- La faible sécurité de fonctionnement (pas de fonction d'autocontrôle).

b) Relais électromagnétique

Un relais se compose essentiellement d'une bobine et d'un ensemble de contacts mobiles montés sur ressort de rappel réglable détermine la limite de l'action du disque sur un déclencheur (points de réglage). Les relais sont utilisés pour contrôler une charge électrique plus importante à l'aide d'un petit signal d'entrée.

Chapitre II : étude de protection électrique

Pendant longtemps, les relais ont été exclusivement du type électromécanique, basés sur deux principes simples :

- L'attraction magnétique provoquée par un courant parcourant un solénoïde à noyau de fer
- Le couple fourni par la réaction des courants induits dans un rotor massif. [5]

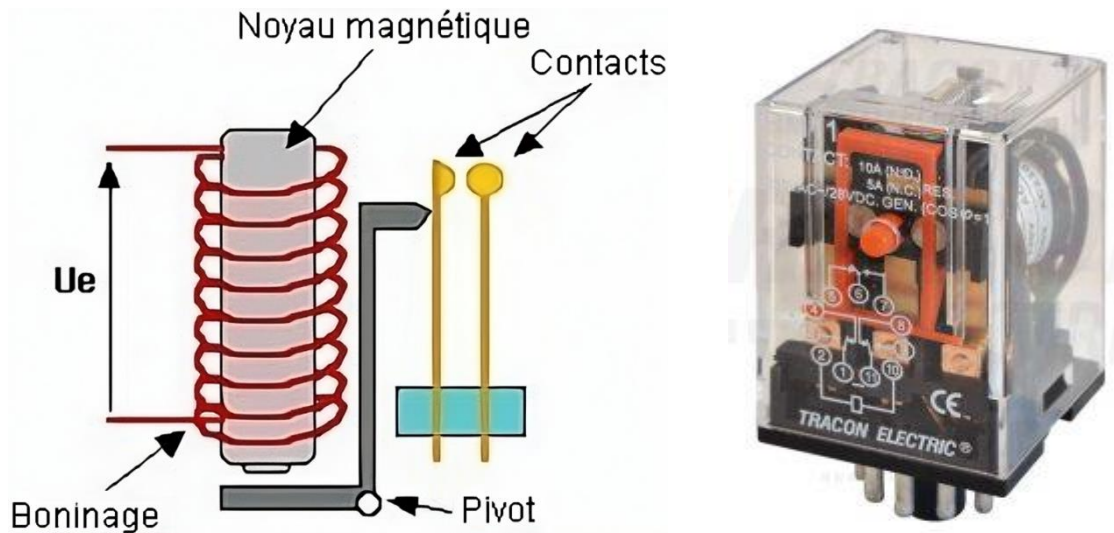


Figure 30: Principe de relais électromagnétique.

c) Relais numériques

Un relais de protection doté d'un microprocesseur pour analyser les tensions, les courants ou autres valeurs du système électrique. La différence entre un relais digital et numérique réside dans le type de microprocesseur utilisé. Elles sont composées :

- Blocs d'adaptation et de filtrage, comparables aux relais analogiques.
- Convertisseur numérique-analogique, qui numérise le signal par échantillonnage.
- Les systèmes de traitement, y compris les microprocesseurs et leurs accessoires et la mémoire pour le stockage des logiciels et des données d'exploitation et de traitement.
- Grâce au système de sortie et de communication avec PLC ou ordinateur, les actionneurs placés dans le disjoncteur sont directement contrôlés par le système de sortie.

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 de traitement numérique du signal permet de décomposer le signal en vecteurs, autorisant ainsi le traitement des données par des algorithmes de protection en fonction de la protection requise. De plus, ils sont équipés d'un écran LCD sur le panneau avant pour un fonctionnement local. [1]

d) Principes de fonctionnement des relais de protection

Chapitre II : étude de protection électrique

Le principe de fonctionnement d'un relais est basé sur la détection de ces variations à l'intérieur de sa zone de protection. Les relais sont caractérisés par leurs grandeurs d'entrée auxquelles ils répondent. D'autres paramètres varient également et on obtient des mesures de paramètres plus complexes :

- Déphasage par comparaison des phases.
- Puissance apparente en effectuant le produit du courant par la tension.
- Puissance active et réactive à partir de la puissance apparente et du déphasage.
- Impédance en effectuant le quotient de la tension par le courant.

Quelques relais de protection utilisés dans les réseaux électriques :

a) Relais de mesure

Ces relais doivent effectuer une mesure correcte avec une précision suffisante malgré la présence des régimes transitoires perturbateurs sur les courants et les tensions qui apparaissent au moment du court-circuit.

- Relais de mesure de courant.
- Relais de mesure de tension.
- Relais de mesure d'impédance (relais à distance).
- Relais de mesure de puissance.

b) Relais directionnel

Ce type de protection fonctionne à partir du courant, de la tension et du sens de l'écoulement de l'énergie. Elle agit lorsque simultanément le courant ou la puissance dépasse un seuil et que l'énergie se propage dans une direction anormale.

c) Relais différentiels

Ils sont sensibles à la différence de deux grandeurs électriques. Leur principe repose sur la comparaison de deux grandeurs, l'une d'entrée et l'autre de sortie. Ils sont utilisés dans la protection des machines (alternateurs, transformateurs) ou des lignes de distribution.

4.2 Matériel de protection contre les surtensions

Les dispositifs de protection contre les surtensions sont groupés en deux classes : les éclateurs et les parafoudres utilisés pour écrêter, limiter les surtensions transitoires de forte amplitude.

4.2.1 Parafoudre

Le parafoudre est un semi-conducteur à résistance non linéaire (de plusieurs $M\Omega$ à quelques Ω), en général à l'oxyde de zinc (ZnO), dont les caractéristiques sont bien maîtrisées. Il est connecté entre phases et terre. [11]

a) Parafoudre à résistance variable avec éclateur

Ce type de parafoudre combine un éclateur et une résistance non linéaire (varistance) en série pour limiter le courant après le passage du choc. Après le passage de l'onde de courant de décharge, le parafoudre ne supporte plus que la tension du réseau. Cela maintient l'arc à travers l'éclateur, mais un courant correspondant (appelé "courant de suivi") traverse la résistance, qui a maintenant une valeur élevée. Il est donc suffisamment bas pour ne pas endommager l'éclateur, et il sera interrompu (éteignant naturellement l'arc) au premier passage par zéro du courant.

Les parafoudres à résistance variable sont caractérisés par :

- ❖ Tension assignée, c'est-à-dire la valeur maximale spécifiée de la tension efficace à fréquence industrielle autorisée entre les bornes du parafoudre
- ❖ Tensions d'amorçage de différentes formes d'onde
- ❖ Capacité de débit du courant de surtension.

b) Parafoudre à oxyde de zinc (ZnO)

Ils se composent uniquement de varistances et, de plus en plus, des varistances et des éclateurs sont utilisés à la place des parafoudres. L'absence d'éclateur signifie que le parafoudre ZnO est conducteur en permanence, mais présente un courant de fuite à la terre très faible (inférieur à 10 mA) à la tension nominale du réseau protégé.

Les parafoudres ZnO sont caractérisés par :

- ❖ Tension en régime permanent, c'est-à-dire la valeur spécifiée admissible de la tension efficace à fréquence industrielle appliquée en permanence entre les bornes du parafoudre.
- ❖ Niveau de protection défini arbitrairement.
- ❖ Courant nominal de décharge.

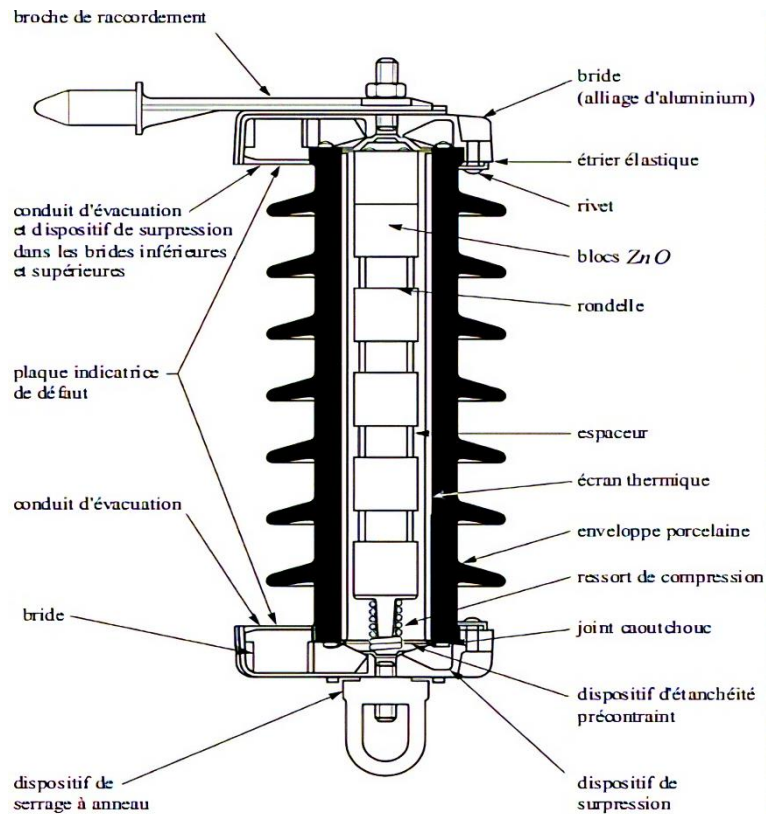


Figure 31: Exemple de structure d'un parafoudre ZnO en enveloppe porcelaine pour le réseau 20 kV

4.2.2 Les éclateurs

L'éclateur est un dispositif simple constitué de deux électrodes, la première reliée au conducteur à protéger, la deuxième reliée à la terre. Utilisés en MT/HT, ils sont placés sur les points des réseaux particulièrement exposés et à l'entrée des postes MT/BT. A l'endroit où il est installé dans le réseau, l'éclateur représente un point faible pour l'écoulement des surtensions à la terre et protégé ainsi le matériel. [9]

▪ **Fonctionnement :**

Lorsqu'une onde de tension frappe l'appareil, la forte surtension qui apparaît aux bornes de l'éclateur crée un arc qui dévie le courant vers la terre car le courant emprunte le chemin de moindre résistance. La tension d'amorçage de l'éclateur est ajustée par : la distance agissant sur le matériel à protéger et la tension d'amorçage de l'éclateur

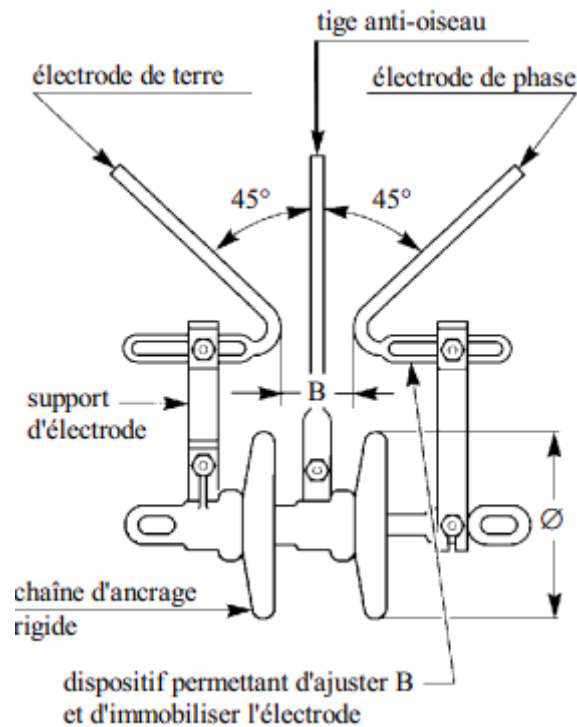


Figure 32: Un éclateur MT avec tige anti-oiseaux [9]

Le principal avantage des éclateurs est leur faible coût. Il est également très robuste et très facile à régler, ses caractéristiques peuvent donc être ajustées suivant sa fonction. [10]

❖ Les inconvénients :

Malheureusement, ces avantages ne vont pas sans un certain nombre d'inconvénients.

- Une fois amorcé entre deux électrodes, l'arc ne se dissipe pas spontanément. Les défauts d'origine humaine qui en résultent doivent être éliminés par l'action de protections et de disjoncteurs appropriés.
- Par conséquent, l'éclateur doit d'abord être inopérant lors des surtensions de commutation. De plus, c'est une source d'interruptions brèves, ce qui est très gênant pour la qualité de service, notamment dans les MT.
- Le fonctionnement de l'éclateur produit une onde de tension coupante avec un bord d'attaque raide qui peut endommager l'équipement de la bobine à proximité.
- Le niveau de démarrage fluctue énormément. Cela dépend de nombreux paramètres tels que les conditions atmosphériques, l'état d'ionisation de l'air. [10]

5 Protection des éléments principaux dans le réseau industriel HTA

5.1 Protection des transformateurs

Les transformateurs sont les équipements les plus importants du réseau électrique. Ils peuvent être affectés par plusieurs défauts : mauvais refroidissement, surchargés ou affectés par un court-circuit. Il est donc nécessaire de les protéger par différentes mesures de protection.

5.1.1 Protection interne

a) Protection de BUCHHOLZ [12]

L'arc généré à l'intérieur de la cuve du transformateur décompose une certaine quantité d'huile et provoque la libération de gaz. Le gaz résultant monte vers la partie supérieure de la cuve du transformateur et de là via un relais mécanique appelé relais BUCHHOLZ vers le conservateur d'huile. Ce relais est sensible à tout mouvement de gaz ou d'huile, si ce mouvement est faible il ferme le contact de signalisation. De plus, la commande de déclenchement est émise via un autre contact, qui se ferme sur mouvement important. Les gaz sont toujours enfermés dans la partie supérieure des relais, d'où ils peuvent être retirés, et leur examen permet dans une certaine mesure de faire des hypothèses sur la nature du défaut.

- ❖ Si le gaz n'est pas inflammable, on peut dire que l'air provient d'une cavitation ou d'une fuite d'huile.
- ❖ Si le gaz s'enflamme, l'isolation est détruite et le transformateur doit être mis hors service.

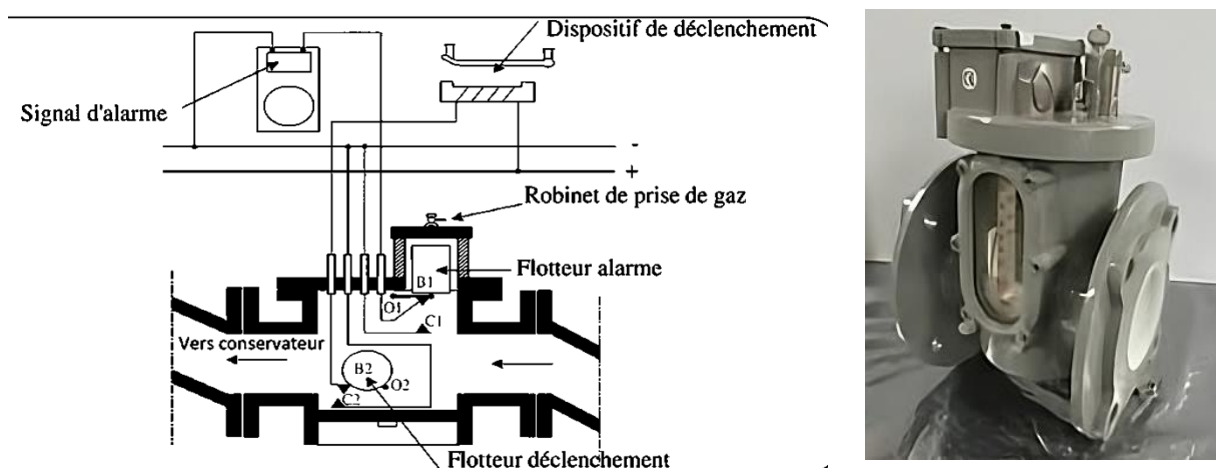


Figure 33: Relais BUCHHOLZ

b) Protection de masse cuve

La protection de masse cuve est sensible au courant susceptible de circuler dans la connexion qui relie la cuve du transformateur au circuit de terre du poste utilisée dans la détection des défauts d'isolement ou de courts-circuits à la masse. Une protection de cuve sera prévue contre les défauts à la terre qui se produisent à l'intérieur du transformateur.

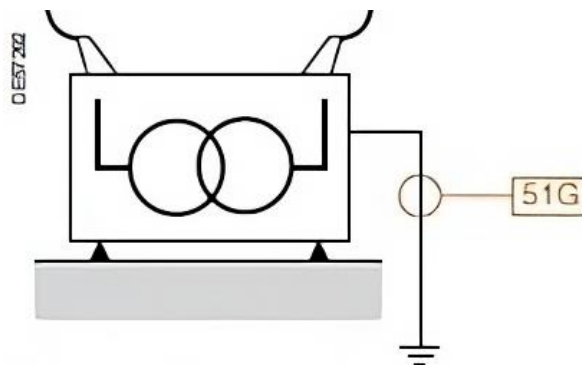


Figure 34: Protection de masse cuve

Elle est constituée d'un relais ampèremétrique instantané alimenté par un transformateur de courant inséré dans la connexion de mise à la terre (**Livre plan de protection**) par l'intermédiaire d'un TC de rapport 200/1 A, le TC alimente un relais de calibre 0,5 A.

c) Protection contre les surcharges thermiques

Des sondes de température mesurent en permanence la température de l'huile. Lors des surcharges prolongées ou de problèmes au niveau de la circulation d'huile ou des aéroréfrigérants, la température de l'huile peut s'élever suffisamment pour provoquer une alarme (90° C) qui nécessite un contrôle par l'exploitant. [17]

La protection détermine l'échauffement E des transformateurs à partir d'un modèle thermique défini par l'équation différentielle suivante :

$$\tau \cdot \frac{dE}{dt} + E = \left(\frac{I}{I_n} \right)^2$$

Avec :

E : Échauffement.

τ : Constante de temps thermique du transformateur.

I_n : Courant nominal.

I : Courant efficace.

5.1.2 Protection externe

I. Protection à maximum de courant phase

Chapitre II : étude de protection électrique

En plus des protections principales (Buchholz, température, masse cuve et différentielle), Les transformateurs HTB/HTA sera en général protégé par deux protections à maximum de courant.

a) Protection à maximum de courant coté HTA

C'est 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.

Un seuil d'intervention à temps constant, et devra être réglée :

$$I_{\text{réglage}} = 1,3 - 1,4. I_{n2} \quad \text{Temps} = 2 \text{ sec}$$

I_{n2} : est le courant nominal du transformateur côté MT.

b) Protection à maximum de courant coté HTB

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

Un seuil d'intervention à temps constant, et devra être réglée :

$$I_{\text{réglage}} = 2. I_{n1} \quad \text{Temps} = 2,5 \text{ sec}$$

II. Protection différentielle

Le principe de la protection différentielle consiste à comparer les courants dans la zone surveillée (Figure 19). Les différences entre ces courants sont détectées et la présence d'un défaut est signalée par la protection. Il est de nature sélective, ne détectant que les défauts internes et non externes entre phases, entre spire ou entre phase et terre. L'avantage de la protection différentielle est qu'elle peut détecter des courants de court-circuit inférieurs au

Chapitre II : étude de protection électrique

courant nominal avec des temporisations très faibles. Il protège les zones de réseau (un ou plusieurs câbles), les jeux de barres ou les transformateurs.

La stabilité de la protection différentielle fait référence à la capacité de maintenir l'insensibilité même si des courants différentiels (courant d'excitation du transformateur, courant de capacité de ligne, courant d'erreur provoqué par la saturation de la ligne) sont détectés en l'absence de défauts internes dans la zone de protection. (Capteur de courant).

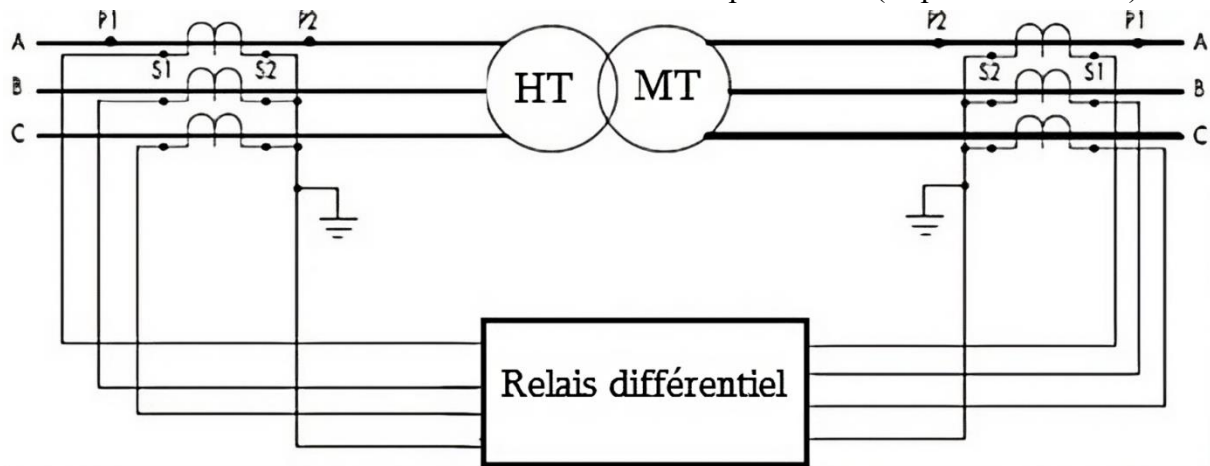


Figure 35: Le principe de fonctionnement de la protection différentielle

5.2 Protection des moteurs asynchrones [16]

I. Relais ampère métrique de phase max I :

La valeur de réglage du courant de relais de phase doit être inférieure à I_{ccb} (courant de court-circuit biphasé apparaissant le plus loin de départ). Elle doit être choisie supérieure au courant de démarrage afin que la protection soit insensible devant ce dernier.

$$1,2 I_{dem} < I_r < 0,8 I_{ccb}$$

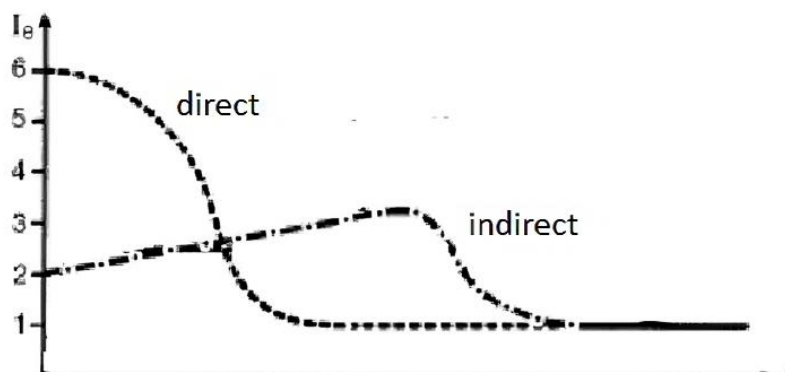


Figure 36: Courbe de courant en fonction de temps lors d'un démarrage

I_{dem} : Courant de démarrage du moteur.

I_r : Courant de réglage.

I_{ccb} : Courant de court-circuit biphasé

II. Démarrage trop long - blocage rotor

Elle est programmée pour éviter un démarrage à courant trop élevé et trop long. La protection "blocage rotor" sera active avec une temporisation courte après le démarrage.

III. Minimum de courant de phase

Cette fonction de protection est utilisée pour détecter la marche à vide des équipements comme les pompes.

IV. Minimum de tension

Une protection à minimum de tension peut être mise en œuvre pour :

- Eviter le fonctionnement du moteur à tension réduite, ce qui provoquerait un ralentissement et un échauffement anormal du moteur.
- Eviter la réalimentation du moteur après une microcoupure, ce qui conduirait à redémarrer l'ensemble des moteurs, et aussi la possibilité de casse des arbres.

V. Calcul du courant capacitif

Lors d'un défaut phase terre, les tensions simples des phases saines ont pour amplitude la valeur de la tension composée du cas nominal, le relais homopolaire est traversé par :

$$I_C = j3C_0\omega V$$

C_0 : La capacité homopolaire d'un conducteur du départ par rapport à la terre.

V : La tension simple du réseau et $U = \sqrt{3} V$

5.3 Protection des condensateurs [16]

Ce réglage doit permettre une protection sensible aux courants de court-circuit. La temporisation doit pouvoir surmonter dans une large mesure le courant d'appel. Le seuil thermique doit être de l'ordre de 1,3 I_n en tenant compte de la surcharge autorisée et de la tolérance de la valeur du condensateur.

5.4 Protection des Jeux de barres [16]

Les jeux de barres sont des nœuds électriques d'aiguillage d'énergie ayant en général plus de deux extrémités. Le rôle des protections de barres est d'améliorer la situation en éliminant le plus rapidement et le plus sélectivement possible tout type de défaut survenant dans la zone des barres.

Chapitre II : étude de protection électrique

- La protection différentielle à faible impédance à pourcentage consiste à calculer le différentiel directement dans le relais ; à fixer le seuil proportionnel au courant passant ; des TC avec des rapports différents peuvent être utilisés, mais l'équipement devient complexe lorsque le nombre d'entrées augmente.
- La protection différentielle à haute impédance consiste à calculer la différence au niveau du câblage, à insérer des résistances de stabilisation dans le circuit différentiel ; le TC est dimensionné en tenant compte de la saturation selon les règles données par le fabricant du relais de protection ; les seuils de réglage sont fixés à environ $0,5 I_n CT$; doivent utiliser des TC de même calibre.
- Une protection différentielle par discrimination logique pourrait être une solution intéressante.

5.5 Protection des générateurs [13]

Un système de protection de générateur a donc un double objectif : protéger la machine et protéger le réseau. Les défauts tels que surcharge, déséquilibre, défauts internes entre phases sont de même type pour les générateurs et pour les moteurs. Seuls les types de défauts propres aux générateurs.

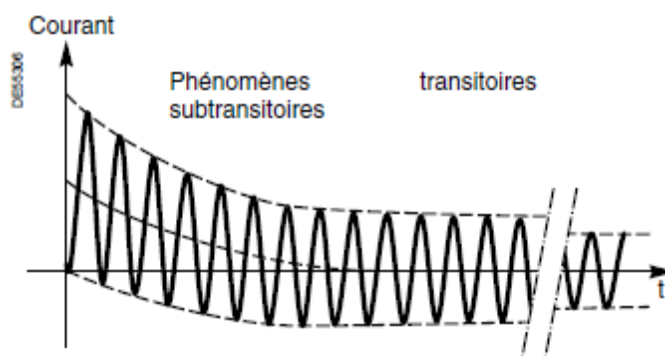


Figure 38: courant de court-circuit aux bornes d'un générateur

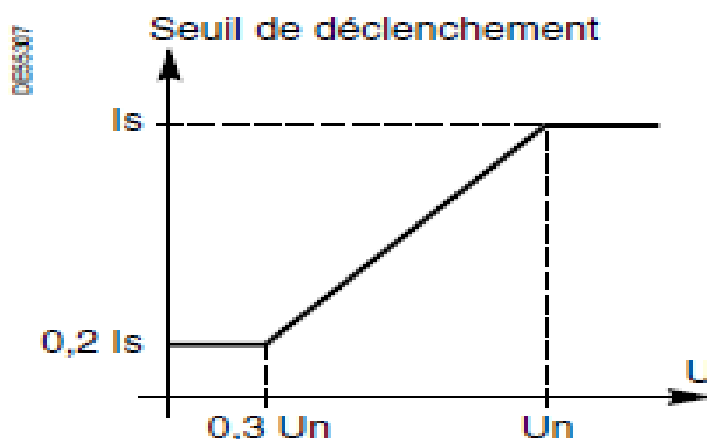


Figure 37: seuil de la protection à maximum de courant

Lorsqu'un court-circuit survient sur un réseau proche d'un générateur, sa valeur dépend de la variation de l'impédance interne du générateur, évoluant de l'état subtransitoire x''_d , transitoire x'_d , au permanent x_s . Pendant ce dernier le courant de court-circuit peut être inférieur au courant nominal, malgré que les régulateurs de tension interviennent pour le maintenir au delà d' I_n pendant quelques secondes. Une protection à maximum de courant à retenue de tension est obligatoire dans ce cas.

6 Protection d'un Départ Moyenne tension (HTA)

Les protections sont installées en tête des départs dans les postes HT/MT et dans les postes MT/MT. 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 phase ou entre phase et terre).

On utilise le système de détection ampèremétrique à maximum d'intensité et à temps constant qui comprend :

- Deux relais à maximum d'intensité pour les défauts entre phases.
- Un relais homopolaire pour les défauts entre phase et terre.
- Un relais de temps.

Chapitre II : étude de protection électrique

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

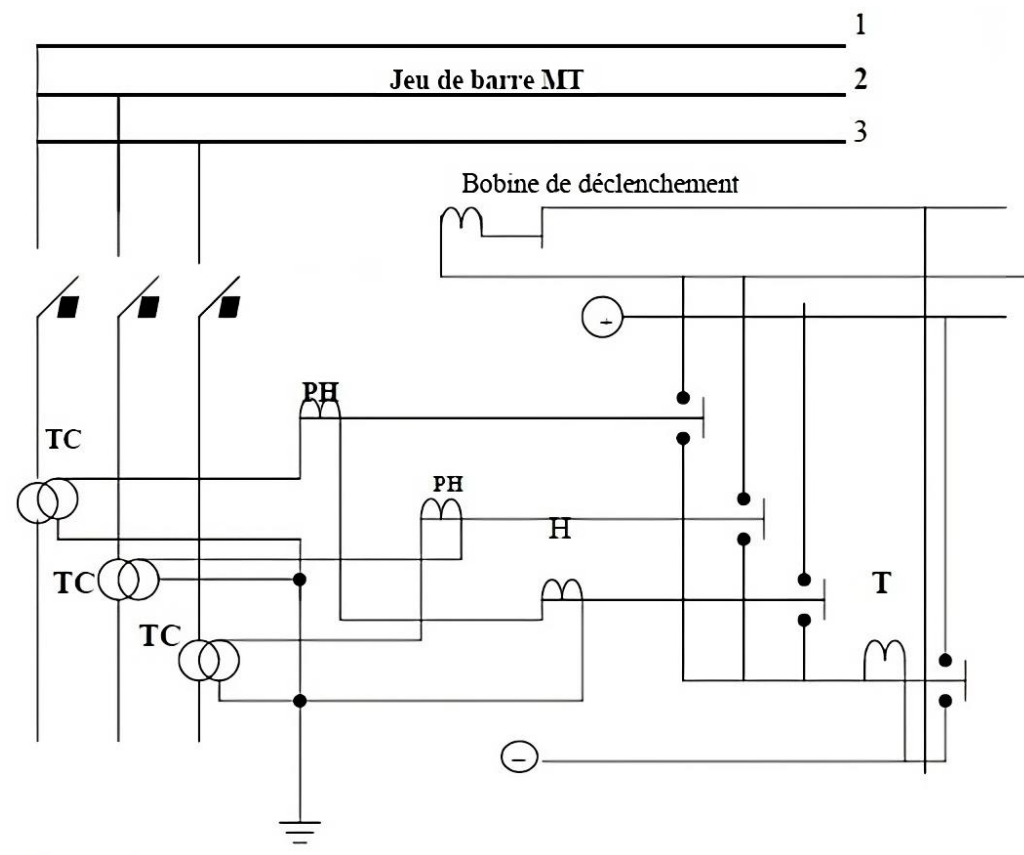


Figure 39: Protection d'un départ MT

Avec :

PH : relais de phases

H : relais homopolaire

T : relais de temps

I. Système de protection à un seul seuil [15]

Cette protection contre les défauts polyphasés est réglée en tenant compte du cas le plus favorable, c'est-à-dire entre le courant de court-circuit biphasé correspondant à l'impédance la plus élevée du réseau et le courant définissant la limite thermique des conducteurs.

Le réglage doit répondre aux conditions ci-dessous :

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

II. Système de protection à deux seuils [15]

Ces protections sont à deux seuils d'interventions. Le premier seuil joue le même rôle que la protection à un seul seuil, le second seuil à maximum de courant IR_2 devra éliminer rapidement les courts-circuits d'un courant élevé (court-circuit franc aux bornes secondaires d'un transformateur).

6.1 Protection contre les défauts entre phases

Cette protection est assurée pour chaque sortie MT à l'aide de deux relais à maximum de courant à temps constant montés au secondaire des deux transformateurs de courant sur les deux phases. La troisième phase est protégée par ces deux relais, car tout défaut polyphasé implique au moins deux phases, comme le montre le schéma ci-dessous : [14]

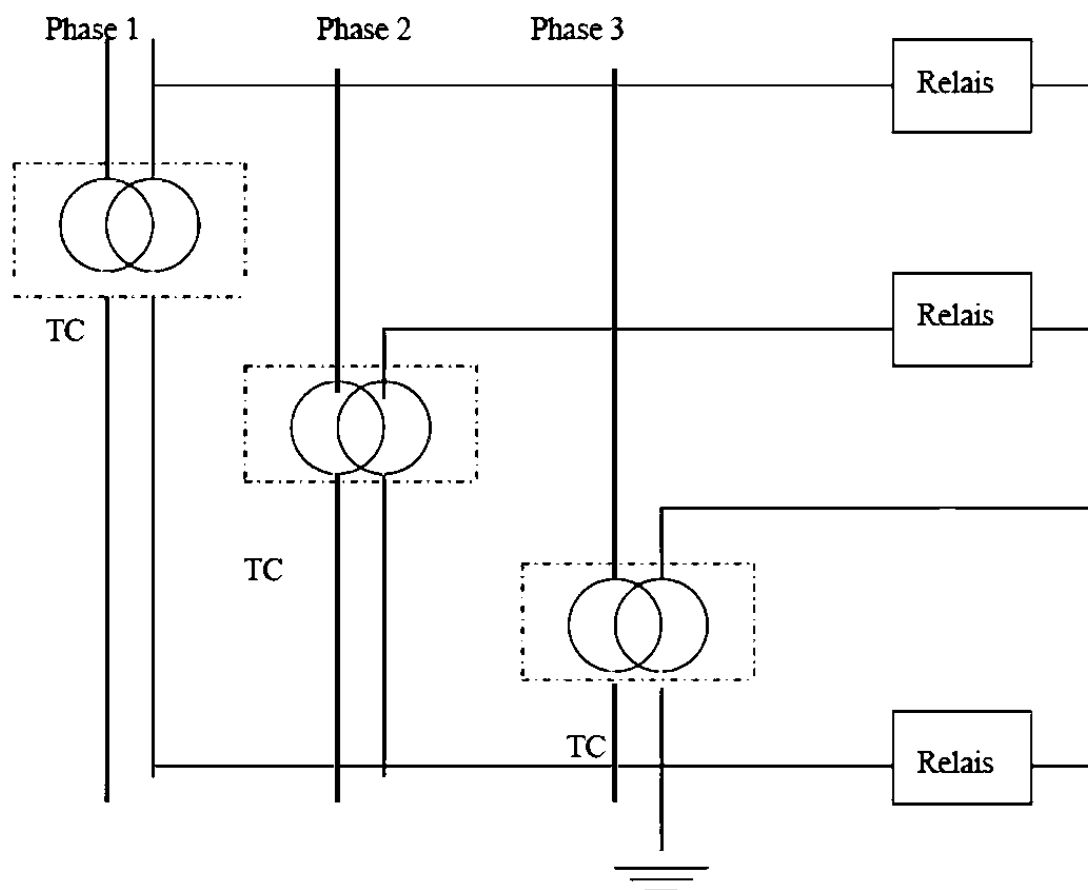


Figure 40: Schéma de protection contre les défauts entre phase [14]

Elle combine la protection contre les courants de surcharge et celle contre les courants de défauts entre phases :

Tableau 1: Réglage de la protection contre les défauts entre phases du départ MT

Défaut	Courant de réglage	Temps (s)	Action
Défauts entre phases	$I_r = 1.6I_n$	T_d	Aérien : cycle rapide (0.3s) Deux lents (30s). Souterrain : deux cycles lents (30s)
Surcharge	$I_r = 1.2I_n$	3	//

6.2 Protection contre les défauts entre phase et terre

La détection des défauts à la terre doit s'effectuer au niveau de chaque départ MT à l'aide d'un relais à maximum de courant résiduel. Elle est réalisée par un relais ampèremétrique à temps constant. Le relais est, en général, monté sur le neutre de l'étoile formée par les secondaires des trois transformateurs de courant du départ.

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 de courant de 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

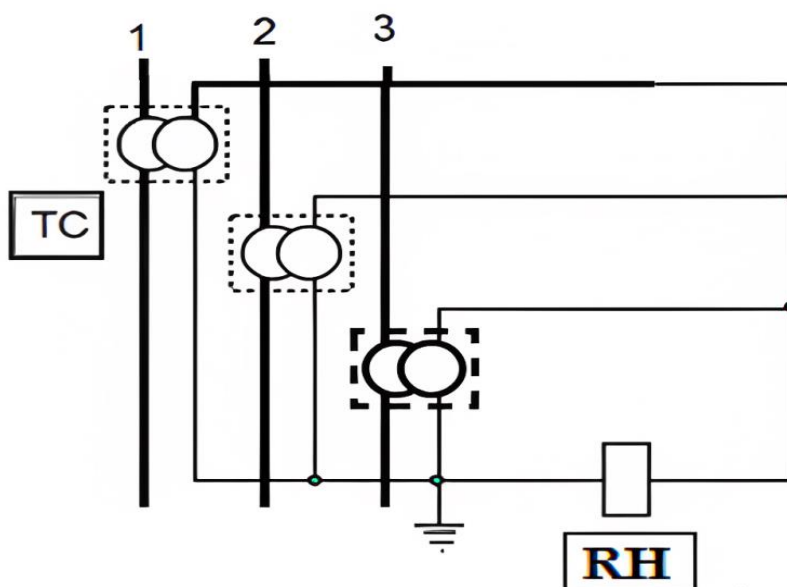


Figure 41: Protection contre les défauts entre phases et terre

Lorsqu'un départ est affecté par un défaut phase-terre, les TC des départs sains affichent un courant résiduel qui correspond au courant capacitif du départ : $I_{RS} = \sqrt{3}C_S\omega$

Cette protection peut être réglée comme suit :

Tableau 2: Réglage de la protection contre les défauts homopolaires du départ MT.

Réglage seuil	Temporisation	Action
Réseau aérien $2 \times (\sqrt{3}C_S\omega)$.	T_d	Aérien : cycle rapide (0.3s)
Réseau souterrain $1.2 \times (\sqrt{3}C_S\omega)$.		Deux lents (30s). Souterrain : deux cycles lents (30s)

T_d : La temporisation de la protection homolaire du départ.

7 Automate de réenclencher

Les dispositifs d'exploitation automatique de reprise de service sont des appareils qui ont pour but d'améliorer la qualité de service et permettent d'adapter la durée de l'interruption du courant à la nature des défauts. Donc il serait très pratique d'utiliser des automates tel que le réenclencher mixte qui est capable de sélectionner la nature des défauts (fugitif, semi permanent)

Il existe deux sortes d'automates :

- Les réenclencher rapides pour les défauts fugitifs.
- Les réenclencher lents pour les défauts semi-perméables. [14]

7.1 Cycle rapide

C'est le cycle de déclenchement réenclenchement triphasé rapide. La technique consiste à provoquer l'ouverture et la fermeture du disjoncteur. Après 150 ms du moment de l'apparition du défaut, le disjoncteur est ouvert pour coupure de l'alimentation du réseau en défaut. La durée de mise hors tension est d'environ 300 ms pour permettre la déionisation de l'arc électrique. Ce temps est suffisamment court pour ne pas gêner la plupart des utilisateurs.

Si le défaut est éliminé après un cycle rapide, il est de type défauts fugitifs. [1]

7.2 Cycles lents

Il a pour but d'éliminer les défauts semi permanents qui réapparaissent après un cycle de réenclenchement. Si le défaut réapparaît après la fermeture du disjoncteur à la fin du cycle rapide, on effectue automatiquement un cycle de déclenchement réenclenchement triphasé lent. Un deuxième déclenchement a lieu 500 ms après la réapparition du défaut. Envoyer l'ordre de réenclenchement après réglage de 15 à 30 s. [1]

7.3 Le réenclenchement rapide + lent

Avec regroupement des différentes techniques de réenclenchement (R + L) des défauts fugitifs seront éliminés par un cycle rapide, les défauts semi permanent entraînant un cycle de réenclenchement rapide suivi d'un cycle lent.

Si le défaut persiste encore après des cycles de réenclenchement (cycle rapide, 1 ou 2 cycles lents), c'est un défaut permanent. Un commutateur permettra manuellement de sélectionner la fonction désirée sur les réenclencheurs. [14]

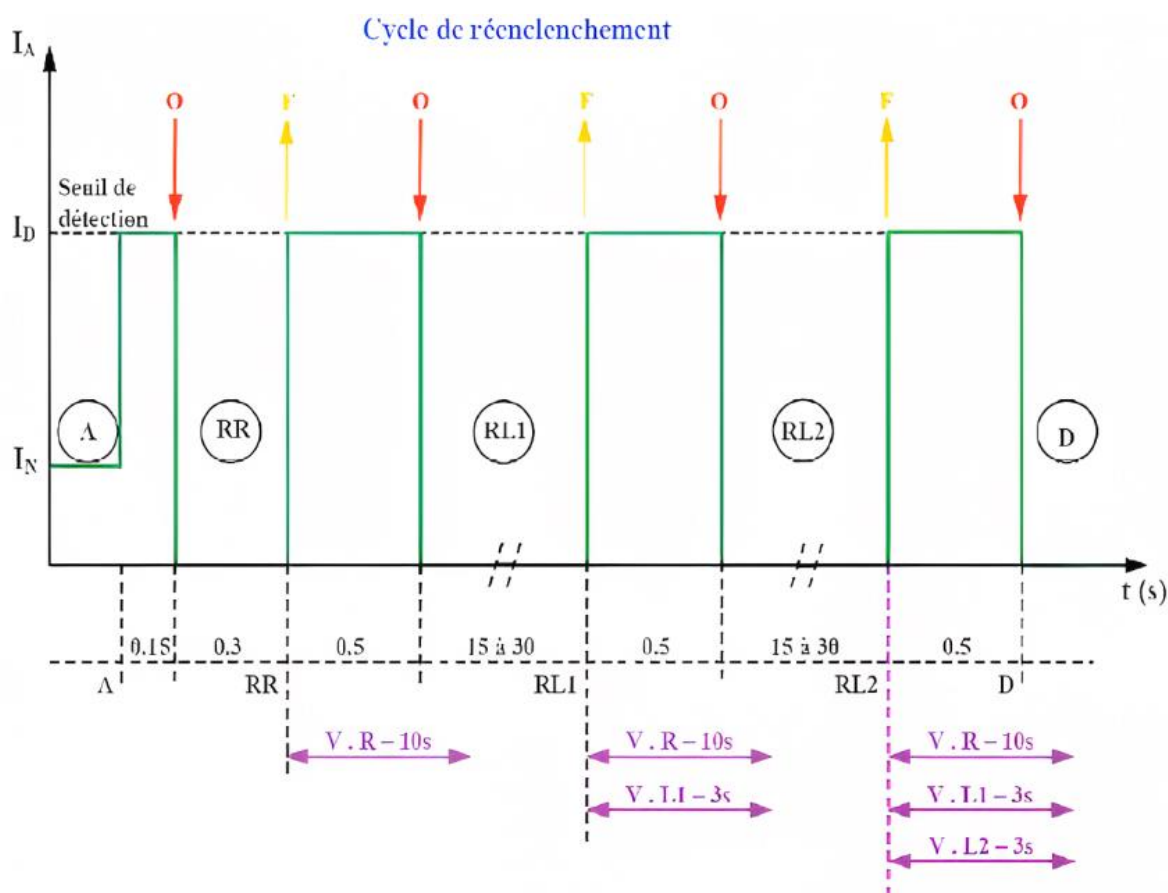


Figure 42: Diagramme des cycles de réenclencheur.

Avec :

A : Apparition d'un courant de défaut sur le départ,

D : Déclenchement définitif,

F : Fermeture du disjoncteur,

O : Ouverture du disjoncteur,

RL : Réenclenchement lent (lent 1 et lent 2),

RR : Réenclenchement lent,

Chapitre II : étude de protection électrique

VR : Verrouillage réenclenchement rapide pendant 10 à 15 sec,

V. L1 : Verrouillage réenclenchement lent 1 pendant 3 sec,

V. L2 : Verrouillage réenclenchement lent 2 pendant 3 sec.

8 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons énumérer les différents moyens de protections, contre les avaries ou les défauts affectant un réseau électrique. Pour cela nous avons bien définit les qualités qu'un système de protection doit satisfaire en éliminant les éléments en défaut en laissant dans toute la mesure du possible, les éléments sains en service, pour maintenir au niveau convenable la continuité de service de la distribution d'énergie électrique.

Chapitre 03 : Calcul Courant de Court-circuit

1 Introduction

Un défaut est la modification accidentelle affectant le fonctionnement normal d'un processus, ou d'un circuit électrique. Les défauts des courts-circuits sont des incidents majeurs qui peuvent affecter les réseaux électriques. Leur présence peut générer des courants très élevés pouvant endommager les équipements électriques.

Le court-circuit représente le test le plus sévère pour valider les modèles des systèmes connectés sur un réseau électrique et la détection de ce courant lié à l'apparition d'un défaut ainsi que la nécessité de contrôler les transits et les tensions existantes a chaque instant sur les différents circuits du réseau.

Dans ce chapitre nous décrirons : les particularités des courts-circuits, le calcul des courants de court-circuit et les différentes méthodes utilisées pour le dépannage

2 Définition d'un défaut

On appelle un défaut des changements inattendus dans la nature du courant circulant dans un circuit peuvent perturber son fonctionnement normal. Sont définis comme étant des évènements qui contribuent à la violation des limites de conception des composants du réseau électrique du point de vue isolants, isolation galvanique, niveau de tension et de courant.

3 Différents types de défauts

Les différents types de défauts qu'on rencontre sont Les déséquilibres, Surcharge, Court-circuit et Surtensions.

3.1 Les courts-circuits

Un court-circuit fait diminuer l'impédance entre les phases ou entre une phase et la terre jusqu'à zéro ou jusqu'à une très petite valeur, produisant ainsi une augmentation de l'intensité maximale peut être très élevée d'où risque d'accident.

Les courts-circuits sont de natures et de types différents :

- ❖ Les courts-circuits monophasés à la terre.
- ❖ Les courts-circuits biphasés à la terre ou isolés.
- ❖ Les courts-circuits triphasés à la terre ou isolés.

3.1.1 Origines d'un défaut de courts-circuits [14]

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

a) Origine externe

Mécanique : rupture d'un support, conducteur, isolateur sur une ligne aérienne, l'amorçage du au contacts de branches, de brindilles ou même d'oiseaux avec les conducteurs.

Atmosphérique : C'est le cas lorsque la foudre frappe une ligne ou un poste électrique, on peut aussi inclure les amorçages qui résultent des dépôts conducteurs accumulés sur les isolateurs et les terrassements qui conduisent systématiquement à une rupture permanente des câbles souterrains.

b) Origine interne

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

3.1.2 Suivant leurs durées [21]

a) Les courts-circuits auto-extincteurs

Ils sont caractérisés par leur disparition spontanée en des temps très courts (environ 50ms) sans provoquer de discontinuités dans la fourniture d'énergie électrique.

b) Les courts-circuits permanents

Ce sont des défauts qui provoquent une coupure définitive du réseau d'alimentation ; ce qui nécessite l'intervention du personnel pour la remise en service. Ils sont de l'ordre de 5- 15% des défauts.

c) Les courts-circuits fugitifs

Nécessitent une coupure très brève du réseau d'alimentation d'environ 0.3secondes. Ils sont de l'ordre de 70-90% des défauts.

d) Les courts-circuits semi-permanents

Afin de disparaître, ils nécessitent une ou plusieurs coupures relativement à longueur du réseau d'alimentation mais sans intervention du personnel d'exploitation. Ils sont de l'ordre de 5-15% des défauts.

3.1.3 Suivant leurs natures

D'après l'ordre de fréquence, on distingue quatre types de courts-circuits

Chapitre III : Calcule Courant de Court-circuit

- **Court-circuit monophasé :**

Les défauts monophasés sont les défauts les plus fréquents, Ils sont provoqués par le contact du conducteur avec la terre. [21]

- **Court-circuit triphasé :**

Il correspond à la réunion des trois phases ; il est celui provoquant généralement les courants les plus élevés, c'est le courant de CC le plus élevé. [13]

- **Court-circuit biphasé isolé :**

C'est la mise en contact de deux conducteurs. il correspond à un défaut entre deux phases sous tension composée. Le courant résultant est plus faible que dans le cas du défaut triphasé, sauf lorsqu'il se situe à proximité immédiate d'un générateur. [13]

- **Court-circuit biphasé terre :**

Il correspond à un défaut entre deux phases et la terre, par l'intermédiaire de la terre ou non. Ces caractéristiques, les courts-circuits peuvent être :

Monophasé : 75 % des cas.

Biphasé : 15 % des cas

Biphasé-terre : 5% des cas

Triphasé : 5 % des cas

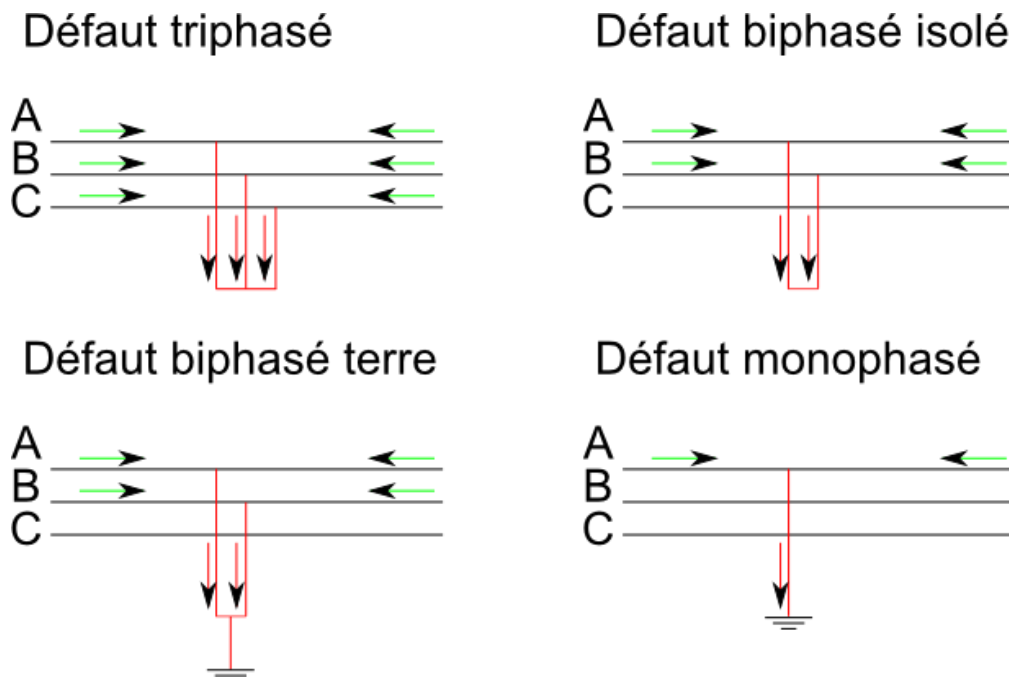


Figure 43:Schéma illustratif qui montre les différents types des courts-circuits

3.2 Les surtensions

Une surtension est toute tension entre un conducteur de phase et la terre, ou entre conducteurs de phase, dont la valeur de crête dépasse la valeur de crête correspondant à la tension la plus élevée pour le matériel, définie par la norme (CEI 71-1).[9]

3.2.1 Classification des surtensions

Selon la durée, on distingue les surtensions temporaires et les surtensions transitoires :

a) Surtension temporaire :

Pendant une ou plusieurs secondes. Par exemple, un court-circuit phase-terre dans le réseau peut introduire des surtensions temporaires dans d'autres phases.

b) Surtension transitoire :

Surtension de courte durée ne dépassant pas quelques millisecondes, oscillatoire ou non, généralement fortement amortie.

Les surtensions transitoires sont divisées en :

- Surtension à front lent
- Surtension à front rapide
- Surtension à front très rapide. [9]

c) Surtension de foudre

Elle est due à la décharge d'une foudre sur une ligne électrique.

3.2.2 Conséquences des surtensions

Les conséquences peuvent être très diverses suivant la nature des surtensions, leur amplitude et leur durée. Elles sont résumées dans ce qui suit :

- Claquage du diélectrique isolant des équipements
- Dégradation du matériel par vieillissement
- Contraintes électrodynamiques et thermiques causées par les chocs de foudre. [9]

3.3 Les surcharges

Une surcharge se caractérise par une augmentation de la valeur de la puissance requise et une augmentation du courant consommé sur la ligne d'alimentation au-delà de la valeur nominale.

➤ Conséquences

L'augmentation de la puissance appelée est traduite par un appel de courant plus important qui engendre l'augmentation de la température de l'installation au delà de ses limites normales de fonctionnement. Cette augmentation de température provoque l'usure des isolants qui entraîne à la longue leurs claquages ainsi que l'apparition d'autres défauts. [21]

3.4 Les déséquilibres [14]

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

a) Les causes de déséquilibre

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

b) Conséquences

- ❖ Des échauffements.
- ❖ Mauvaise répartition de charges électriques

4 Conséquences des défauts sur les réseaux

Les conséquences d'un défaut peuvent être divisées en deux parties, l'une provoquée par le déclenchement du défaut (par exemple un défaut d'isolement) et l'autre en fonction de la durée du défaut.

4.1.1 Fonctionnement des réseaux

Les effets néfastes des courts-circuits sont surtout à redouter sur les réseaux THT sur lesquels débitent des groupes générateurs de forte puissance.

Les courts-circuits, surtout lorsqu'ils sont polyphasés et proches des centrales, entraînent une diminution du couple résistant des machines et donc une rupture de l'équilibre entre celui-ci et le couple moteur s'ils ne sont pas éliminés rapidement, ils peuvent conduire à la perte de stabilité de groupes générateurs et à des fonctionnements hors synchronisme préjudiciables aux matériels. Des temps d'élimination des courts-circuits de l'ordre de 100 à 150 ms sont en général considérés comme des valeurs à ne pas dépasser sur les réseaux THT.

4.1.2 Tenue des matériels

Les courts-circuits provoquent des surintensités violentes qui, dans le cas de défauts triphasés, peuvent dépasser 20 à 30 fois le courant de service normal. Ces surintensités amènent deux types de contraintes :

- Des contraintes thermiques dues au dégagement de chaleur par effet Joule dans les conducteurs.
 - Des contraintes mécaniques dues aux efforts électrodynamiques ; ceux-ci entraînent notamment le balancement des Conducteurs aériens et le déplacement des bobinages des transformateurs ; ces efforts, s'ils dépassent les limites admises lors de la construction, sont souvent à l'origine d'avaries graves. De plus, l'arc électrique consécutif à un court-circuit met en jeu un important dégagement local d'énergie pouvant provoquer des dégâts importants aux matériels et même être dangereux pour le personnel travaillant à proximité.
- [22]

4.1.3 Qualité de la fournituree

Dans la plupart des cas, les courts-circuits se traduisent pour les utilisateurs par des chutes de tension dont l'amplitude et la durée sont fonction de différents facteurs tels que nature de court-circuit, structure du réseau affecté, mode d'exploitation du réseau, mode de mise à la terre du neutre, performances des protections, etc....

Ces perturbations peuvent aller du creux de tension ou de la microcoupure jusqu'à l'interruption complète de fourniture. [22]

4.1.4 Circuits de télécommunications

On montre en annexe, que la présence d'un court-circuit dissymétrique entre une ou deux phases d'une ligne d'énergie et la terre entraîne la circulation d'un courant homopolaire qui s'écoule à la terre par les points neutres du réseau

Chapitre III : Calcule Courant de Court-circuit

Une tension induite longitudinale, proportionnelle à ce courant, apparaît sur les lignes de télécommunications qui ont un trajet parallèle à la ligne d'énergie. Cette tension peut atteindre des valeurs dangereuses pour le personnel et les installations de télécommunications. [22]

Tableau 3: Statistiques de défauts sur les réseaux aériens français [22]

<i>Caractéristiques</i>	400 kV	225kV	90kV	63kV	MT
<i>Nombre par 100 km et par an</i>	4.8 (100%)	10.4 (100%)	12.5 (100%)	25 (100%)	150 (100%)
<i>Fugitifs</i>	95	97	95	94	75
<i>Dont</i>	85	82	74	65	54
{ <i>monophasés</i>	10	15	21	29	21
{ <i>polyphasés</i>					
<i>Permanents</i>	5	3	5	6	5
<i>Semi-permanents</i>	10
<i>Auto-extincteurs</i>	10

4.1.5 Sécurité des personnes

La mise sous tension accidentelle des masses, les élévations de potentiel liées à l'écoulement des courants de défaut à la terre, les conducteurs tombés au sol, etc. sont autant de situations pouvant présenter des risques pour la sécurité des personnes ; le mode de mise à la terre des points neutres joue de ce fait un rôle essentiel. Certains défauts sont difficiles à identifier et présentent d'autant plus de risques ; en MT, on cite un chiffre de l'ordre de 15 % pour le nombre de défauts permanents qui ne sont pas détectés [22]

5 Régime du neutre

5.1 Définition

Le neutre est le point commun appelé "point neutre" de trois enroulements montés en étoile. Il peut être sorti ou non, distribué ou non. En haute tension, il est rarement distribué, sauf pour les applications d'éclairage sous 5.5KV et 3.2KV.

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

5.2 Bases de choix du régime du neutre

Le choix du régime du neutre, tant en basse tension qu'en haute tension, dépend à la fois de deux considérations techniques importantes qui sont contradictoires :

- Réduire le niveau des surtensions imposées aux équipements sensibles.
- Réduire le courant de défaut à la terre pour diminuer les contraintes électrodynamiques sur le matériel.
- La continuité de service des installations
- Recherche de l'auto-extinction des défauts monophasés.

5.3 Les différents régimes du neutre

Les différents modes de raccordement du point neutre à la terre. On distingue cinq régimes de neutre :

- Le neutre directement mis à la terre
- Le neutre isolé, ou fortement impédant
- Le neutre mis à la terre par l'intermédiaire d'une résistance
- Le neutre mis à la terre par l'intermédiaire d'une réactance
- Le neutre mis à la terre par l'intermédiaire d'une réactance accordée. [9]

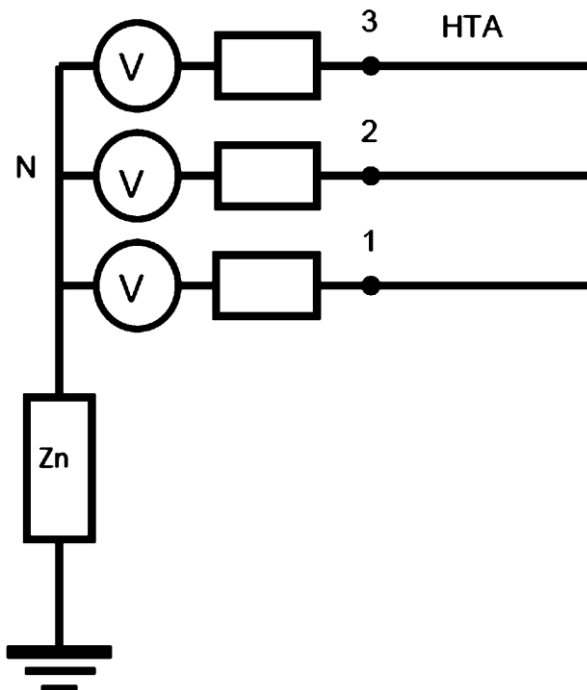


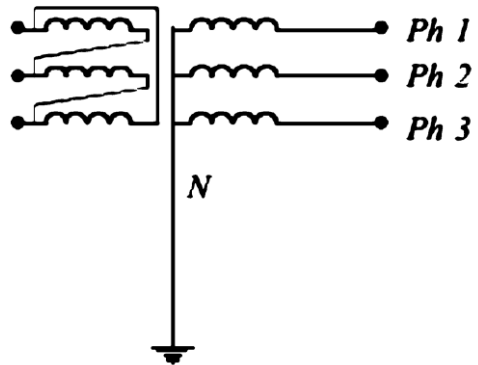
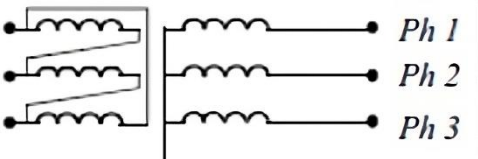
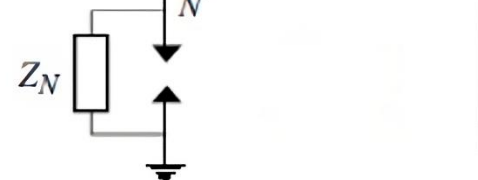
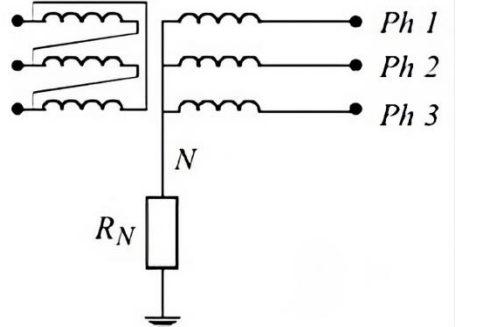
Figure 44: Régimes du neutre en fonction de Z_n

Le potentiel du neutre peut être fixé par rapport à la terre par cinq méthodes en fonction de la grandeur de l'impédance Z_n :

Chapitre III : Calcule Courant de Court-circuit

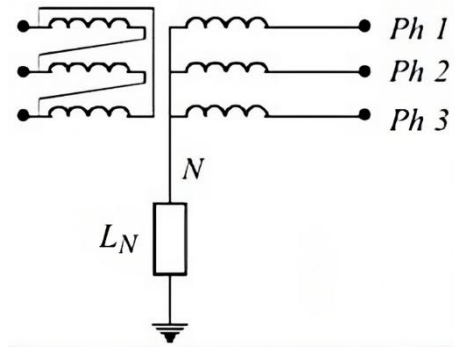
- $Z_N = \infty$: une grande valeur ou infinie pas de liaison intentionnelle, neutre isolé.
- $Z_N = 0$: neutre est relié directement à la terre.
- $Z_N =$ une résistance est connectée volontairement entre le point neutre et la terre. (plus ou moins).
- $Z_N =$ réactance, de valeur faible en général.
- $Z_N =$ réactance de compensation, destinée à compenser la capacité du réseau. [13]

Tableau 4: Modes de raccordement du point neutre [9]

<p>Neutre mis directement à la terre</p> <p>Une liaison électrique est réalisée intentionnellement entre le point neutre et la terre.</p>	
<p>Neutre isolé</p> <p>Il n'existe aucune liaison électrique entre le point neutre et la terre, à l'exception des appareils de mesure ou de protection.</p>	
<p>Neutre fortement impédant</p> <p>Une impédance de valeur élevée est intercalée entre le point neutre et la terre.</p>	
<p>Neutre mis à la terre par résistance</p> <p>Une résistance est intercalée volontairement entre le point neutre et la terre</p>	

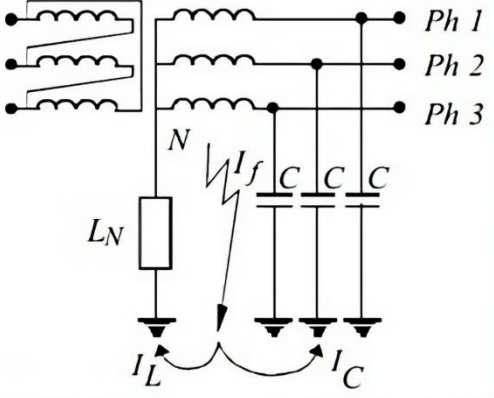
Neutre mis à la terre par réactance

Une réactance est intercalée volontairement entre le point neutre et la terre



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.



$$I_f = I_L + I_C = 0$$

I_f : courant de défaut

I_L : courant dans la réactance de mise à la terre du Neutre

I_C : courant dans les capacités phase-terre

Chapitre III : Calcule Courant de Court-circuit

5.4 Avantages et inconvénients de chaque régime de neutre [16]

Zn	Régime de neutre	Continuité de service	Courant de défaut	Surtension	Tension de contact	Personnel	Mesures spécifiques
0	Neutre directement lié à la terre	Coupure au premier défaut d'isolement	Très important	Risque réduit	Importante	Danger pendant le défaut	Nécessite protection différentielle couteuse pour éliminer rapidement le défaut
Infini	Neutre isolé	Coupure au deuxième défaut obligatoire	Faible	Élevée (au moins égale à la tension entre phases)	Faible	La surveillance et l'élimination du défaut d'isolement (décret 14-11-88). La vigilance au courant capacitif réseau	Nécessite du matériel sur-isolé ; Difficulté de protection sélective, donc protection directionnelle ; Risque de Ferro résonance. Nécessite un limiteur de surtension
R	Neutre à la terre par résistance	Coupure au premier défaut d'isolement	Limité (R : industriel entre 20 et 50 A)	Amortis à condition I limitation $>2x I_C$ réseau	Risque réduit	Risque réduit	Protection sélective simple si $I_L \gg I_C$
Lw	Neutre à la terre par réactance	Coupure au premier défaut d'isolement	Limité (R : faible. Dissipation thermique faible)	Élevée (présence de self)	Risque réduit	Risque réduit	Protection sélective simple si $I_L \gg I_C$
$3LCw^2 = 1$	Neutre à la terre par Bobine d'extinction ou de Peterson	Coupure au deuxième défaut obligatoire	Faible	Élevée (présence de self)	Risque réduit	Risque réduit (Si $LCw^2 = 1$ est incertaine, le courant circulant peut causer un danger)	Mise en œuvre délicate (réseaux extensibles) Bobine dimensionnée pour un défaut permanent Risque de Ferro résonance.

6 Calcul du courant de court-circuit

6.1 Introduction

Lors d'un court-circuit, il y a interruption de l'écoulement d'énergie vers les clients, interruption qu'il faut rendre la plus courte possible. Pour pouvoir interrompre le défaut de court-circuit, il faut dans un premier temps le détecter, et l'isoler dans un second temps.

Dans les deux cas nous avons besoin de calculer les courants de court-circuit (I_{CC}) pour pouvoir déterminer le pouvoir de coupure des appareils de protections (disjoncteurs, fusibles)

Chapitre III : Calcul Courant de Court-circuit

ainsi que les réglages des protections. La sélectivité (longitudinale et transversale) dépend aussi de la valeur des courants de court-circuit le long des réseaux. Le courant peut approximativement être considéré comme la somme de deux termes.

- ❖ Composante transitoire apériodique qui décroît rapidement.
- ❖ Composante sinusoïdal $f=50\text{Hz}$ correspond au régime établi.

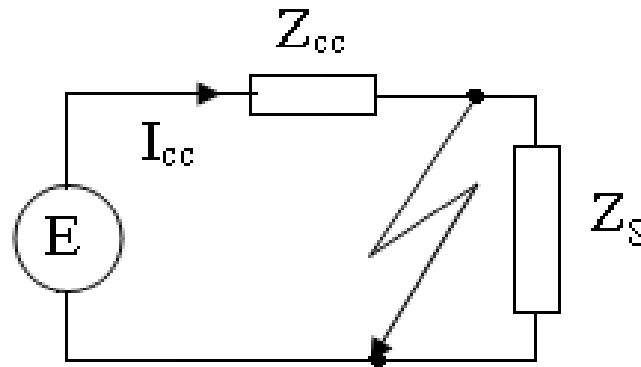


Figure 45: Schéma simplifié d'un réseau en court-circuit

Afin de déterminer les courants de courts-circuits, on dispose de plusieurs méthodes et le choix de la méthode dépend :

- ❖ Du courant recherché (monophasé, biphasé, triphasé...)
- ❖ Du degré de précision recherchée.
- ❖ Des caractéristiques connues de l'alimentation et des différents paramètres.
- ❖ De l'importance de l'installation.
- ❖ Des moyens de calcul dont l'installateur dispose.[21]

I. But du calcul de courant de court-circuit : [16]

Pour choisir et régler convenablement les protections, deux valeurs du courant de court-circuit doivent être connues :

a) Le courant maximal de court-circuit

- Le pouvoir de coupure et fermeture des appareils
- La vérification de la tenue électrodynamique des canalisations et de l'appareillage

b) Le courant minimal de court-circuit

- La longueur des câbles est importante et/ou que la source est relativement impédante (générateurs-onduleurs)
- La protection des personnes repose

6.2 L'intensité de courant de court-circuit [23]

L'intensité du courant de court-circuit est à calculer aux différents étages de l'installation ; ceci pour pouvoir déterminer les caractéristiques du matériel qui doit supporter ou couper ce courant de défaut.

Dans un réseau monophasé, elle se définit simplement par application de la loi d'Ohm :

$$I = \frac{V}{Z}$$

V : étant la tension de la source.

Z : représente l'impédance totale du circuit, compris celle de défaut.

L'intensité de courant de court-circuit dans un réseau triphasé se définit comme suit :

$$I = V/\sqrt{3} \cdot Z$$

6.3 Facteurs influençant la valeur de l'intensité d'un courant de court-circuit [23]

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

- La nature des éléments qui composent le réseau : alternateurs, transformateurs, lignes et câbles.
- Structure du réseau : le schéma ne se réduit pas à un simple circuit dans l'antenne, mais peut inclure des lignes parallèles.
- Mode de fonctionnement du réseau : isolation du point neutre ou mise à la terre du point neutre.
- Résistance aux défauts
- Type de défaut : triphasé, biphasé ou monophasé.

7 Calcul des courants de court-circuit par la méthode des valeurs réduites

7.1 Définition

Dans la modélisation des différents éléments du réseau il est avantage d'utiliser le per unit system ou système des valeurs réduites. Cette méthode offre des commodités de calcul et d'analyse très pratiques.

Ce système consiste à remplacer les grandeurs physiques réelles par des grandeurs adimensionnelles obtenues en divisant les grandeurs réelles par des grandeurs de base choisies

Chapitre III : Calcule Courant de Court-circuit

comme référencée cette manière une comparaison des différentes grandeurs puissance, courant, tension est rendue plus commande.

$$X (pu) = \frac{X(\text{réelle})}{X(\text{base})}$$

$$Z_b = X_b = R_b$$

Généralement on choisit deux grandeurs sautèlent les autres en découlent. Ces deux grandeurs sont la puissance S_b en MVA et la tension U_b en kV sont les quantités que l'on choisit afin de spécifier une base.

a. Cas du monophasé

$$S_b = V_b \cdot I_b \quad \gg \quad I_b = \frac{S_b}{V_b}$$

$$V_b = Z_b \cdot I_b \quad \gg \quad Z_b = \frac{V_b^2}{S_b}$$

V : tension simple

b. Cas du triphasé

$$S_b = \sqrt{3} \cdot U_b \cdot I_b \quad \gg \quad I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3} U_b}$$

$$U_b = \sqrt{3} \cdot Z_b \cdot I_b \quad \gg \quad Z_b = \frac{U_b}{\sqrt{3} I_b}$$

$$\text{D'où : } Z_b = \frac{U_b^2}{S_b}$$

I_b : Courant de base.

U_b : Tension de base.

P_b : Puissance de base.

Z_b : Impédance de base.

Remarque :

1. Pour les tensions de base, nous les choisissons toujours égalés aux tensions nominales des transformateurs.
2. On choisit autant de tensions de base que de niveaux de tension existant sur le réseau.

Chapitre III : Calcule Courant de Court-circuit

Les grandeurs réduites des différents éléments du réseau sont alors :

$$S_{nom}^* = \frac{S}{S_{nom}}, \quad U_{nom}^* = \frac{U}{U_{nom}}, \quad I_{nom}^* = \frac{I}{I_{nom}}, \quad X_{nom}^* = \frac{X}{X_{nom}}$$

L'utilisation des unités relatives s'explique de la manière suivante :

Supposons qu'on a un élément quelconque d'un circuit électrique triphasé. Les paramètres nominaux sont :

$$U_{nom} \text{ (KV)} \quad ; \quad I_{nom} \text{ (KA)} \quad ; \quad S_{nom} \text{ (KVA)} \quad ; \quad X_{nom} \text{ (\Omega)}.$$

7.2 Changement de base

Quelques fois l'impédance réduite d'un élément du système s'expriment dans une autre base que celle choisie. 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.

$$Z_2(\text{PU}) = Z_1(\text{PU}) \cdot \frac{S_{b2}}{S_{b1}} \cdot \left(\frac{U_{b1}^2}{U_{b2}^2} \right)$$

Avec :

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

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

7.3 Détermination des paramètres des éléments du réseau

a) Réseaux amont

La réactance du système Sera déterminée par l'expression :

$$X_r^* = \frac{S_b}{S_{cc}}$$

Avec : S_{cc} : puissance de court-circuit.

S_b : puissance de base.

b) Transformateur à deux enroulements

$$Z_T^* = \frac{Z_T(\Omega)}{Z_b(\Omega)} \quad ; \quad Z_T = \frac{U_n^2}{S_n} \cdot U_{cc}\%$$

Chapitre III : Calcul Courant de Court-circuit

U_n : tension nominale composée (kV)

S_n : puissance nominale en (MVA)

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

$$Z_b = \frac{U_b^2}{S_b} = X_b$$

$$Z_T^* = \frac{U_n^2}{S_n} \cdot U_{CC}\% \cdot \frac{S_b}{S_n} \cdot \frac{U_n^2}{U_b^2}$$

$X_{*T} \simeq Z_{*T}$ réseau haute tension

$$X_T^* = U_{CC}\% \cdot \frac{S_b}{S_n} \cdot \frac{U_n^2}{U_b^2} \quad (\text{Per unit})$$

Si un calcul rigoureux est demandé :

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} \quad ; \quad R_T = \frac{\Delta P_{cu}}{3I_n^2}$$

ΔP_{cu} : pertes cuivre dans le transformateur

c) Transformateur à trois enroulements

Le transformateur a trois enroulements permet d'avoir deux niveaux de tension différents à partir d'un seul niveau de tension. Les transformateurs considérés sont indiqués par la figure 4 :

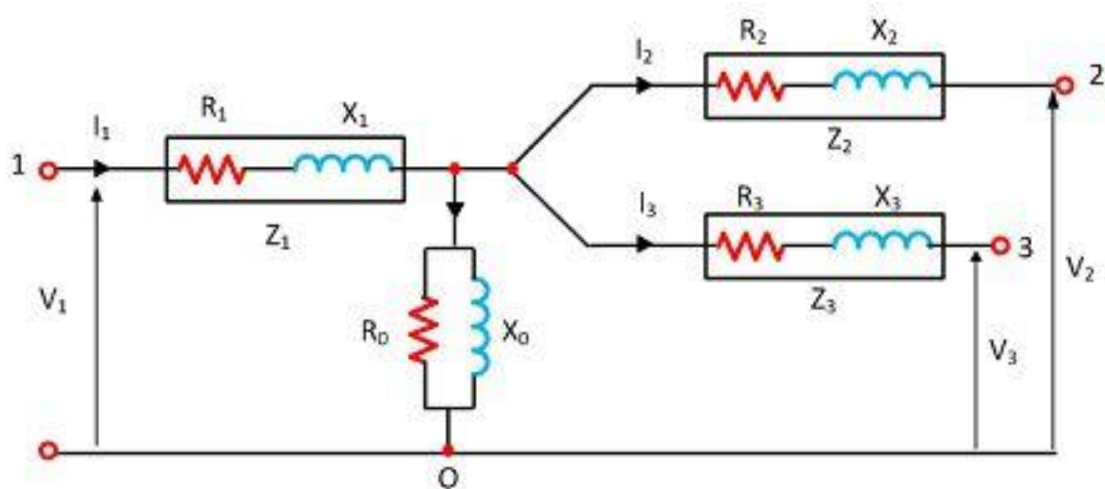


Figure 46: Transformateur à trois enroulements

Chapitre III : Calcule Courant de Court-circuit

Les essais de tels transformateur en court-circuit permettent de déterminer les impédances

Z_{ps} , Z_{pt} et Z_{st} définis comme suit :

Z_{ps} : impédance mesurée au primaire avec le secondaire en court-circuit et le tertiaire ouvert.

Z_{pt} : impédance mesurée au primaire avec le tertiaire en court-circuit et le secondaire ouvert.

Z_{st} : impédance mesurée au secondaire avec le tertiaire en court-circuit et le primaire ouvert.

D'où :

$$\left\{ \begin{array}{l} Z_{ps} = Z_p + Z_s \\ Z_{pt} = Z_p + Z_t \\ Z_{st} = Z_s + Z_t \end{array} \right.$$

De ce système, Z_p , Z_t et Z_s donne par les relations suivantes :

$$\left\{ \begin{array}{l} Z_p = \frac{1}{2} (Z_{ps} + Z_{pt} - Z_{st}) \\ Z_s = \frac{1}{2} (Z_{ps} + Z_{st} - Z_{pt}) \\ Z_t = \frac{1}{2} (Z_{pt} + Z_{st} - Z_{ps}) \end{array} \right.$$

Les transformateurs à trois enroulements utilisés dans le traitement d'Énergie électrique sont étudiés et constitués de manière à avoir une impédance Z_s très faible par rapport à Z_p et Z_t car de tels transformateurs ne doivent pas introduire de nœuds supplémentaires dans les équations lors de l'étude du court-circuit.

d) Les lignes

Les lignes sont toujours caractérisées par leur réactance linéique et leur longueur par les valeurs R_L et X_L Ohm ou à la limite calculées à partir des paramètres linéiques

$$Z_b = \frac{U_b^2}{S_b}$$

$$X_L^* = \frac{X \cdot L}{Z_b} \quad ; \quad X_L^* = X \cdot L \cdot \frac{U_b^2}{S_b}$$

X : réactance de la ligne.

L : longueur de la ligne.

U_b , S_b : Puissance et tension de base.

e) Charges (moteur électriques, Compensateur synchrone)

En régime de court-circuit les moteurs électriques se transforment en générateurs dans ce cas il est nécessaire d'en tenir compte dans les schémas de calcul, ils sont définis par leur paramètres subtransitoires.

$$X''' = X_d''' \cdot \frac{S_b}{S_n} \cdot \frac{U_n^2}{U_b^2}$$

Avec : X_d'' : réactance subtransitoire.

7.4 Composante homopolaire

On utilise les valeurs pratiques, à savoir :

I. Lignes

$$X_o^* = 3 X_d^*$$

Deux lignes sur le même pylône

II. Transformateur

$$X_o^* = X_d^* \quad (\text{Y/Y}) \text{ Flux libre}$$

$$X_o^* = 3 X_d^* \quad (\text{Y/Y}) \text{ Flux forcé}$$

$$X_o^* = X_d^* \quad (\text{Y}/\Delta/\text{Y})$$

7.5 Méthode de calcul

Un graphe équivalent à un réseau est construit en utilisant la réactance des différents composants. Toutes les réactances sont rétablies à la tension du point de défaillance. Simplifions un peu le schéma :

- En appliquant des transformations. $\Delta - Y$ et $Y - \Delta$
- En connectant la réactance série en parallèle.

Chapitre III : Calcule Courant de Court-circuit

Le courant de court-circuit correspondant est évidemment égal à :

$$I_{cc} = \frac{U}{\sqrt{3} X_{eq}}$$

8 Calcul des courants de court-circuit par la méthode des impédances

8.1 Principe de la méthode

Le principe de cette méthode consiste à déterminer les courants de court-circuit partir de l'impédance que représente le « circuit » parcouru par le courant de court-circuit. Cette impédance se calcule après avoir totalisé séparément les différentes résistances et réactances de la boucle de défaut, depuis et y compris la source d'alimentation du circuit, jusqu'au point considéré. [23]

Le but de cette méthode permet de faire des calculs de courant de courts-circuits avec une très bonne précision.

8.2 Différents types de court- circuit

8.2.1 Court-circuit triphasé

C'est le défaut qui correspond à la réunion des trois phases. L'intensité de court-circuit I_{cc3} est :

$$I_{CC3} = \frac{U_n}{\sqrt{3} Z_{CC}}$$

U : tension composée entre phases.

Z_{CC} : impédance équivalente de la source jusqu'au point de défaut.

$$Z_{CC} = \sqrt{(\sum R)^2 + (\sum X)^2}$$

$\sum R$: somme des résistances en série,

$\sum X$: somme des réactances en série.



Figure 47: Représentation d'un réseau en impédance (Court-circuit triphasé)

8.2.2 Court-circuit biphasé isolé

Il correspond à un défaut entre deux phases, l'intensité du court-circuit I_{CC2} est :

$$I_{CC2} = \frac{U}{2 \cdot Z_{CC}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{CC3} = 0,86 I_{CC3}$$

L'intensité I_{CC2} débitée est alors inférieure à celle du défaut triphasé :

$$I_{CC3} > I_{CC2}$$



Figure 48: Représentation d'un réseau en impédance (Court-circuit

8.2.3 Court-circuit monophasé isolé

Il correspond à un défaut entre une phase et le neutre, alimenté sous une tension simple :

$$V = \frac{U}{\sqrt{3}}$$

Alors :

$$I_{CC1} = \frac{V}{Z_{CC} + Z_{Ln}} \quad ; \quad I_{CC1} = \frac{U}{\sqrt{3}(Z_{CC} + Z_{Ln})}$$

V : tension simple.

Z_{Ln} : impédance du neutre.

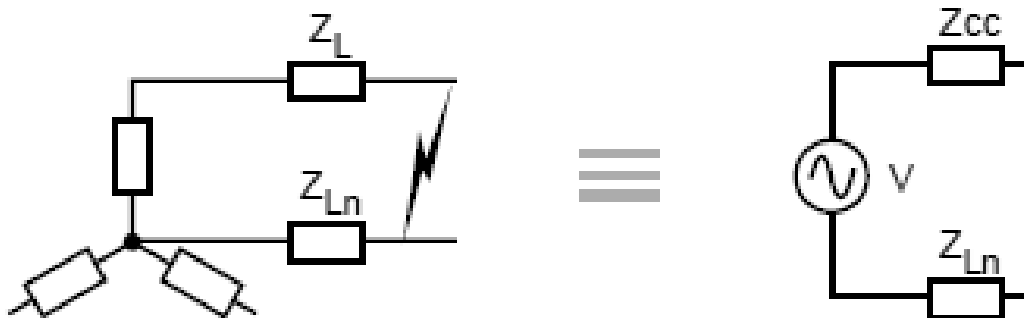


Figure 49: Représentation d'un réseau en impédance (cc monophasé isolé)

Chapitre III : Calcul Courant de Court-circuit

8.2.4 Court-circuit à la terre (monophasé ou biphasé)

De tels défauts impliquent l'impédance homopolaire Z_0 . Sauf pour les machines tournantes où il y a une réduction d'impédance homopolaire, le courant de sortie I_{CCh} est inférieur à celui d'un défaut triphasé.

Selon le régime du neutre, son calcul peut être nécessaire pour sélectionner des seuils de réglage des protections unipolaires (HT) ou différentielles (BT).

L'intensité du court-circuit est :

$$I_{CCh} = \frac{V}{Z_{CC} + Z_0}$$

Z_0 : l'impédance homopolaire

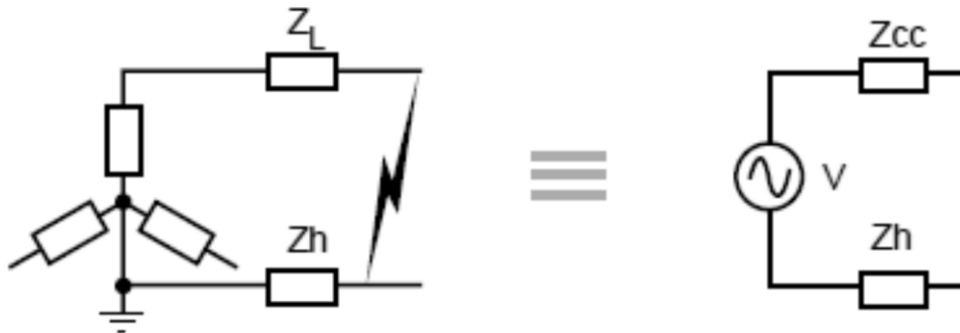


Figure 50: Représentation d'un réseau en impédance (cc terre)

8.3 Détermination des résistances et réactances d'une installation

Un réseau de distribution de moyenne ou basse tension peut être représenté sous forme d'un schéma (fig. 8) dans lequel on retrouve toujours les éléments suivants :

- ❖ Le réseau amont
- ❖ Les transformateurs
- ❖ Les disjoncteurs
- ❖ Les câbles
- ❖ Les jeux de barres

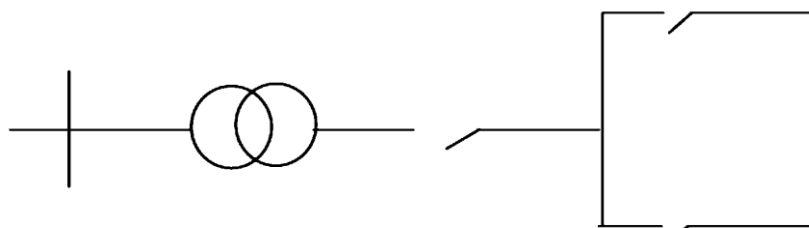


Figure 51: Modèle d'une installation électrique.

Chapitre III : Calcule Courant de Court-circuit

8.3.1 Réseau amont

Dans la plupart des calculs, l'impédance du réseau en amont Z_a ramenée au secondaire du transformateur, ne dépassera pas le point de livraison d'énergie. La connaissance du réseau amont se limite alors généralement à l'indication fournie par le distributeur, soit à la seule puissance de court-circuit SCC en MVA. [23]

L'impédance équivalente du réseau amont est :

$$Z_a = \frac{U^2}{S_{CC}}$$

U : tension composée du réseau ramené du côté moyenne tension.

S_{CC} : puissance de court-circuit fournie par le distributeur.

La résistance et la réactance amont se déduisent à partir de R_a / Z_a en HT par :

Tableau 5: la détermination de la résistance et de la réactance en HT [23]

U [Kv]	6	20	150
R_a / Z_a	0.3	0.2	0.1

L'expression de la réactance est :

$$X_a = \sqrt{(Z_a)^2 - (R_a)^2} \quad \gg \quad \frac{X_a}{Z_a} = \sqrt{1 - \left(\frac{R_a}{Z_a}\right)^2}$$

Pour 20 kV, on a donc

$$\frac{X_a}{Z_a} = \sqrt{1 - 0,2^2} = 0,98$$

Donc : $X_a = 0,98 Z_a$

D'où l'approximation $X_a \approx Z_a$

8.3.2 Les Transformateur

Elle est déterminée en fonction du pourcentage de tension de court-circuit ($U_{cc}\%$), de la tension en circuit ouvert du transformateur (U_0) et de la puissance apparente du transformateur (S_n). Elle est donnée par la relation :

Chapitre III : Calcule Courant de Court-circuit

$$Z_T = \frac{(U_{CC\%} \cdot U_0^2)}{(100 \cdot S_n)}$$

$U_{CC\%}$: tension de court- circuit en %

S_n : puissances nominales du transformateur

Z_T : impédance du transformateur

La résistance est déterminée à partir des pertes joules P_J (w) dans les enroulements :

$$W = 3 \cdot R_T \cdot I_n^2 \quad \gg \quad R_T = \frac{W}{3 \cdot I_n^2}$$

Donc la réactance X_T est déterminée comme suit :

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2}$$

La puissance de court-circuit S_{CC} est importante par rapport à la puissance S_n du transformateur : ainsi, avec $S_{CC} / S_n = 300$, l'erreur est d'environ 5 %. (Voir tableaux.6)

Tableau 6: tension de court-circuit U_{CC} normalisée pour les transformateurs HTA/BT de distribution publique. [23]

Puissance du transformateur HTA/BT (KVA)	≤ 630	800	1000	1250	1600	2000
Tension de court-circuit U_{CC} (en%)	4	4,5	5	5,5	6	7

Note 1 :

Lorsque n transformateurs égaux sont connectés en parallèle avec la même puissance, leur valeur d'impédance équivalente est l'impédance équivalente d'un transformateur divisée par n

$$Z_{eq} = \frac{Z_T}{n}$$

Si les transformateurs ne sont pas égaux, il faut tenir compte de l'impédance de chaque transformateur connecté en parallèle. Par exemple pour deux transformateurs :

$$Z_{eq} = \frac{Z_{T1} \cdot Z_{T2}}{Z_{T1} + Z_{T2}}$$

8.3.3 Impédance des liaisons

L'impédance des liaisons Z_L dépend de leur résistance et réactance linéiques, et de leur longueur.

a) La résistance linéique

La résistance du câble, lignes aériennes et des jeux de barres peut être calculée à l'aide de la formule suivante :

$$R_L = \left(\frac{\rho}{S} \right) \cdot L$$

S : section du conducteur en mm^2 .

ρ : Résistivité du câble.

L : longueur de la liaison en m.

- **Remarques**

1) La résistivité varie en fonction du courant de court-circuit calculé ; maximum ou minimum (Voir tableaux.7).

Tableau 7: Valeurs de la résistivité ρ des conducteurs en termes de courant de court-circuit [23]

Règle	Résistivité	Valeur de la résistivité ($\Omega\text{mm}^2/\text{m}$)	
		Cuivre	Aluminium
Courant de court-circuit maximal	ρ_0	0.01851	0.02941
Courant de court-circuit minimal :			
• Avec fusible	$\rho_1 = 1.5 \rho_0$	0.028	0.044
• Avec disjoncteur	$\rho_1 = 1.25 \rho_0$	0.023	0.037

2) Lors du calcul du courant de court-circuit maximum, considérer le coefficient de tension $C=1.1$ correspondant à la tension maximale autorisée par le réseau. Pour le courant de court-circuit minimum, appliquer un coefficient de tension $C=1$ correspondant à la tension minimale autorisée par le réseau.

Chapitre III : Calcule Courant de Court-circuit

- 3) Pour calculer le courant de court-circuit maximum, nous utilisons la résistance du câble à 20°C. Par contre, au courant de court-circuit minimum, on prend la résistance à la température la plus élevée :

$$R_L = [1 + \alpha \cdot (\theta_d - 20^\circ\text{C})] \cdot R_{L20}$$

Avec :

R_{L20} : Résistance spécifique à 20°C.

θ : Température admissible par le conducteur à la fin du court-circuit en °C.

α : Coefficient de température pris égal à 0.004/°C

8.3.4 Réactance linéique [23]

La résistance linéique du câble, lignes aériennes et des jeux de barres peut être calculée à l'aide de la formule suivante :

$$X_L = L \cdot \omega = \left[15.7 + 144.44 \log \left(\frac{d}{r} \right) \right] = X_0 \cdot l$$

Avec :

L : Inductance de la ligne

d : Distance moyenne entre conducteurs.

r : Rayon des âmes conductrices.

l: Longueur

Les valeurs moyennes à noter sont :






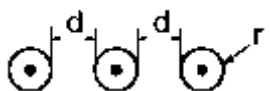
$$X = 0.3 \, \Omega / \text{km} \text{ (lignes BT ou MT)}$$

$$X = 0.4 \, \Omega / \text{km} \text{ (lignes MT ou HT)}$$

Chapitre III : Calcule Courant de Court-circuit

Pour les câbles, selon leur mode d'installation, le (tableau 6) les différentes valeurs de réactance en BT sont résumées.

Tableau 8: valeurs de la réactance des câbles selon le mode de pose. [23]

Mode de pose	Jeux De barres	Câble triphasé	Câbles Unipolaires Espacés	Câbles unipolaires serrés en triangle	Trois câbles en nappe serrée	Trois câbles en Nappe espacée de « d » d = 2r , d = 4r	
Schéma							
Réactance linéique Valeurs moyenne (en mΩ/m)	0.15	0.08	0.15	0.085	0.095	0.145	0.19
Réactance linéique Valeurs extrêmes (en mΩ/m)	0.12-0.18	0.06-.01	0.1-0.2	0.08-0.09	0.09-0.1	0.14-0.15	0.18-0.20

8.3.5 Impédance des machines tournantes

8.3.5.1 Alternateurs synchrones

Les impédances des machines sont généralement exprimées sous la forme d'un pourcentage telle que :

$$Z_A = \frac{U_{CC}\% \cdot U^2}{100 \cdot S_n} \quad , \quad Z_A \approx X_A$$

U : tension composée à vide de l'alternateur.

S_n : puissance apparente (VA) de l'alternateur.

Calcule le courant de court-circuit maximal à partir de la réactance transitoire fait pour vérifier la contrainte électrodynamique.

$$I_{CC3} = \frac{U_n}{\sqrt{3} X_d''}$$

Calcule le courant de court-circuit maximal à partir de la réactance transitoire fait pour vérifier les contraintes thermique des machines.

$$I_{CC3} = \frac{U_n}{\sqrt{3} X_d'}$$

U_n : tension composée nominal.

8.3.5.2 Moteurs et compensateurs synchrones.

Le comportement en court-circuit de ces machines est similaire à celui d'un alternateur. Ils sont donc équivalents à des sources de tension d'impédance interne X_d' ou X_d'' .

8.3.5.3 Moteurs asynchrones

Le moteur asynchrone maintient son état de fonctionnement après avoir été soudainement déconnecté de l'alimentation électrique. La tension aux bornes décroît en quelques centièmes de seconde. Lorsque ces bornes sont court-circuitées, le moteur développe une certaine force, qui s'élimine plus rapidement avec une constante de temps d'environ :

- 20 ms pour les moteurs à simple cage jusqu'à 100 KW
- 30 ms pour les moteurs à double cage, et ceux de plus de 100 KW
- 30 à 100 ms pour les très gros moteurs HT (1000 kW) à rotor bobiné. [23]

Un moteur asynchrone agit comme une source de tension affectée d'une impédance transitoire X_M' telle que :

$$X_M'(\%) = \frac{1}{\eta \cos \varphi} \cdot \frac{I_n}{I_d} \cdot 100$$

avec :

η : Rendement du moteur

$\cos \varphi$: Facteur de puissance du moteur

I_n/I_d : Rapport du courant nominal au courant de démarrage du moteur

8.3.5.4 Impédance des disjoncteurs et des fusibles

Les disjoncteurs et les fusibles ont généralement une résistance négligeable. En revanche, leurs réactances sont prises respectivement à 0.15 m Ω et 0.125 m Ω .

9 Conclusion

Dans ce chapitre, on a énuméré les différents défauts qui peuvent toucher les réseaux (les surtensions, surcharges, déséquilibres et les court-circuit), ainsi qu'on a cité les méthodes mathématiques de calcul des courants de court-circuit, afin de bien dimensionner les matériels de protection (disjoncteurs, relais...etc.).

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

Chapitre 04 : Application et Résultat

1 Introduction

L'étude de la protection d'un réseau électrique est liée à la connaissance de l'intensité du courant de court-circuit dans tout point de l'installation. Notre premier travail doit, donc, porter sur le calcul des différents courants de court-circuit dans l'installation. Pour ce faire, nous déterminerons les différentes valeurs des impédances constituant le réseau, puis nous intéresserons au dimensionnement des différents appareils de protection.

Le calcul des courants de courts-circuits pour la protection qui consiste à calculer les plus faibles courants, c'est-à-dire les courants minimaux pouvant survenir dans un réseau pour un bon réglage et une meilleure sélectivité. Pour le dimensionnement du réseau électrique nous effectuerons les calculs de courant de court-circuit triphasé c'est-à-dire les courants maximaux pour le choix des équipements de protection, de coupure.

2 Description de réseau à étudier

C'est un réseau de 60 kV, alimentation principale se fait à partir d'une tension 60 kv,50hz, existant transformateur 1 60/30 kV, 25 MVA. L'alimentation de secours (secondaire) se fait à partir d'un générateur et transformateur 2 30/5,5 kv,10 MVA connectée au niveau de jeu de barre 1.

Le système en générale constitue transformateur chaque transformateur lié avec jeu de barre. Seul jeu de barre est raccord à jeu de barre 1 par des câbles, le reste de l'installation 30 kV est raccord par des lignes aérienne.

3 Caractéristiques des éléments du réseau [23]

a) Transformateur

	T1	T2	T3	T4	T5
Sn	25 MVA	10 MVA	1.6 MVA	1 MVA	2 MVA
Un	60/30 kV	30/5.5 kV	30/5.5 kV	30/0.4 kV	30/0.4 kV
Ucc%	12%	10%	6%	6%	6%

b) Lignes

	Jdb1/Jdb2	Jdb1/Jdb3	Jdb4/Jdb5	Jdb4/M2	T5/Jdb5
L	0.8	5	0.1	0.05	0.1
Zd	0.2+j0.07	0.15+j0.3	0.04+j0.1	0.45+j0.1	0.04+j0.1
Zo	0.6+j0.1	0.3+j0.9	0.2+j0.1	0.6+j0.1	0.2+j0.1

c) Alternateur

	Alternateur GR1
Sn	10MVA
Un	5,5 kV
Cosp	0,95
X''d	0,15

d) Charges

	Moteur M1	Moteur M2
Un	5.5 kV	0.4 kV
Snominale	1 MW	100 kW
Sn	1,208 MVA	127,7 kVA
η	0,92	0,9

Chapitre IV : Application et Résultats

Cosφ	0,9	0,87
-------------	-----	------

e) Le réseau électrique

	Réseau
Un	60 kV
Scemax	750 MVA
Scmin	520 MVA

❖ Schéma du réseau

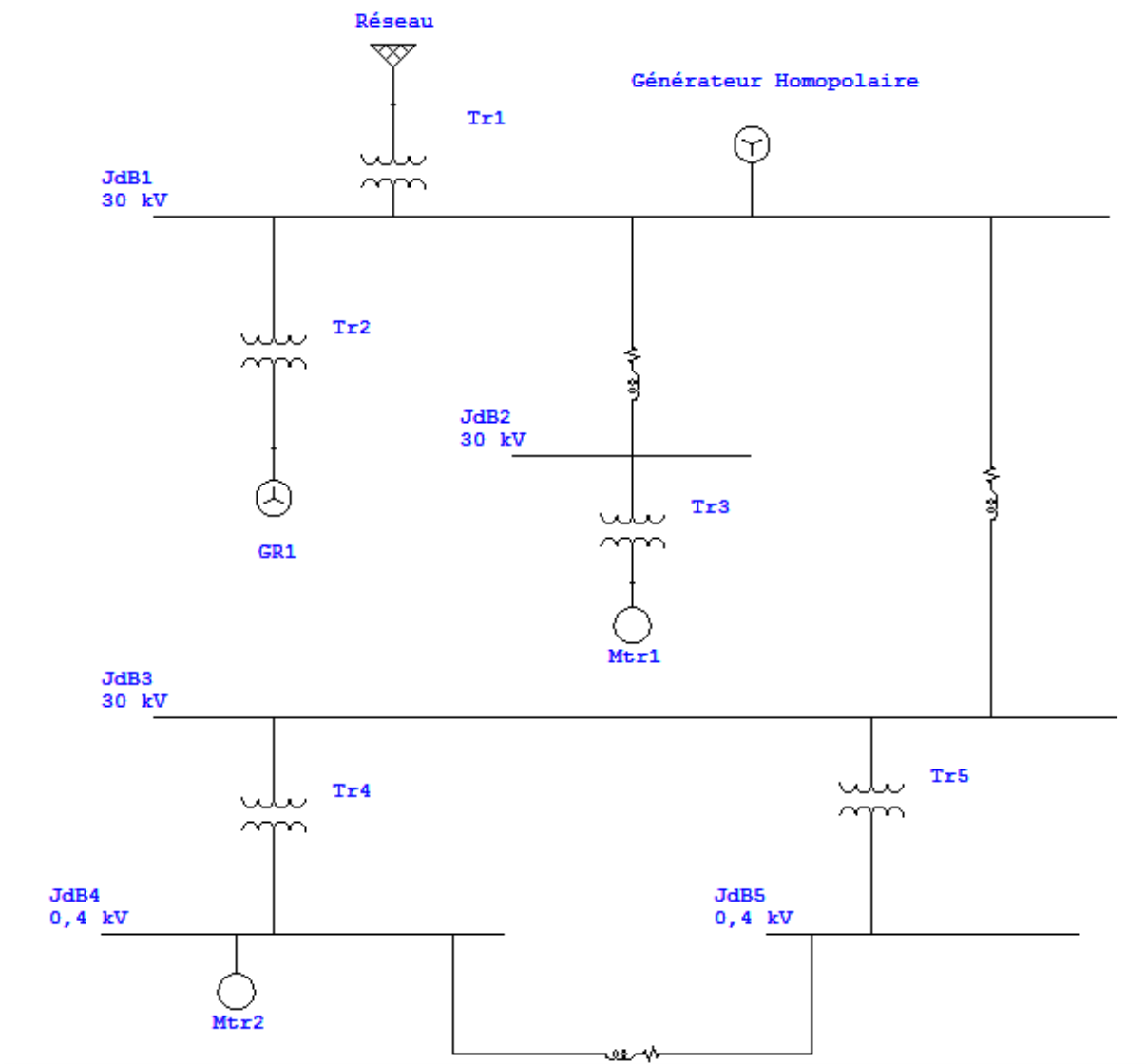


Figure 52: Schéma de principe de l'installation.

4 Méthodes de calcul

4.1 Calcul des différentes impédances des éléments du réseau

4.1.1 Pour le réseau électrique

$$Z_{\text{Réseau min}} = \frac{U_n^2}{S_{cc \text{ max}}} = \frac{30^2}{750} = 1.2 \Omega$$

$$Z_{\text{Réseau max}} = \frac{U_n^2}{S_{cc \text{ min}}} = \frac{30^2}{520} = 1,73 \Omega$$

4.1.2 Pour alternateur G1

$$Z_G = \frac{X_d'' \cdot U_n^2}{S_n \cdot 100} = \frac{25 \cdot 30^2}{100 \cdot 10} = 22.5 \Omega$$

4.1.3 Pour les transformateurs

- Transformateur 1

$$Z_{T1} = \frac{U_{cc} \cdot U_n^2}{S_n \cdot 100} = \frac{12 \cdot 30^2}{100 \cdot 25} = 4,32 \Omega$$

- Transformateur 2

$$Z_{T2} = \frac{U_{cc} \cdot U_n^2}{S_n \cdot 100} = \frac{10 \cdot 30^2}{100 \cdot 10} = 9 \Omega$$

- Transformateur 3

$$Z_{T3} = \frac{U_{cc} \cdot U_n^2}{S_n \cdot 100} = \frac{6 \cdot 30^2}{100 \cdot 1,6} = 33.75 \Omega$$

- Transformateur 4

$$Z_{T4} = \frac{U_{cc} \cdot U_n^2}{S_n \cdot 100} = \frac{6 \cdot 30^2}{100 \cdot 1} = 54 \Omega$$

- Transformateur 5

$$Z_{T5} = \frac{U_{cc} \cdot U_n^2}{S_n \cdot 100} = \frac{6 \cdot 30^2}{100 \cdot 2} = 27 \Omega$$

4.1.4 Pour les lignes

- **Jeu de barre 1 / 2**

$$Z_{jdb12} = L \times Z_d = 0,8 \times (0,2 + j0,07) = 0,17 \Omega$$

Homopolaire

$$Z_{hom12} = L \times z_o = 0,8 \times (0,6 + j0,1) = 0,487 \Omega$$

- **Jeu de barre 1 / 3**

$$Z_{jdb13} = L \times Z_d = 5 \times (0,15 + j0,3) = 1,68 \Omega$$

Homopolaire

$$Z_{hom13} = L \times z_o = 5 \times (0,3 + j0,9) = 4,74 \Omega$$

- **Jeu de barre 4 / Moteur 2**

Tension primaire 0,4 kV :

$$Z_{Prim} = L \times z_d = 0,05 \times (0,45 + j0,1) = 0,023 \Omega$$

Homopolaire

$$Z_{homPri} = L \times z_o = 0,05 \times (0,6 + j0,1) = 0,03 \Omega$$

Tension Secondaire 30 kV :

$$Z_{Sec} = Z_{Pri} \times \left(\frac{U_{n1}^2}{U_{n2}^2} \right) = 0,023 \times \left(\frac{30^2}{0,4^2} \right) = 129,3 \Omega$$

Homopolaire

$$Z_{homSec} = Z_{homPri} \times \left(\frac{U_{n1}^2}{U_{n2}^2} \right) = 0,03 \times \left(\frac{30^2}{0,4^2} \right) = 168,8 \Omega$$

- **Jeu de barre 4 / 5**

Tension primaire 0,4 kV :

$$Z_{Prim} = L \times z_d = 0,1 \times (0,04 + j0,1) = 0,01 \Omega$$

Chapitre IV : Application et Résultats

Homopolaire

$$Z_{\text{hom pri}} = L \times z_o = 0,1 \times (0,2 + j0,1) = 0,02 \Omega$$

Tension Secondaire 30 kV :

$$Z_{\text{Sec}} = Z_{\text{Pri}} \times \left(\frac{U_{n1}^2}{U_{n2}^2} \right) = 0,01 \times \left(\frac{30^2}{0,4^2} \right) = 56,2 \Omega$$

Homopolaire

$$Z_{\text{hom Sec}} = Z_{\text{hom Pri}} \times \left(\frac{U_{n1}^2}{U_{n2}^2} \right) = 0,02 \times \left(\frac{30^2}{0,4^2} \right) = 112,5 \Omega$$

- **Transformateur 5 / jdB5**

Tension primaire 0,4 kV :

$$Z_{\text{Prim}} = L \times z_d = 0,1 \times (0,04 + j0,1) = 0,01 \Omega$$

Homopolaire

$$Z_{\text{hom pri}} = L \times z_o = 0,1 \times (0,2 + j0,1) = 0,02 \Omega$$

Tension Secondaire 30 kV :

$$Z_{\text{Sec}} = Z_{\text{Pri}} \times \left(\frac{U_{n1}^2}{U_{n2}^2} \right) = 0,01 \times \left(\frac{30^2}{0,4^2} \right) = 56,25 \Omega$$

Homopolaire

$$Z_{\text{hom Sec}} = Z_{\text{hom Pri}} \times \left(\frac{U_{n1}^2}{U_{n2}^2} \right) = 0,02 \times \left(\frac{30^2}{0,4^2} \right) = 112,5 \Omega$$

- **Transformateur 2 / G1**

Impédance maximum :

$$\begin{aligned} Z_{T2 G1} &= Z_{\text{Réseau min}} + Z_{T1} + Z_{T2} // Z_{G1} \\ &= 1,2 + 4,32 + 9 // 22,5 = 5,92 \Omega \end{aligned}$$

Impédance minimum :

$$Z_{T2 G1} = Z_{\text{Réseau max}} + Z_{T1} + Z_{T2} // Z_{G1}$$

$$= 1,73 + 4,32 + 9 // 22,5 = 6,45 \Omega$$

4.2 Valeurs des courants de court-circuit

4.2.1 Court-circuit au bout de réseau

Courant maximum de court-circuit triphasé :

En 30 kV

$$I_{CC \max} = \frac{U_n}{Z_{R \min} \cdot \sqrt{3}} = \frac{30}{\sqrt{3} \cdot 1,2} = 14,42 \text{ kA}$$

En 60 kV

$$I_{CC \max} = \frac{14,42 U_{n1}}{U_{n2}} = \frac{14,43 \cdot 30}{60} = 7,22 \text{ kA}$$

Courant minimum de court-circuit triphasé :

En 30 kV

$$I_{CC \min} = \frac{U_n}{Z_{R \max} \cdot \sqrt{3}} = \frac{30}{\sqrt{3} \cdot 1,73} = 10,01 \text{ kA}$$

En 60 kV

$$I_{CC \min} = \frac{10,01 U_{n1}}{U_{n2}} = \frac{10,01 \cdot 30}{60} = 5 \text{ kA}$$

4.2.2 Transformateur 2 / G1

Courant maximum de court-circuit triphasé :

En 30 kV

$$I_{CC \max} = \frac{U_n}{Z_{T2 G1} \cdot \sqrt{3}} = \frac{30}{\sqrt{3} \cdot 5,92} = 2,92 \text{ kA}$$

En 5,5 kV

$$I_{CC \max} = \frac{2,92 U_{n1}}{U_{n2}} = \frac{2,92 \cdot 30}{60} = 15,92 \text{ kA}$$

Chapitre IV : Application et Résultats

Courant minimum de court-circuit triphasé :

En 30 kV

$$I_{CC \min} = \frac{U_n}{Z_{T2 G1} \cdot \sqrt{3}} = \frac{30}{\sqrt{3} \cdot 6,45} = 2,69 \text{ kA}$$

En 5,5 kV

$$I_{CC \min} = \frac{2,69 U_{n1}}{U_{n2}} = \frac{2,69 \cdot 30}{60} = 14,67 \text{ kA}$$

4.2.3 Court-circuit sur le jeu de barre 1

Courant minimum de court-circuit triphasé [Source +Transformateur 1+générateur 1+Transformateur 2]

Réseau :

$$Z_{CC R} = Z_{R \min} + Z_{T1} = 1,2 + 4,32 = 5,52 \Omega$$

$$I_{CC} = \frac{U_n}{Z_{CC R} \sqrt{3}} = \frac{30}{5,52 \sqrt{3}} = 3,13 \text{ kA}$$

Générateur :

$$Z_{CC Gén} = Z_{Gén} + Z_{T2} = 22,5 + 9 = 31,5 \Omega$$

$$I_{CC} = \frac{U_n}{Z_{CC Gén} \sqrt{3}} = \frac{30}{31,5 \sqrt{3}} = 0,54 \text{ kA}$$

$$I_{CC JdB1} = 3,67 \text{ kA}$$

$$Z_{CC JdB1} = 5,7 \Omega$$

Courant maximum de court-circuit triphasé [Source +Transformateur 1+générateur 1+Transformateur 2]

Réseau :

$$Z_{CC R} = Z_{R \max} + Z_{T1} = 1,73 + 4,32 = 6,05 \Omega$$

$$I_{CC} = \frac{U_n}{Z_{CC R} \sqrt{3}} = \frac{30}{6,05 \sqrt{3}} = 2,86 \text{ kA}$$

Chapitre IV : Application et Résultats

Générateur :

$$Z_{CC\ Gén} = 31,5 \Omega \quad I_{CC} = 0,54 \text{ kA}$$

$$I_{CC\ JdB1} = 3,4 \text{ kA}$$

$$Z_{CC\ JdB1} = 5,2 \Omega$$

Courant de défaut à la terre minimum monophasé [Source +Transformateur 1+générateur 1+Transformateur 2]

$$I_{terre} = \frac{V_n}{Z_{JdB1\ min} + z_o} = \frac{30000}{\sqrt{3}(5,7 + 115,5)} = 142 \text{ A}$$

Courant de défaut à la terre maximum monophasé [Source +Transformateur 1+générateur 1+Transformateur 2]

$$I_{terre} = \frac{V_n}{Z_{JdB1\ max} + z_o} = \frac{30000}{\sqrt{3}(5,2 + 115,5)} = 143,5 \text{ A}$$

4.2.4 Court-circuit sur le jeu de barre 2

Courant minimum de court-circuit triphasé [Source +générateur 1+ 1 liaison en service]

$$Z_{CC\ JdB2\ R} = Z_{CC\ JdB1\ R} + Z_{Jdb1\ 2} = 5,7 + 0,17 = 5,87 \Omega$$

$$I_{CC} = \frac{U_n}{Z_{CC\ JdB2\ R}\sqrt{3}} = \frac{30}{5,87\sqrt{3}} = 2,95 \text{ kA}$$

Courant maximum de court-circuit triphasé [Source +générateur 1+ 1 liaison en service]

$$Z_{CC\ JdB2\ R} = Z_{CC\ JdB1\ R} + Z_{Jdb1\ 2} = 5,2 + 0,17 = 5,37 \Omega$$

$$I_{CC} = \frac{U_n}{Z_{CC\ JdB2\ R}\sqrt{3}} = \frac{30}{5,37\sqrt{3}} = 3,22 \text{ kA}$$

Courant de court-circuit triphasé seul le générateur [1 liaison en service]

$$Z_{CC\ Gén} = Z_{Gén} + Z_{Jdb1\ 2} = 31,5 + 0,17 = 31,68 \Omega$$

$$I_{CC\ Gén} = \frac{U_n}{Z_{CC\ Gén}\sqrt{3}} = \frac{30}{31,68\sqrt{3}} = 0,55 \text{ kA}$$

Défaut en Transformateur 3

$$Z_{CC\ T3} = Z_{Gén} + Z_{Jdb1\ 2} + Z_{T3} = 31,5 + 0,17 + 33,75 = 65,42 \Omega$$

Chapitre IV : Application et Résultats

$$I_{CC T3} = \frac{U_n}{Z_{CC T3} \sqrt{3}} = \frac{30}{65,42 \sqrt{3}} = 0,26 \text{ kA}$$

Courant de défaut à la terre minimum monophasé [Source +générateur 1+1 liaison en service]

$$I_{terre} = \frac{3 V_n}{Z_{CC JdB2 R} + z_o} = \frac{30000}{\sqrt{3}(5,87 + 115,5)} = 142,7 \text{ A}$$

Courant de défaut à la terre maximum monophasé [Source +générateur 1+1 liaison en service]

$$I_{terre} = \frac{3 V_n}{Z_{CC JdB2 R} + Z_{CC JdB2 R} + z_o} = \frac{30000 \cdot \sqrt{3}}{5,37 + 5,37 + 115,5} = 143,3 \text{ A}$$

4.2.5 Court-circuit sur le jeu de barre 3

Courant minimum de court-circuit triphasé [Source +générateur 1+ 1 liaison en service]

$$Z_{CC JdB3 R} = Z_{CC JdB1 R} + Z_{Jdb1 3} = 5,7 + 1,68 = 7,38 \Omega$$

$$I_{CC} = \frac{U_n}{Z_{CC JdB3 R} \sqrt{3}} = \frac{30}{2,95 \sqrt{3}} = 5,87 \text{ kA}$$

Courant maximum de court-circuit triphasé [Source +générateur 1+ 1 liaison en service]

$$Z_{CC JdB3 R} = Z_{CC JdB1 R} + Z_{Jdb1 3} = 5,2 + 1,68 = 6,88 \Omega$$

$$I_{CC} = \frac{U_n}{Z_{CC JdB3 R} \sqrt{3}} = \frac{30}{6,88 \sqrt{3}} = 2,52 \text{ kA}$$

Courant de court-circuit triphasé seul le générateur [1 liaison en service]

$$Z_{CC Gén} = Z_{Gén} + Z_{Jdb1 3} = 31,5 + 1,68 = 33,18 \Omega$$

$$I_{CC Gén} = \frac{U_n}{Z_{CC Gén} \sqrt{3}} = \frac{30}{33,18 \sqrt{3}} = 0,52 \text{ kA}$$

Défaut en Transformateur 4

$$Z_{CC T4} = Z_{Gén} + Z_{Jdb1 3} + Z_{T4} = 31,5 + 1,68 + 54 = 87,18 \Omega$$

$$I_{CC T3} = \frac{U_n}{Z_{CC T4} \sqrt{3}} = \frac{30}{87,18 \sqrt{3}} = 0,19 \text{ kA}$$

Défaut en Transformateur 5

$$Z_{CC T5} = Z_{Gén} + Z_{Jdb1 3} + Z_{T5} = 31,5 + 1,68 + 27 = 60,18 \Omega$$

Chapitre IV : Application et Résultats

$$I_{CC T5} = \frac{U_n}{Z_{CC T5} \sqrt{3}} = \frac{30}{60,18 \sqrt{3}} = 0,29 \text{ kA}$$

Courant de défaut à la terre minimum monophasé [Source +générateur 1+1 liaison en service]

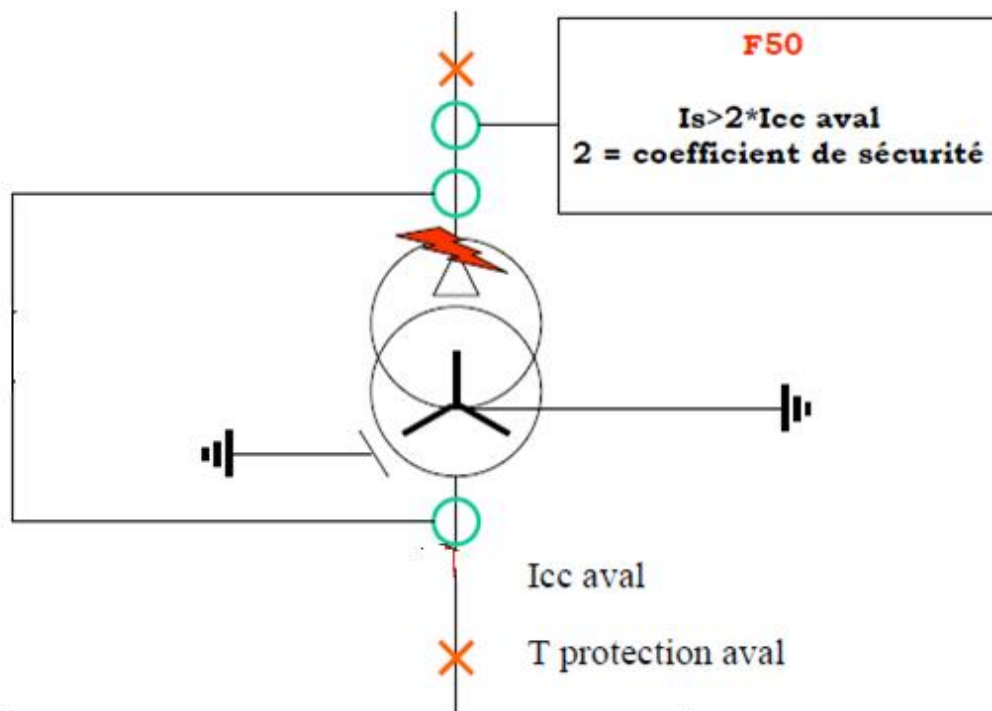
$$I_{terre} = \frac{V_n}{\sqrt{3} (Z_{CC JdB3 R} + z_o + Z_o)} = \frac{30000}{\sqrt{3} (7,38 + 115,5 + 4,74)} = 136 \text{ A}$$

Courant de défaut à la terre maximum monophasé [Source +générateur 1+1 liaison en service]

$$I_{terre} = \frac{V_n}{\sqrt{3} (Z_{CC JdB3 R} + z_o + Z_o)} = \frac{30000}{\sqrt{3} (6,88 + 115,5 + 4,74)} = 136,5 \text{ A}$$

4.3 Réglage de protection des transformateurs

Détection de court-circuit entre phases (F50)



Chapitre IV : Application et Résultats

Cette fonction détectera les courts-circuits entre phases « Amont » (au primaire du Transformateur).

4.3.1 Protection Transformateur TR1

Réglage seuil haut :

I>> réglage à $1,5 I_{CC \text{ aval max}} (S_{ccmax})$

$$Z_{CCR} = Z_{R \text{ min}} + Z_{T1} = 1,2 + 4,32 = 5,52 \Omega$$

$I_{CC \text{ aval mini}}$

$$\frac{U_n}{\sqrt{3} (Z_{R \text{ max}} + Z_{T1})} = \frac{30}{\sqrt{3} (1,73 + 4,32)} = 3,13 \text{ kA}$$

I>> $1,5 \times 8590 = 12885 \text{ A}$

4.3.2 Protection Transformateur T2

Réglage seuil haut :

I>> réglage à $1,5 I_{CC \text{ aval max}} Z_{Gén} (0,1s)$

$I_{CC \text{ aval max}} Z_{Gén} + Z_{T2} = 22,5 + 9 = 31,5 \Omega$

$I_{CC \text{ aval mini}}$

$$\frac{U_n}{\sqrt{3} (Z_{Gén} + Z_{T2})} = \frac{30}{\sqrt{3} (22,5 + 9)} = 0,55 \text{ kA}$$

I>> $= 1,5 \times 1650 = 2475 \text{ A}$

4.3.3 Protection Transformateur T3

Court-circuit phases F50

I>> réglage à $2 \times I_{CC \text{ aval max}} (S_{ccmax} + G1)$

I>> $= 2 \times 260 = 520 \text{ A}$

4.3.4 Protection Transformateur T4

Court-circuit phases F50

I>> réglage à $2 \times I_{CC \text{ aval max}} (S_{ccmax} + G1)$

$$I_{>>} = 2 \times 190 = 390 \text{ A}$$

4.3.5 Protection Transformateur T5

Court-circuit phases F50

$$I_{>>} \text{ réglage à } 2 \times I_{CC} \text{ aval max } (S_{ccmax} + G1)$$

$$I_{>>} = 2 \times 290 = 580 \text{ A}$$

4.4 Réglage de protection des Moteur

4.4.1 Démarrage du moteur M1

Puissance apparente au démarrage :

$$S_d = \frac{P_n}{\pi \cdot \cos\varphi} \cdot \frac{I_n}{I_d} = \frac{1}{0,92 \cdot 0,9} \cdot 2,5 = 3,01 \text{ MVA}$$

Courant nominale :

En 5,5 kV

$$I_n = \frac{S_n}{U_n \cdot \sqrt{3}} = \frac{1208}{5,5 \sqrt{3}} = 126,8 \text{ A}$$

En 30 kV

$$I_n = \frac{S_n}{U_n \cdot \sqrt{3}} = \frac{1208}{30 \sqrt{3}} = 23 \text{ A}$$

4.4.2 Protections du moteur M1

Relais ampère métrique de phase max I (50/51) :

$I_{>>}$ réglage à $1,5 I_d$

$$I_{dem} = \frac{S_{dem}}{U_n \sqrt{3}} = \frac{3100}{30 \sqrt{3}} = 59,65 \text{ A}$$

$$I_{>>} = 1,5 \times 59,65 = 89,48 \text{ A}$$

La valeur de réglage du courant de relais de phase doit être inférieure à I_b . Elle doit être choisie supérieure au courant de démarrage afin que la protection soit insensible devant ce dernier.

$$1.5 I_{dem} < I_r$$

4.4.3 Démarrage du moteur M2

Puissance apparente au démarrage :

$$S_d = \frac{P_n}{n \cdot \cos\varphi} \cdot \frac{I_n}{I_d} = \frac{100}{0,9 \cdot 0,87} \cdot 6 = 0,766 \text{ MVA}$$

Courant nominale :

En 0,4 kV

$$I_n = \frac{S_n}{U_n \cdot \sqrt{3}} = \frac{127, \text{ è}}{0,4 \sqrt{3}} = 184,3 \text{ A}$$

4.4.4 Protections du moteur M2

Relais ampère métrique de phase max I (50/51) :

Seuil $I >$ réglage à $1,5 I_d$

$$I_d = \frac{S_{dém}}{U_n \sqrt{3}} = \frac{766}{0,4 \sqrt{3}} = 1105 \text{ A}$$

$$I > = 1,5 \times 1105 = 1657 \text{ A}$$

La valeur de réglage du courant de relais de phase doit être inférieure à I_r . Elle doit être choisie supérieure au courant de démarrage afin que la protection soit insensible devant ce dernier.

$$1.5 I_{dem} < I_r$$

10 Choix des protections

Le choix des dispositifs de protection se porte sur les paramètres suivants : la tension assignée, le courant nominal du jeu de barre, courant nominal par rapport à la charge nominale, la fréquence, et le pouvoir de coupure, dont les valeurs sont normalisées.

- **Les transformateurs**

Pour la protection des transformateur MICROENER propose ce type de relais IM30/AP.

Chapitre IV : Application et Résultats

Les IM30/AP sont des relais numériques Multifonction Triphasé terre de la série M de MICROENERMICROELETTRICA SCIENTIFICA. Ils sont ampèremétriques et sont équipés d'une unité triphasée pour la détection des défauts.

Ils trouvent leurs principales utilisations dans l'application suivante :

- Protection des départs transformateurs de toute puissance,
- Protection des tableaux HT et MT
- Protection des feeders.
- Protection des réseaux électriques contre les défauts entre phases ou monophasés

- **Moteur 1 et 2**

Le relais N-DIN-MA son Relais pour la protection des moteurs BT triphasés.

Les relais N-DIN-MA sont des relais numériques multifonctions de la gamme N-DIN de MICROENER-MICROELETTRICASCIENTIFICA. Ils trouvent leurs principales utilisations dans les applications suivantes :

- Protection des moteurs asynchrones BT,
- Protection des pompes des stations de pompage ou de traitement des eaux,
- Protection des moteurs de petites puissances.

11 Discussion de résultats

Chaque type de court-circuit, il existe des conditions limites sur la base desquelles le courant de court-circuit est calculé. Par conséquent, le dispositif de protection est sélectionné en fonction de la valeur calculée du courant de court-circuit.

Pour assurer bon fonctionnement de réseau électrique on doit protéger notre système électrique contre les différents défauts qui peuvent apparaitre et perturbe le régime de fonctionnement pour cela on installe des organes de protection, le choix de ces derniers dépend de la durée et l'amplitude du défaut, qui sont généralement les courts-circuits.

12 Conclusion

L'importance du calcul du courant de court-circuit indique que l'équipement ou la machine que nous plaçons dans un réseau électrique, usine ou un station peut résister au courant de

Chapitre IV : Application et Résultats

court-circuit attendus dans ce circuit ,car cela coutera de l'argent s'il n'y a pas une bonne étude du courant.

Conclusion générale

Conclusion générale

Le dimensionnement des installations et matériels électriques utilisés, ainsi que la détermination de la protection des personnes et des biens nécessitent le calcul du courant de court-circuit en tout point du réseau.

La valeur du courant de court-circuit dépend essentiellement de la nature des composants qui composent le réseau, du type de défaut.

Le calcul du courant de court-circuit peut être effectué selon différentes méthodes d'analyse, nous avons choisi la méthode de l'impédance.

Les technologies utilisées pour détecter les dysfonctionnements des réseaux électriques ont évolué contrairement aux années précédentes Il existe de nombreuses technologies modernes utilisées dans les réseaux électriques, qui visent à améliorer leur efficacité, leur stabilité et leur durabilité. Les plus importantes de ces technologies sont :

Réseaux intelligents : ce sont des réseaux électriques qui utilisent des technologies modernes de contrôle et de mesure pour améliorer la gestion du réseau et fournir de meilleurs services aux utilisateurs. Les caractéristiques les plus importantes des réseaux intelligents sont : Capacité à surveiller et analyser des données provenant de diverses sources, telles que des compteurs électriques intelligents et des dispositifs de protection et de comptage.

Utiliser des technologies de contrôle avancées pour distribuer efficacement l'énergie électrique.

Fournir de nouveaux services aux utilisateurs, tels que le suivi de la consommation d'énergie et la gestion de la demande.

Technologies numériques : telles que les technologies sans fil, l'intelligence artificielle et l'apprentissage automatique. Ces technologies sont utilisées dans diverses applications dans les réseaux électriques, telles que :

Contrôle du réseau.

Surveiller et analyser les données.

Les défauts au point d'installation doivent être éliminés par le dispositif de protection immédiatement en amont du défaut, si possible par lui seul.

Dans les sites industriels, ces protections sont conçues pour éviter les dommages à un alternateur ou à un transformateur dus à des défauts internes tels qu'un défaut d'isolation ou un défaut de régulation lors d'un fonctionnement dans des conditions difficiles. Sur des équipements bien conçus, bien fabriqués, bien installés, bien entretenus et bien exploités, ils ont simplement besoin de fonctionner correctement et leurs pannes peuvent passer inaperçues.

Dans notre travail nous intéressons à la détermination des différents types de courants de court-circuit, puisque ces valeurs jouent un rôle déterminant dans le choix du seuil de fonctionnement du dispositif de protection.

Pour chaque type de court-circuit il y a des conditions limites à partir de ses conditions on calcule le courant de court-circuit. Donc les appareils de protection sont choisis d'après les valeurs des courants de court-circuit calculés.

Bibliographie

Les références bibliographiques

- [1] Mr. ZELLAGUI Mohamed « étude des protections des réseaux électrique MT (30 &10 kV) » mémoire magistère Université Mentouri Constantine.
- [2] Microener « Généralités sur les Réseaux Electriques »
- [3] F. Hamoudi, « Réseaux de transport et de distribution électrique », Polycopié de cours UEF 13, Université de A. MIRA-BEJAIA.
- [4] T. Siabdellah & O. Aouidji & Z. Doghmane « Protections des réseaux électriques MT et HT » Mémoire Fin D'étude. UNIVERSITE DE M'SILA Année 2011/2012
- [5] M. TOLBA Amrane « coordination orientée objet de la protection des réseaux électriques » mémoire Université Batna.
- [6] YVES PELENC « Appareillage électrique d'interruption à haute tension » Interruption des circuits alimentés en courant continu » dossier Techniques de l'Ingénieur D4 700
- [7]. S. THEOLEYRE, « Les Techniques de Coupure en MT », Cahier technique N°193, Schneider Electric
- [8] Mr BOUCHAHDANE Mohamed COORDINATION DE SYSTEMES DE PROTECTION APPLIQUEE AU RESEAU NATIONAL Doctorat UNIVERSITE CONSTANTINE 1
- [9] Guide de conception des réseaux électriques industriels, T & D 6883 427/A, Schneider électrique
- [10] FREDERIC MACIELA « Parafoudres ». Techniques de l'Ingénieur, traité Génie électrique. Doc - D 4 755.
- [11] M. GERIN : « La foudre et les installations électriques HT », Cahier Technique N°168, Juillet 1993.
- [12] VALENTIN CRASTAN « Les réseaux d'énergie électrique 2 » Edition LAVOISIER année 2007.
- [13] Schneider électrique, « guide de protection », (protection de réseaux électrique), CG0021FR/ janvier, 2008.
- [14] F. AMRANI, R. BELKESSA " Étude des protections des départs MT TIZI MEDEN ", Mémoire d'ingénieur d'état, UMMTO, 2009.

- [15] M.BELKACEM, L.BELHARET « Etude de l'installation de la station de pompage sise au barrage de TAKSEBT » mémoire d'ingénieur ETH UMMTO 2008
- [16] R. BOUZIANI « Étude des protections du réseau électrique industriel HTA Cas de la cimenterie LAFARGE BOUSKOURA » Mémoire d'Ingénieur C.N.A.M., MAROC 2013
- [17] Guide Technique « Plan de protection des réseaux HTA » EDF B61-21. Février 1994.
- [18] https://www.groupe-cahors.com/sites/default/files/etude_de_selectivite.pdf
- [19] M.GERIN « la sélectivité énergétique en BT», Cahier Technique N°167, juin 1993.
- [20] <https://illustrationprize.com/fr/700-potential-transformer-pt.html>
- [21] CHIBAH AREZKI « ETUDE DE LA PROTECTION DU RESEAU MOYENNE TENSION DE L'ENEL » Mémoire d'ingénieur d'état, UMMTO, 2008.
- [22] CLAUD CORROYER : « Protection des réseaux. Généralités » », Technique de l'ingénieur D4800, édition 1991
- [23] M. GERIN « calcul des courants de court-circuit », Cahier Technique N°158, septembre 1992
- [23] Microener « Plan de protection »