



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



Université Amar Thelidji- Laghouat

FACULTE DE TECHNOLOGIE

DEPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE

MEMOIRE DE MASTER

Présenté par : Khorsi Manal Khadra

Belabbassi Anfal

DOMAINE : SCIENCES ET TECHNOLOGIE

FILIERE : ELECTROTECHNIQUE

OPTION : Réseaux électriques

Thème

Etude comparative de calcul de défaut entre Analytique et
Numérique

(Départ 30 kV Sidi Makhlouf – Laghouat)

Jury de soutenance :

Nom et Prénom	Grade	Qualité
Arif Salem	Prof	Président
Mekhanet Mohamed	MCB	Examineur
KOUIDRI Mohammed Ali	MCA	Rapporteur

Promotion : 2019/2020

ملخص:

شبكات التوزيع ضرورية لضمان إمدادات الكهرباء لمختلف المستهلكين ذوي التوتر المنخفض والمتوسط لكنها تتعرض لبعض المشاكل أهمها (قصر دارة، التوتر المنخفض.... الخ). الدراسات الجيدة لأنظمة حماية نظام التوزيع الكهربائي ضد الدوائر القصيرة تضمن حماية الأشخاص ضد التكهرب والعناد أيضا ضد الآثار المدمرة للتيارات القوية على الكابلات والخطوط والمحولات... الخ، فضلا عن وجود استمرارية جيدة شاملة لخدمة شبكة التوزيع. يقدم هذا المشروع دراسة عملية لحالة شبكة ذات التوتر المتوسط لمدينة سيدي مخلوف 30/60 كيلو فولت.

الكلمات الرئيسية: الحماية، التوزيع الكهربائي، تيار قصر دارة.

Résumé :

Les réseaux de distribution sont indispensables pour assurer l'alimentation en énergie électrique pour les différents consommateurs MT et BT. Ces réseaux sont exposés pour plusieurs anomalies (chute de tension, court-circuit...etc.). Les bonnes études des systèmes de protection au réseau de distribution électrique contre les courts-circuits assurent à la fois une bonne sécurité des personnes contre les électrisations et des biens contre les effets destructifs des courants forts sur les câbles, lignes, et transformateur ... etc., ainsi qu'une bonne continuité de service globale du réseau de distribution. Ce projet présente une étude pratique sur le départ de Sidi Makhlouf 60/30 KV.

Mots clés: Protection, Distribution Electrique, Courant de Court-Circuit.

Abstract:

The electrical distribution networks is essential to ensure the supply of electricity to the various consumers MT and BT. These networks are exposed for several anomalies (short-circuit, voltage drop... etc.). The good studies of protection's system against short circuits ensures both good safety of people against electrifications and goods against the destructive effects of strong currents on cables, lines, and transformers ... etc., as well as a good overall continuity of service of the distribution network. This project presents a practical study on the departure of Sidi Makhlouf 60/30 KV

Key Words: Protection, Electrical Distribution, Short-Circuit Current



Dédicace

Je dédie ce modeste travail

Aux deux êtres qui me sont les plus chers au monde mon père et ma mère à qui je dois le mérite d'être arrivée là, qu'ils trouvent ici l'expression de ma profonde gratitude et mon affection.

A mon très cher frère

Selimane

Et leur conjoint

A ma très chère soeur

Dounia Zed

A ma famille en particulier mes cousins et cousines

A tous mes amis

A tous mes camarades de la promotion Réseaux électriques 2018/2019.

A ma très chère binôme Belabbassi Anfal et soeur et à toute sa famille.

A tous ceux qui m'aiment

Manal



Dédicace

A mes cher parents tendres :

A celle qui m'a donné l'espoir de vivre, et réussir, de donner sans hésiter et travailler avec une certaine perfection « ma mère ».

A ceux qui est le symbole de la générosité mon prof au lycée et mon cher père à la maison. Alors les fruits de tous me efforts sont presque mures je vous les offrir.

Et à tous qui me donne :

L'Amour et la sollicitude : ma grand-mère.

L'espoir : ma chère sœur Aïcha et mes chers frères Marouane,

Akram, Abdelrrahmane, Wissam.

*A mes amis :Bouchra, Tourkia, Zahra, Hanaa, Moulaty, Thoraya,
Hanane, Rim.*

A ma chère binôme Manal et toute sa famille

A mes collègues de la promotion Réseaux électriques 2019/2020

A tous ceux que j'aime et qui m'aiment

Je dédie ce travail en espère la réussite et le succès

ANFAL

Remerciements

Tous d'abord, nous tenons à remercier en premier lieu et avant tous ALLAH tous puissant, qui nous a donné la force, la patience de mener à bien ce modeste travail.

Nous tenons à exprimer, de tout cœur, nos sincères remerciements à notre encadreur, Monsieur KOUIDRI Mohamed, pour avoir bien voulu nous accompagner tout au long de la préparation de notre projet de fin d'étude, pour les dérangements que nous lui avons occasionnés pour nous suivre et surtout pour les sages conseils et recommandations utiles qui nous ont permis de réaliser ce modeste mémoire. Qu'il trouve ici, l'expression de notre profonde gratitude, respect et éternelle reconnaissance.

Nos remerciements vont aussi s'adresser à tous les enseignants d'Electrotechnique qui ont contribué à notre formation. Enfin nos remerciements s'adressent également pour les membres de jury d'avoir accepté d'être témoins et de juger le fruit de notre cursus.

Sommaire

Dédicace	
Remerciements	
Sommaire	i
Table des figures	iv
Table des tableaux	vi
Abréviation	
Introduction générale	2
Chapitre I : Architecture des réseaux électriques de distribution moyenne tension	
I.1) - Introduction	4
I.2) - Différents types des réseaux électriques	4
I.2.1) - Classification d'après la topographie	6
I.2.2) - Classification d'après le niveau de tension	9
I.3) - Gamme des tensions utilisées par le groupe Sonelgaz	9
I. 4) - Poste électrique	9
I.4.1) - Définition d'un poste	9
I.4.2) - Types des postes électriques	10
I.4.3) - Différents éléments d'un poste électrique	10
I.5) - Architectures des postes de livraison HTB	11
I.6) - Les postes de livraison HTA	14
I.7) - Les postes sources HTB/HTA	19
I.8) – Conclusion	21
Chapitre II : Calcul des courants des défauts	
II.1) – Introduction	23
II.2) - Définition d'un défaut	23
II.3) - Causes des défauts	23
II.4) - Perturbations dans les réseaux électriques	24
II.4.1) - Surtensions	24
II.4.2) - Surcharges	26
II.4.3) - Baisse ou la manque de tension	26
II.4.4) - Oscillations	26
II.4.5) - Déséquilibres	26
II..4.6) - Court-circuits	27
II.5) - Caractères des défauts	29
II.6) - Conséquences des défauts	30
II.7) - Utilité du calcul de courant de court- circuit	31
II.7.1) - Courant de court –circuit	31
II.7.2) - Facteurs influençant la valeur de l'intensité d'un courant de court- circuit	31

II.8) - Méthodes de calcul des courants de court-circuit	32
II.8.1) - Méthodes des composantes symétriques	32
II.8.2) - Indépendance des composantes	35
II.9) - Méthodes de calcul de Icc	35
II.10) - Calcul des défauts	36
II.10.1) - Défaut monophasé -terre	36
II.10.2) -Défaut biphasé	37
II.10.3) - Défaut biphasé-terre	38
II.10.4) - Défaut triphasé	40
II.11) - Méthode des valeurs réduites pour le calcul du courant de court-circuit	41
II.11.1) – Définition	41
II.11.2) - Réactance des éléments du réseau	41
II.12) – Conclusion	44
Chapitre III : Protection des réseaux électriques moyenne tension	
III.1) – Introduction	46
III.2) - Système de protection	46
III.3) - Propriétés de protection	47
III.4) - Equipements de protection du réseau de distribution	49
III.4.1) - Schéma synoptique d'un système de protection	49
III.4.2) - Transformateurs de mesure	49
III.4.2.1) - Transformateur de courant	50
III.4.2.2) - Transformateur de Tension	51
III.4.3) - Relais de protection	52
III.4.4) - Disjoncteur moyenne tension	57
III.4.5) - Fusible moyenne tension	61
III.5) - Différents types de protection électriques	62
III.5.1) - Zone de protection	62
III.5.2) - Principes du plan de protection	63
III.5.3) - Protection des Transformateurs HTB / HTA	63
III.5.4) - Protection des transformateurs HTA/BT	72
III.5.5) - Protection des Départs HTA	72
III.6) – Conclusion	77
Chapitre IV : Application sur un réseau moyenne tension (départ Sidi Makhoulouf)	
IV.1) - Introduction	79
IV.2) -Caractéristiques du départ Sidi Makhoulouf 30k	79
IV.2.1) - Poste 60/30 kV- Laghouat	80
IV-3) - Calcul les différentes impédances	81
IV.3.1) - Impédance du réseau amont	81
IV.3.2) - Impédance du transformateur HTB/HTA	82
IV-3-3) - Impédance de la ligne	82
IV-4-1) - Schéma global de test	83
IV.4.2) - Equipements des essais	83
IV.5) - Résultats et commentaires	84
VI.5.1) - Discussion des résultats	90
IV.5.2) – Comparaison des résultats	91
IV.6) - Conclusion	92

Conclusion générale	94
Références bibliographiques	95
Annexe A	97
Annexe B	98

Liste des figures

N°	Figure	page
I-1	Schéma d'un réseau radial	5
I-2	Présentation d'un réseau magistral	5
I-3	Présentation d'un réseau bouclés	6
I-4	Présentation d'un réseau maillé	6
I-5	Schéma simplifiée d'un réseau électrique	7
I-6	Domaines des tensions électriques utilisées par groupe SONELGAZ	9
I-7	Architecture simple antenne.	11
I-8	Architecture double antenne.	12
I-9	Architecture double antenne avec double jeu de barres	13
I-10	Réseau HTA radial en simple antenne.	14
I-11	Réseau HTA radial en double antenne sans couplage.	15
I-12	Réseau HTA radial en double antenne avec couplage	16
I-13	Réseau HTA en boucle ouverte	17
I-14	Réseau HTA en boucle fermée.	18
I-15	Réseau HTA en double dérivation	19
I-16	Schéma de principe des postes sources HTB/HTA.	20
II-1	Caractéristique des court-circuit	27
II-2	Les différentes courts- circuits et leurs courants	28
II-3	Système triphasé	32
II-4	Système direct	33
II-5	Système inverse	33
II-6	Système homopolaire	33
II-7	Disposition des vecteurs affectés de l'opérateur « a »	34
II-8	Court-circuit monophasé	36
II-9	Court-circuit biphasé	37
II-10	Court-circuit biphasé à la terre	38
III-1	Fiabilité d'une protection	48
III-2	Chaîne principale de la protection électrique	49
III-3	Exemple de l'utilisation de transformateur de mesure	50
III-4	Transformateur de courant	51
III-5	Transformateur de tension avec double secondaire	52
III-6	Type des relais.	53
III-7	Relais électromagnétique à induction par disque simple	54
III-8	Relais électromagnétique à induction par disque cylindrique.	54
III-9	Relai statique marque Enertec-Type PSWS-1975	55
III-10	Relais SIPROTEC 7SA63 de SIEMENS et Optimho	56
III-11	Arc électrique entre les contacts d'un disjoncteur MT	58
III-12	Chambre de coupure d'un disjoncteur à coupure dans l'huile	59
III-13	Chambre de coupure d'un disjoncteur à coupure dans l'air	60
III-14	Les zones de protection d'un réseau électrique.	62
III-15	Schéma de protection différentielle à haute impédance.	66

III-16	Schéma de protection différentielle à pourcentage.	67
III-17	Courbe de déclenchement de la protection différentielle.	67
III-18	Relais BUCHHOLZ.	69
III-19	Protection de masse cuve.	70
III-20	Placement de TC tore	70
III-21	Différentes températures au transformateur	71
III-22	Protection à maximum de courant à temps Indépendant	73
III-23	Protection à maximum de courant à temps dépendant	73
III-24	Diagramme des cycles de réenclencheur.	75
IV.1	Courbe de charge départ 30 kV Sidi Makhlouf	81
IV-2	Schéma de l'impédance équivalant de réseau	81
IV-3	Schéma global de test protection maximum d'homopolaire	83
IV-4	Vue avant de la caisse d'injection Omicron.	85
IV-5	Transformateur de courant de phase.	86
IV-6	Disjoncteur Fluarc FB.4 à commande en plastron.	87
IV-7	Résultats enregistrés par logiciel wavewin	90

Liste des Tableaux

<i>N°</i>	Tableaux	page
<i>I-1</i>	Tableau des domaines de tension.	9
<i>III-1</i>	Choix calibre de fusible HTA pour protection transformateur HTA/BT.	72
<i>IV-1</i>	Caractéristiques des transformateurs HTB/HTA	80
<i>IV-2</i>	Caractéristiques électriques des conducteurs	82

Abréviation

Abréviations	Significations
HTB	Haute tension B
HTA	Haute tension A
BTB	Basse tension B
BTA	Basse tension A
TBT	Très basse tension
HT	Haute tension
MT	Moyenne tension
BT	Basse tension
NO	Normalement Ouvert
NF	Normalement Fermé
CEI	Commission Electrotechnique International
TC	Transformateur de courant
TT	Transformateur de tension
T	Temporisation
I _e	Courant d'entrée
I _s	Courant de sortie
V	Tension simple
U	Tension composé
I	Courant
SF6	Gaz isolant
J1, J2, J3	Courants circulant dans les phases
Z _d	Impédance directe
Z _i	Impédance Inverse
I _{cc}	Courant de court-circuit
U _n	Tension nominal composée
S _{cc}	Puissance de court-circuit
Z _{HT}	Impédance haute tension
U _{CC}	Tension de court-circuit
S _n	Puissance nominale
I _r	Courant de réglage
I _{nc}	Courant nominal d'un transformateur de courant
I _p	Courant de pointe
I _s	Courant d'exploitation du tronçon
K	Coefficient de surcharge admissible
L _T	Valeur de la limite thermique
MTA	Moyenne tension aérienne
MTS	Moyenne tension souterraine
ALM	Almélec
ALU	Aluminium
C _u	Cuivre
I _o	Courant homopolaire
I _{or}	Le courant de réglage d'homopolaire
Ph	Phase
C ₀	Capacité d'un conducteur

ρ	Résistivité
L	Longueur
S	Section
x	Valeur de la réactance linéique par phase
Iccb	Courant de court-circuit biphasé
Icc3	Courant de court-circuit triphasé
Io (BT)	Courant homopolaire basse tension
X_{Auto}	Impédance d'auto-transformateur

Introduction générale

L'électricité, est partout dans notre vie, à l'intérieur de nos résidences, l'électricité est capable de nous donner la lumière. Aussi, elle nous offre un mode de vie très confortable. Les réseaux électriques sont considérés comme des infrastructures hautement critiques pour notre société. Ces réseaux sont conçus traditionnellement d'une manière verticale où les transferts de l'énergie suivent dit « du haut en bas » : Production -Transport- Distribution.

Pour que le réseau électrique réponde aux trois exigences essentielles: stabilité, économie et la continuité du service. Les investissements humains et matériels affectés aux réseaux électriques sont énormes.

Tout fonctionnement peut être sujet à l'apparition de défauts se manifestant souvent par des courants élevés de « court-circuit », Le court-circuit est l'un des incidents majeurs qui peuvent affecter les réseaux électriques et avec de lourdes conséquences qu'il est nécessaire de savoir gérer au mieux.

Une maîtrise parfaite du choix de dimensionnement et protections afin de fournir des conditions économiques optimales, en respectant les contraintes exigées par la sécurité, et en satisfaisant des exigences de disponibilité, fiabilité, qualité.

Notre travail, consiste à étudier les protections d'un départ HTA et nous l'avons organisé comme suit :

Dans le premier chapitre, on parle de l'architecture de réseau de distribution électrique, et ces différents types, le deuxième chapitre présente une idée générale sur les perturbations dans les réseaux électriques et des différentes méthodes pour calculer le courant de court-circuit. Le troisième chapitre est destiné pour une description des concepts de bases d'un système de protection au niveau des réseaux de distribution moyenne tension ainsi que les éléments qui composent un système de protection et les différents types de protections. Dans le dernier chapitre, on fera une étude pratique sur le départ de Sidi Makhlouf (60/30kv) pour calculer analytiquement le courant de court-circuit et faire la comparaison avec la protection numérique déjà enregistrée.

Chapitre I

Architecture des

Réseaux Électriques de

Distribution MT

I.1) - Introduction

L'architecture d'un réseau de distribution électrique est plus ou moins complexe suivant le niveau de tension, la puissance demandée et la sûreté d'alimentation requise. Nous allons présenter dans ce chapitre des différents types des réseaux électriques, et on va expliquer les différents domaines de tension, les postes électriques, et les différentes structures des réseaux. Cela va nous permettre, de connaître les parties essentielles à prendre en considération pour concrétiser notre objectif.

I.2) - Différents 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

I.2.1) - Classification d'après la topographie

I.2.1.1) -Réseaux aériens

Ce sont des conducteurs nus de transport aérien suspendu sur des supports (poteaux, pylônes) afin d'acheminer l'énergie électrique en haute, moyenne ou basse tension.

I.2.1.2) - Réseaux souterrains

On les trouve surtout dans les régions à forte densité de population, ils sont constitués par des câbles isolés par du papier imprégné ou immergé, de caoutchouc ou des composants chimique, le tout étant recouvert d'une enveloppe étanche en plomb ou en aluminium. Ces câbles sont placés dans des tranchées caniveaux ou galeries.

I.2.1.3) - Réseaux radiaux

Le transport d'énergie s'effectue vers un client par un seul parcours comme le montre le schéma ci-dessous, la distribution radiale, de par son nom est un réseau disposé en rayon de la source aux clients. En plus il a une bonne sécurité d'alimentation et une augmentation de la commodité, il nécessite des postes de distribution en basse tension, en plus il ne tient pas compte du changement de la technologie. (voir Figure I.1).

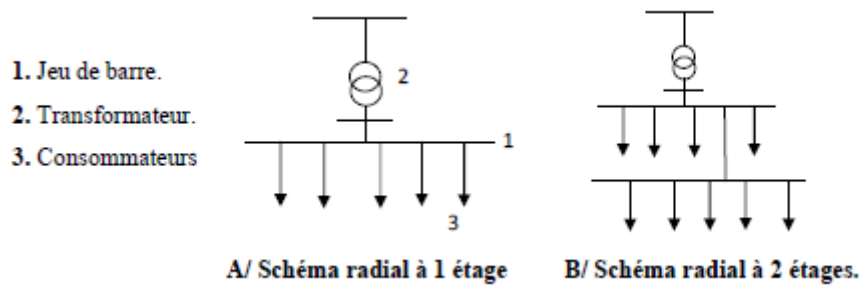


Figure I.1. Schéma d'un réseau radial

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.

I.2.1.4) - Réseaux magistraux

Le réseau magistral est représenté dans le schéma ci-dessous, rend les postes de distribution très simple et il tient compte des changements de processus technologique. (Voir Figure I.2).

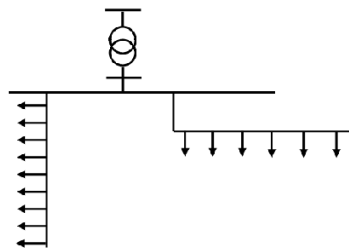


Figure I.2. Présentation d'un réseau magistral

I.2.1.5) - 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. Le réseau bouclé à une réduction des pertes joules, et il a une connexion spéciale aux dérivation et que chaque dérivation peut au maximum alimenter deux circuits. (Voire Figure I.3).

Légende

1. Sources.
2. Consommateurs.
3. Lignes de transport.
4. Jeu de barre.
5. Boucle.

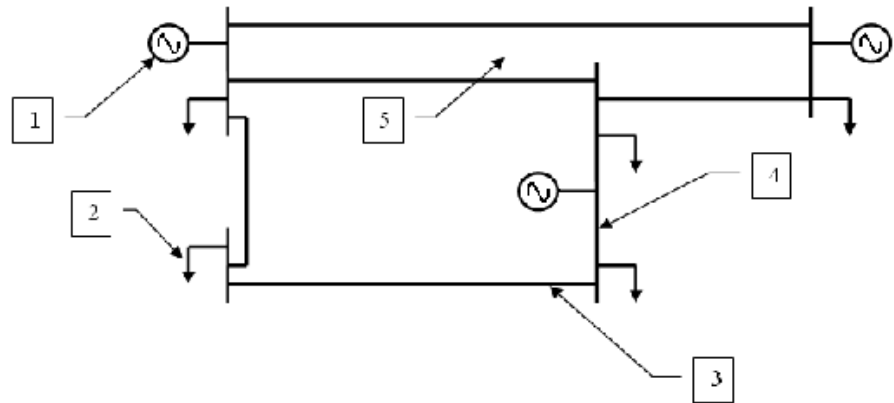


Figure I.3. Présentation d'un réseau bouclés

I.2.1.6) - 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. (Voir Figure I.4).

Pour ce réseau, on peut trouver des branches dont l'ouverture nous amène à un réseau radial, ce réseau radial est appelé arbre du réseau maillé, il est représenté par le schéma suivant [1].

Légende

1. Jeu de barres.
2. Transformateur.
3. Maille.
4. Nœud.
5. Consommateurs.

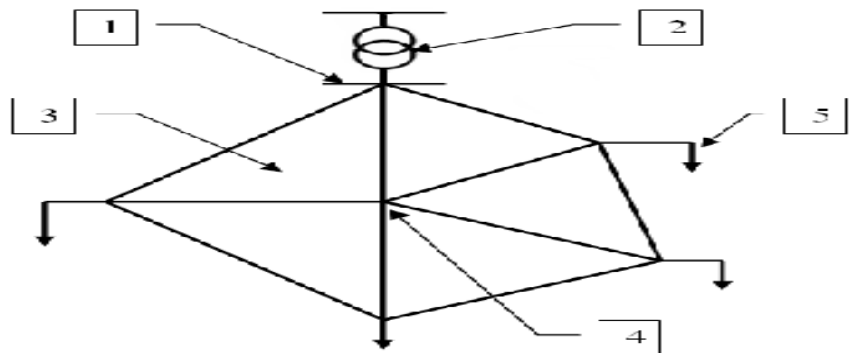


Figure I.4. Présentation d'un réseau maillé.

I.2.2) - Classification d'après le niveau de tension

Les réseaux électriques sont hiérarchisés d'une façon générale, la plupart des pays mettent en œuvre. (Voir Figure I.5).

- 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.**

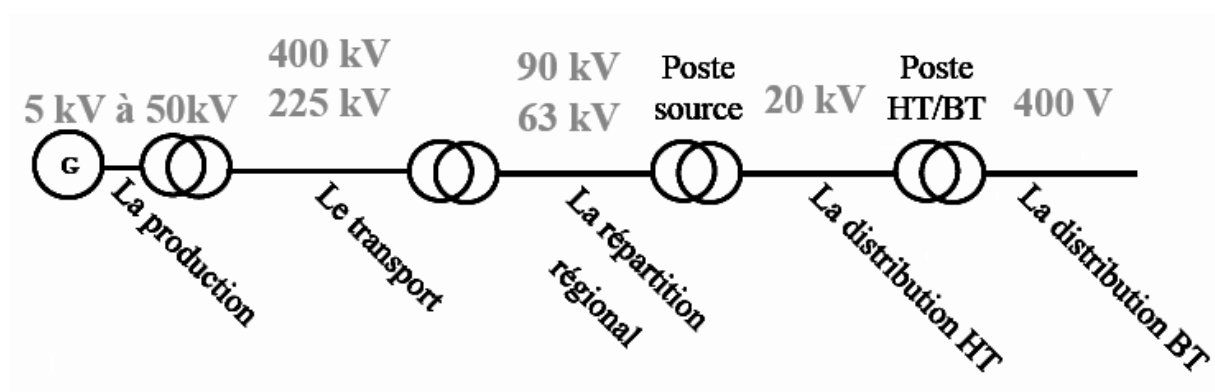


Figure I.5. Schéma simplifiée d'un réseau électrique

- Les réseaux électriques sont partagés en trois types :

I.2.2.1) - Réseaux de Transport et d'interconnexion de l'énergie électrique

Après production, l'électricité est transportée à haute tension mais elle est utilisée à domestique à basse tension. On utilise alors après le groupe turboalternateur de la centrale un transformateur élévateur de tension et avant l'utilisation domestique, on utilise un transformateur abaisseur de tension [2, 3].

Les réseaux de transport et d'interconnexion ont principalement pour mission

- De collecter l'électricité produite par les centrales importantes et de l'acheminer par grand flux vers les zones de consommation (fonction transport).
 - De permettre une exploitation économique et sûre des moyens de production en assurant une compensation des différents aléas (fonction interconnexion).
 - La tension est 150 kV, 220 kV et dernièrement 420 kV.
 - Neutre directement mis à la terre.
 - Réseau maillé.
- **Lignes électriques** : Nous distinguons deux types de lignes électriques : les lignes de transports et les lignes de distribution.
- **Lignes de transport** : Elles ont une très haute tension (THT) (1500 à 4000KV) ou bien une haute tension (60 à 90 KV).
- **Lignes de distribution** : Elles ont une moyenne tension (5 à 36KV) ou une faible tension (220 à 300V).

I.2.2.2) - Réseaux de répartition

Les réseaux de répartition ou réseaux Haute Tension ont pour rôle de répartir, au niveau régional, l'énergie issue du réseau de transport. Leur tension est supérieure à 63 kV selon les régions. Ces réseaux sont, en grande part, constitués de lignes aériennes, dont chacune peut transiter plus de 60 MVA sur des distances de quelques dizaines de kilomètres.

Leur structure est, soit en boucle fermée, soit le plus souvent en boucle ouverte, mais peut aussi se terminer en antenne au niveau de certains postes de transformation.

En zone urbaine dense, ces réseaux peuvent être souterrains sur des longueurs n'excédant pas quelques kilomètres. Ces réseaux alimentent d'une part les réseaux de distribution à travers des postes de transformation HT/MT et, d'autre part, les utilisateurs industriels dont la taille (supérieure à 60 MVA) nécessite un raccordement à cette tension.

- La tension est 90 kV ou 63 kV.
- Neutre à la terre par réactance ou transformateur de point neutre.
- Limitation courant neutre à 1500 A pour le 90 kV.
- Limitation courant neutre à 1000 A pour le 63 kV.
- Réseaux en boucle ouverte ou fermée [4].

I.2.2.3) - Réseaux de distribution de l'énergie électrique

L'énergie qui arrive à proximité d'un centre de consommation doit, pour être distribuée aux abonnés, subir un abaissement de tension, puis être acheminée vers des réseaux de distribution à moyenne tension (jusqu'à une vingtaine de KV), elle est ensuite convertie en basse tension et distribuée. Les réseaux de distribution commencent à partir des tensions inférieures à 63 kV et des postes de transformation HTB/HTA avec l'aide des lignes ou des câbles moyenne tension jusqu'aux postes de répartition HTA/HTA. Le poste de transformation HTA/BTA constitue le dernier maillon de la chaîne de distribution et concerne tous les usages du courant électrique [1].

➤ 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.

➤ Réseaux de distribution à basse tension

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

I.3) - Gamme des tensions utilisées par le groupe SONELGAZ

La nouvelle norme en vigueur en Algérie (SONELGAZ) définit les niveaux de tension alternative comme montrées dans le Tableau I.1.

Domaines de Tension		Valeur de la tension composée nominale (U_n en Volts)	
		Tension Alternatif	Tension Continu
Très Basse Tension (TBT)		$U_n \leq 50$	$U_n \leq 120$
Basse Tension (BT)	BTB	$50 < U_n \leq 500$	$120 < U_n \leq 750$
	BTB	$500 < U_n \leq 1000$	$750 < U_n \leq 1500$
Haute Tension (HT)	HTA ou MT	$1000 < U_n \leq 50\,000$	$1500 < U_n \leq 75\,000$
	HTB	$U_n > 50\,000$	$U_n > 75\,000$

Tableau I.1. Tableau des domaines de tension.

Cas particuliers de la très basse tension (TBT) :

Dans le cadre des travaux et interventions sur des installations ou équipements du domaine TBT, il y a lieu de distinguer ces réalités. (Voir Figure I.6).

- En très basse tension de sécurité (TBTS).
- En très basse tension de protection (TBTP).
- En très basse tension de fonctionnelle (TBTF) [5].

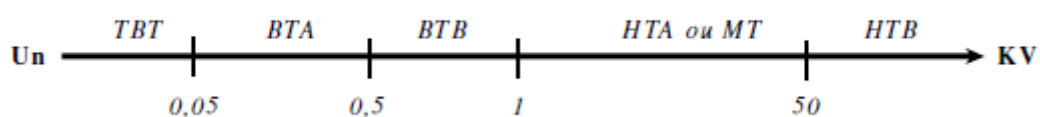


Figure I.6. Domaines des tensions électriques utilisées par groupe SONELGAZ

I. 4) - Poste électrique

I.4.1) - Définition d'un poste

Selon la définition de la Commission Electrotechnique Internationale (CEI), un poste électrique est la partie d'un réseau électrique, située en un même lieu, comprenant principalement les extrémités des lignes de transport ou de distribution. Un poste électrique est un élément du réseau électrique servant à la fois à la transmission et à la distribution d'électricité. Il permet d'élever la tension électrique pour sa transmission, puis de la

redescendre en vue de sa consommation par les utilisateurs (particuliers ou industriels). Les postes électriques se trouvent donc aux extrémités des lignes de transmission ou de distribution.

I.4.2) - Types des postes électriques

I.4.2.1) - Postes de transformation (poste source)

Les postes de transformation permettent de passer d'un niveau de tension d'entrée donné à un niveau de tension de sortie qui peut être supérieur (on parle alors de transformateurs élévateurs) ou inférieur (abaisseur).

I.4.2.2) - 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.

I.4.2.3) - 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.

I.4.2.4) - 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 :

- Poste sur support
- Poste cabiné (maçonné)

I.4.3) - Différents éléments d'un poste électrique

Les éléments d'un poste électrique se décomposent en deux parties "éléments primaires" (les équipements haute tension) et "éléments secondaires" (équipements basse tension) Parmi les équipements primaires, on peut citer:

- Transformateur de puissance
- Disjoncteur
- Sectionneur
- Sectionneur de mise à la terre
- Transformateur de courant
- Transformateur de tension
- Jeux de barres.

I.5) - Architectures des postes de livraison HTB

- Ils concernent généralement les puissances supérieures à 10 MVA. L'installation du poste de livraison est comprise entre :

- D'une part, le point de raccordement au réseau de distribution HTB,
- D'autre part, la borne aval du ou des transformateurs HTB / HT,
- Indice **O** pour « position ouvert » et **F** pour « position fermé ».

Les schémas électriques des postes de livraison HTB les plus couramment rencontrés sont les suivants :

I.5.1) - Simple antenne

- **Architecture** (voir Figure I.7)

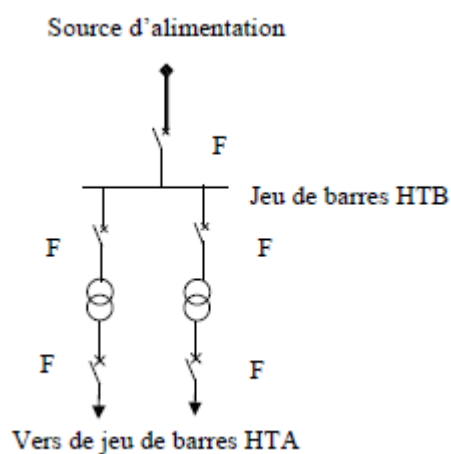


Figure I.7. Architecture Simple antenne.

- **Mode d'exploitation Normale**

Les transformateurs HTB/HTA sont alimentés par un seul jeu de barre HTB.

- **Mode d'exploitation Perturbé**

En cas de perte d'une source d'alimentation, les transformateurs HTB/HTA sont mis hors service.

- **Avantage** : Coût minimal.
- **Inconvénient** : Disponibilité faible.

I.5.2) - Double antenne

➤ **Architecture** (voir Figure I.8)

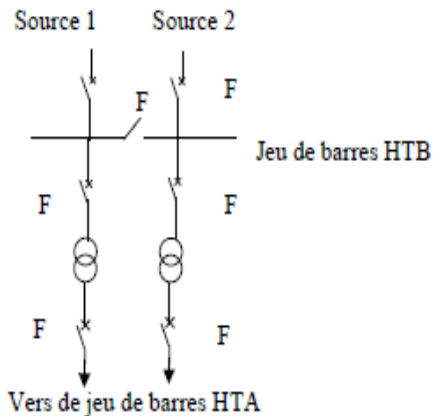


Figure I.8. Architecture Double antenne.

➤ **Mode d'exploitation Normal**

Les deux disjoncteurs d'arrivée des sources sont fermés, ainsi que le sectionneur de couplage. Les transformateurs sont donc alimentés par les 2 sources simultanément.

➤ **Mode d'exploitation Perturbé**

En cas de perte d'une source, l'autre source assure la totalité de l'alimentation.

➤ **Avantages**

- Bonne disponibilité, dans la mesure où chaque source peut alimenter la totalité du réseau.
- Maintenance possible du jeu de barres, avec un fonctionnement partiel de celui-ci.

➤ **Inconvénients**

- Solution plus coûteuse que l'alimentation simple antenne.
- Ne permet qu'un fonctionnement partiel du jeu de barres en cas de maintenance de celui-ci.

I.5.3) - Double antenne avec double jeu de barres

➤ **Architecture** (voir Figure I.9)

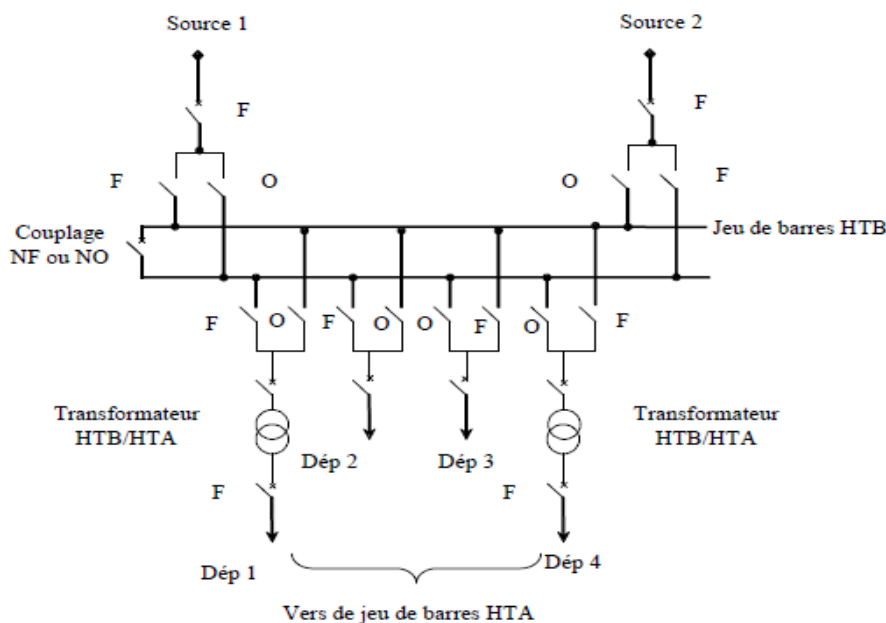


Figure I.9. Architecture double antenne avec double jeu de barres

➤ **Mode d'exploitation Normal**

- La source 1 alimente, par exemple, le jeu de barres JB1 et les départs Dép 1 et Dép 2.
- La source 2 alimente, par exemple, le jeu de barres JB2 et les départs Dép 3 et Dép 4.
- Le disjoncteur de couplage peut être maintenu fermé ou ouvert.

➤ **Mode d'exploitation Perturbé**

- En cas de perte d'une source, l'autre source assure la totalité de l'alimentation.
- En cas de défaut sur un jeu de barres (ou maintenance de celui-ci), le disjoncteur de couplage est ouvert et l'autre jeu de barres alimente la totalité des départs.

➤ **Avantages**

- Bonne disponibilité d'alimentation.
- Très grande souplesse d'utilisation pour l'affectation des sources et des charges, et pour la maintenance des jeux de barres.
- Possibilité de transfert de jeu de barres sans coupure (lorsque les jeux de barres sont couplés, il est possible de manœuvrer un sectionneur si son sectionneur adjacent est fermé).

➤ **Inconvénients**

- Surcoût important par rapport à la solution simple jeu de barres.

I.6) - Postes de livraison HTA

Nous allons identifier les principales structures de réseaux HTA permettant d'alimenter les tableaux secondaires et les transformateurs HTA/BT. La complexité de la structure diffère suivant le niveau de sûreté de fonctionnement désiré [6].

Les schémas électriques des réseaux HTA les plus souvent rencontrés sont les suivants :

I.6.1) - Radial en simple antenne

➤ **Architecture** (voir Figure I.10)

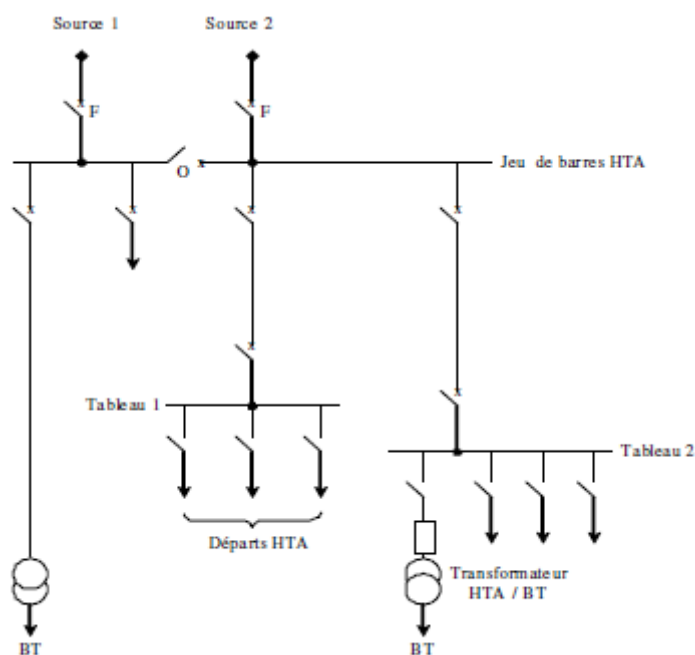


Figure I.10. Réseau HTA radial en simple antenne.

➤ **Fonctionnement**

Les tableaux 1 et 2 et les transformateurs sont alimentés par une seule source, il n'y a pas de solution de dépannage,

Cette structure est préconisée lorsque les exigences de disponibilité sont faibles, elle est souvent retenue pour les réseaux de cimenterie.

I.6.2) - Radial en double antenne sans couplage

➤ **Architecture** (voir Figure I.11)

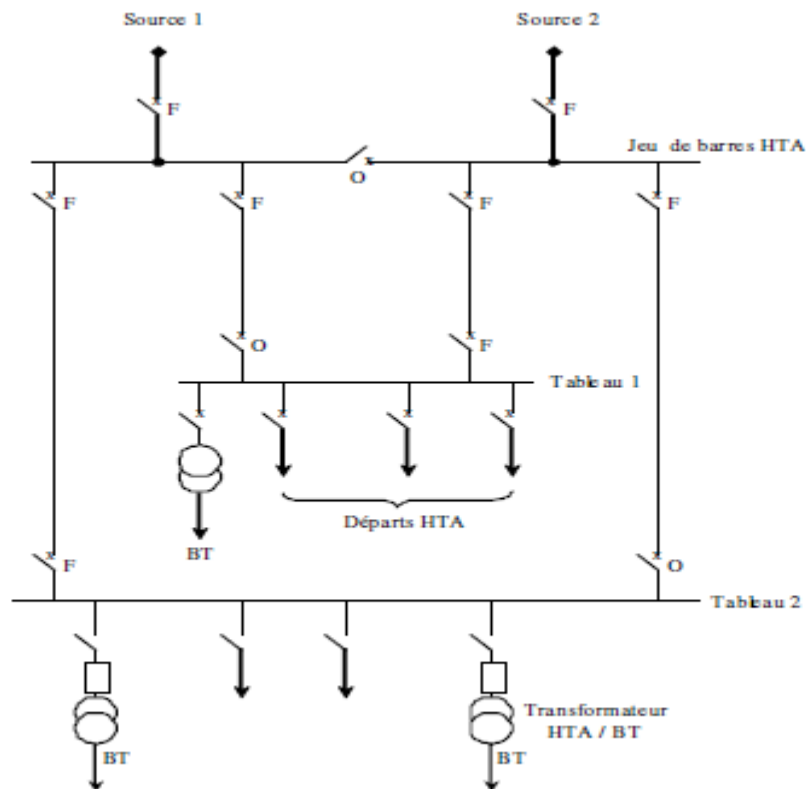


Figure I.11. Réseau HTA radial en double antenne sans couplage.

➤ **Fonctionnement**

- Les tableaux 1 et 2 sont alimentés par 2 sources sans couplage, l'une en secours de l'autre,
- La disponibilité est bonne,
- L'absence de couplage des sources pour les tableaux 1 et 2 entraîne une exploitation moins souple.

I.6.3) - Radial en double antenne avec couplage

- **Architecture** (voir Figure I.12)

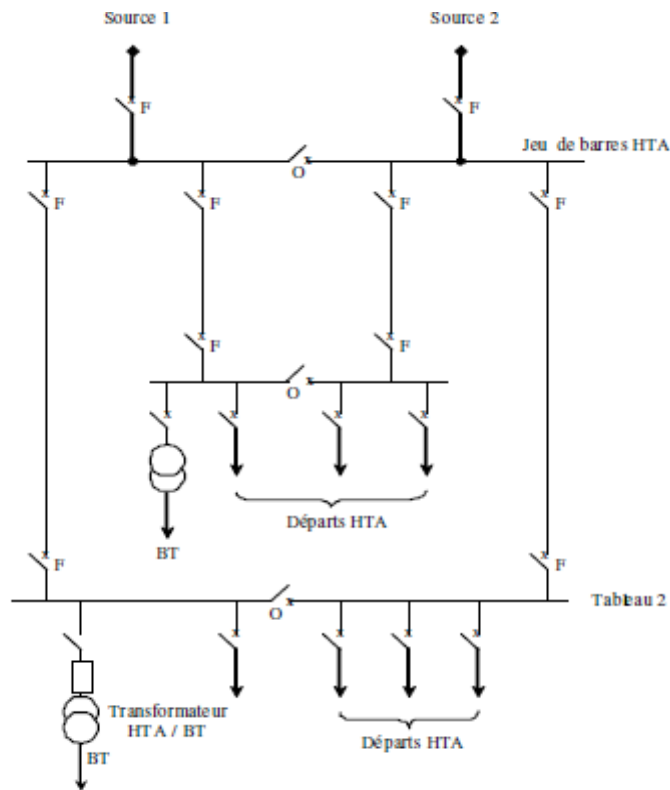


Figure I.12. Réseau HTA radial en double antenne avec couplage.

- **Fonctionnement**

Les tableaux 1 et 2 sont alimentés par 2 sources avec couplage. En fonctionnement normal, les disjoncteurs de couplage sont ouverts,

Chaque demi jeu de barres peut être dépanné et être alimenté par l'une ou l'autre des sources. Cette structure est préconisée lorsqu'une bonne disponibilité est demandée, elle est souvent retenue dans les domaines de la sidérurgie et de la pétrochimie.

I.6.4) - En boucle

Cette solution est bien adaptée aux réseaux étendus avec des extensions futures importantes,

Il existe deux possibilités suivant que la boucle est ouverte ou fermée en fonctionnement normal.

I.6.4.1) - Boucle ouverte

➤ **Architecture** (voir Figure I.13)

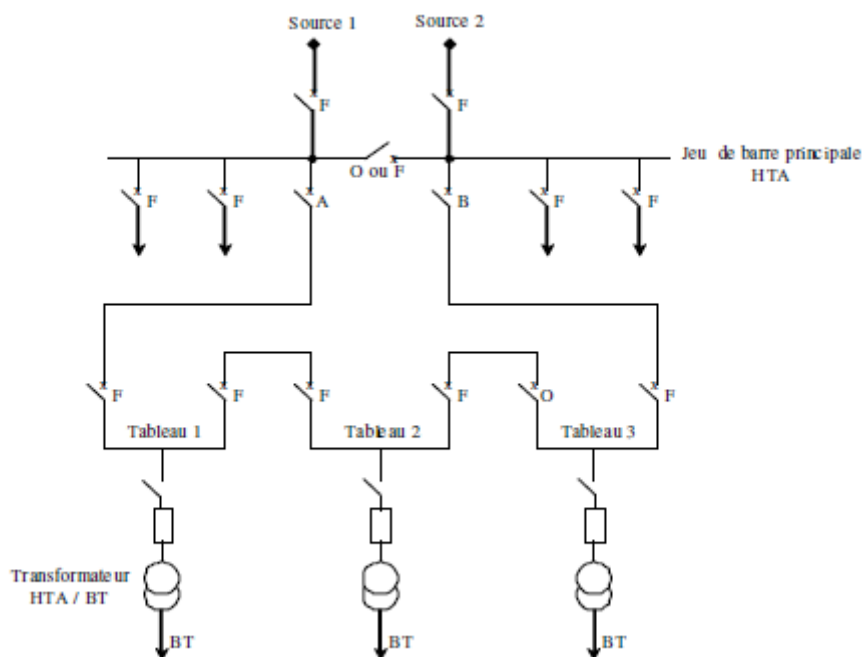


Figure I.13. Réseau HTA en boucle ouverte.

➤ **Fonctionnement**

- Les têtes de boucle en A et B sont équipées de disjoncteurs,
- Les appareils de coupure des tableaux 1, 2 et 3 sont des interrupteurs,
- En fonctionnement normal, la boucle est ouverte (elle est ouverte au niveau du tableau 2),
- Les tableaux peuvent être alimentés par l'une ou l'autre des sources,
- Un défaut sur un câble ou la perte d'une source est palier par une reconfiguration de la boucle.

Cette reconfiguration engendre une coupure d'alimentation de quelques secondes si un automate de reconfiguration de boucle est installé. La coupure est d'au moins plusieurs minutes ou dizaines de minutes si la reconfiguration de boucle est effectuée manuellement par le personnel d'exploitation.

I.6.4.2) - Boucle fermée

➤ **Architecture** (voir Figure I.14)

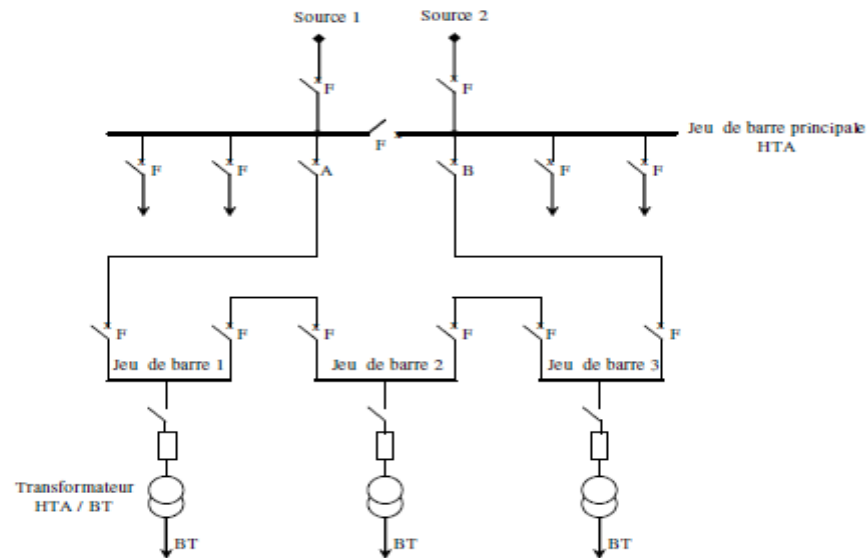


Figure I.14. Réseau HTA en boucle fermée.

➤ **Fonctionnement**

- Tous les appareils de coupure de la boucle sont des disjoncteurs.
- En fonctionnement normal, la boucle est fermée.
- Le système de protection permet d'éviter les coupures d'alimentation lors d'un défaut.
- Cette solution est plus performante que le cas de la boucle ouverte car elle évite les coupures d'alimentation.
- Par contre, elle est plus onéreuse car elle nécessite des disjoncteurs dans chaque tableau et un système de protection plus élaboré.

I.6.5) - En double dérivation

➤ **Architecture** (voir Figure I.15)

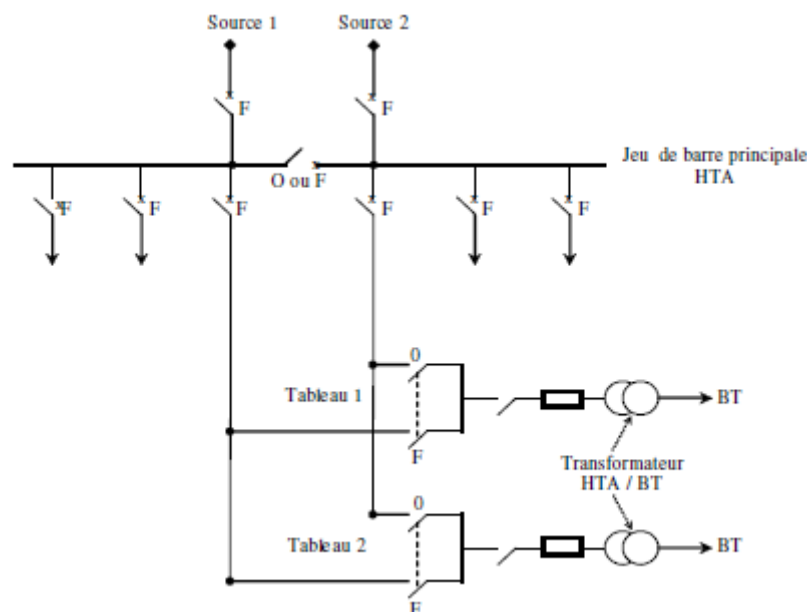


Figure I.15. Réseau HTA en double dérivation.

➤ **Fonctionnement**

- Les tableaux 1, 2 et 3 peuvent être dépannés et être alimentés par l'une ou l'autre des sources indépendamment.
- Cette structure est bien adaptée aux réseaux étendus avec des extensions futures limitées et nécessitant une très bonne disponibilité. [6]

I.7) - Postes sources HTB/HTA

Les postes sources, en général alimentés par le réseau de répartition 63 kV ou 90 kV (quelquefois directement par le réseau de transport à 225KV constituent l'interface entre les réseaux de transport/répartition et les réseaux de distribution.

Ils sont constitués en phase initiale d'un transformateur alimenté par une arrivée HTB (HT1) et alimentant lui-même une ou deux rames, ou jeux de barres (Figure I.16.1.). En seconde phase, avec l'augmentation des charges à desservir, un second transformateur est ajouté (Figure I.16.2.), et le poste est généralement raccordé à une deuxième arrivée HTB (HT2) appelée "garantie ligne". En phase finale, un troisième transformateur (et quelquefois plus) est ajouté en double attaché (Figure I.16.3.). En exploitation normale, un transformateur peut alimenter plusieurs rames, le second étant en secours; ou bien chaque transformateur

alimente une rame ou une demi-rame. Les Transformateurs ne sont jamais en parallèle, sauf de courts instants pendant un changement de Schéma d'exploitation du poste.

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

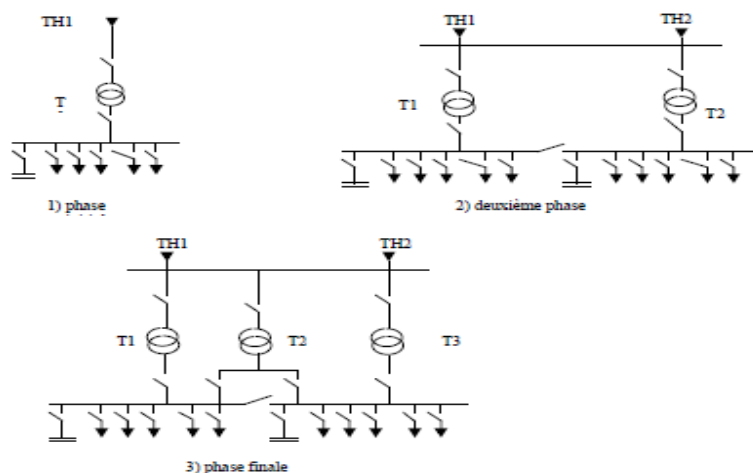


Figure I.16. Schéma de principe des postes sources HTB/HTA.

- Des disjoncteurs sont placés en amont (DH1 et DH2) et en aval (DM1 et DM2) des transformateurs pour les protéger et éviter que les défauts du poste ne remontent au niveau HTB.

Une interconnexion entre les jeux de barre HTA permet de les coupler (en actionnant les disjoncteurs D3) lorsqu'une branche du poste est en maintenance [7].

I.8) – Conclusion

Ce premier chapitre a été consacré à l'étude des différentes architectures du réseau de distribution moyenne tension et postes HTA (30kV). Où nous avons fait des rappels sur les différentes structures topologiques et les différents éléments constitutifs des réseaux électriques. Le déploiement de ces catégories et structures serve à la connaissance précise du réseau qui alimente le départ HTA d'une part, et d'autre part, de connaître les réseaux à alimenter par le départ HTA dont on cherche à calculer leurs réglages, et cela pour assurer la sélectivité des protections.

Chapitre II
Calcul des courants de
défauts

II.1) - Introduction

Les réseaux de transport ou de distribution d'énergie électrique peuvent être le siège d'un certain nombre d'incidents qui sont dus, en générale à l'apparition de (défauts). Ces défauts donnent lieu à l'établissement des courants des court-circuit donc nous avons besoin de calculer les courants de court-circuit (I_{cc}) pour pouvoir déterminer le pouvoir de coupure des appareils de protections

Toute liaison ou contact, peut être l'objet de ce dernier (défaut) qui nécessite son isolement immédiat. La détection de ce courant de court-circuit lié à l'apparition d'un défaut ainsi que la nécessité de contrôler les transits et les tensions existantes à chaque instant sur les différents circuits du réseau. Afin de pallier aux éventuels défauts, il faut prévoir un ensemble d'appareillage de mesure et de coupure (disjoncteurs, sectionneurs et fusibles).

II.2) - Définition d'un défaut

Un défaut est caractérisé par un phénomène non conforme au fonctionnement normal du réseau et pouvant dans certain cas, conduire à un effondrement électrique de celui-ci et la mise en danger de son environnement [8].

II.3) - Causes des défauts

Ils existent de nombreux incidents qui affectent le fonctionnement d'un réseau électrique et peuvent avoir pour origine :

II.3.1) - Défauts d'origine externe

Ce sont des évènements indépendants du réseau, qui y ont pour cause d'origine mécanique qui est le cas de la rupture d'un support, d'un conducteur ou d'un isolateur sur une ligne aérienne, et l'amorçage dû aux contact de branche, de brindille ou même de oiseaux avec les conducteurs ; ainsi pour cause atmosphérique qui est le cas de la foudre qui s'abat sur une ligne aérienne ou d'un poste, on peut aussi inclure les amorçages qui résultent de dépôts conducteurs accumule sur les isolateurs et les travaux de terrassement de terrains qui entraînent systématiquement des défauts permanents sur les câbles souterrains.

II.3.2) - Défauts d'origine interne

Ce sont des phénomènes propres au réseau, car ils prennent naissance dans les réseaux eux même sans être justifiés par aucune cause extérieure, c'est par exemple, le cas des surtensions

dus à des phénomènes de résonance, les surintensités qui peuvent être produites par un courant de surcharge, un court-circuit ou un défaut d'isolement et l'ouverture de circuit électrique en charge [9].

II.4) - Perturbations dans les réseaux électriques

Elles sont une gêne pour les utilisateurs et les fournisseurs de l'énergie électrique sans qu'il y ait de véritable coupure du réseau électrique. D'une façon générale, quelle que soit la perturbation, les effets peuvent être classés de deux façons différentes.

➤ Effets instantanés

Manœuvres intempestives de contacteurs ou d'organes de protection, mauvais fonctionnement ou arrêt d'une machine. L'impact de la perturbation est alors directement remarquable sur le plan financier et technique.

➤ Effets différés

Pertes énergétiques, vieillissement accéléré du matériel dû aux échauffements et aux efforts électrodynamiques supplémentaires engendrés par les perturbations. L'impact financier est difficilement quantifiable.

L'évolution de la technologie a permis le développement et la généralisation des automatismes, des variateurs de vitesse dans l'industrie, des systèmes informatiques. Ces équipements ont la particularité d'être à la fois sensibles aux perturbations de la tension et générateurs de perturbations. Leur multiplicité au sein d'un même procédé exige une alimentation électrique de plus en plus performante en termes de continuité et de qualité. En effet, l'arrêt temporaire d'un élément de la chaîne peut provoquer l'arrêt de l'outil de production (traitement de l'eau, imprimerie, pétrochimie...) ou de service (banques, télécommunication).

- Les courts-circuits.
- Les surtensions.
- Les surcharges.
- Les oscillations.
- Les déséquilibres.

II.4.1) - Surtensions

II.4.1.1) - Définition

Le bon fonctionnement des appareils électriques est relatif à la tension. Une sous-tension peut entraîner un dysfonctionnement, voire le non-fonctionnement de l'appareil, et une surtension peut provoquer son endommagement.

La surtension est un phénomène qui se traduit lorsque la tension à l'entrée des bornes d'un appareil est supérieure au seuil accepté : c'est une augmentation sur une courte durée du voltage.

Différents types de surtension dans les réseaux électriques :

- Surtension permanente : d'une durée de plusieurs heures (l'effet Ferranti peut être une cause de surtension permanente)
- d'une durée d'une ou de plusieurs secondes. Un court-circuit d'une des phases d'un réseau triphasé à la terre (défaut d'isolement d'un câble HT par exemple) peut produire une surtension temporaire sur les autres phases (phénomène non négligeable en haute tension).
- Surtension de manœuvre : liée à la manœuvre d'un disjoncteur ou d'un sectionneur, d'une durée de quelques dizaines microsecondes à quelques millisecondes. La manœuvre d'un sectionneur dans un poste électrique à isolation gazeuse engendre en particulier des surtensions à fronts très raides.
- Surtension de foudre : due au foudroiement d'une ligne à haute tension.

II.4.1.2) - Causes d'une surtension

Les causes d'une surtension sont variées et peuvent être internes ou externes à l'habitat :

- En interne, les surtensions sont dues aux pics de tension produits par des avaries ou par les appareils électroménagers eux-mêmes (réfrigérateur, lave-linge, lave-vaisselle, four micro-onde, climatiseur etc.) ; lors de leur démarrage, ces surtensions sont appelées « pointes de tension ».
- En externe, les surtensions sont dues aux vacillations de la tension, aux interventions sur le réseau électrique, à la foudre ou encore à la proximité d'industries, etc.).
- Surtensions de commutation : Ces surtensions sont générées dans les lignes électriques, principalement en raison des commutations de machines de grande puissance.

II.4.1.3) - Effets d'une surtension électrique

Les surtensions, internes ou externes, ont des effets directs sur les équipements électriques:

- Les surtensions internes provoquent une dégradation lente mais continue des appareils électroménagers de l'habitat jusqu'à l'endommagement de l'appareil.
- Les surtensions externes endommagent directement l'appareil ou l'équipement électrique en le « grillant ».

II.4.2) - Surcharges

II.4.2.1) - Définition

Une surcharge électrique se produit lorsqu'une quantité trop importante de courant passe dans des fils électriques. Ces derniers s'échauffent et peuvent fondre, au risque de provoquer un incendie.

Les origines de surcharges sont :

- Les courts circuits.
- Les pointes de consommation.
- L'enclenchement des grandes charges.

II.4.2.2) - Conséquences

- Echauffement lent et progressif des parties actives.
- Echauffement lent et progressif des masses métalliques.
- Echauffement lent et progressif des isolants.

II.4.3) - Baisse ou manque de tension

- Définition

Chute de tension, trop importante dans un réseau, déséquilibre d'un réseau triphasé de distribution.

- Conséquences

- Mauvais fonctionnement des récepteurs.

II.4.4) - Oscillations

Les oscillations de la tension et du courant sont dues aux variations plus ou moins rapides de la charge qui agit directement sur la vitesse de rotation (fréquence) des machines de production de l'énergie électrique. Elles sont liées directement à la mécanique des machines électriques, c'est la raison pour laquelle on les appelle phénomènes transitoires électromécaniques.

II.4.5) - Déséquilibres

Les déséquilibres sont généralement dus à la mauvaise répartition des charges sur les trois phases. Ils apparaissent surtout dans les réseaux de distribution, ils donnent naissance à la composante inverse du courant, cette composante provoque :

- Des chutes de tension supplémentaires.
- Des pertes de puissance.
- Des échauffements [10].

II.4.6) - Court-circuit

Le courant de court-circuit de nature instantanée est une surintensité produite par un défaut d'impédance dont la valeur devient négligeable entre deux points du même circuit.

II.4.6.1) - Causes

Les causes susceptibles de produire un courant de court-circuit sont

- **Sur lignes aériennes**

Coup de foudre, humidité (brouillard, rosée) dépôts conducteurs sur les isolateurs (charbon, sel), surtensions engendrées lors de certaines manœuvres, jet de pierres, chutes de branches, balancement de conducteurs, rupture de manchons de raccordement, rupture de conducteurs, Contact intempestif, claquage d'isolant, fausse manœuvre, ...etc.

- **Sur lignes souterraines**

Les câbles souterrains sont exposés aux agressions extérieures (d'engins mécaniques de terrassement par exemple) qui entraînent systématiquement des courts-circuits permanents. Les matériels de réseaux et des postes électriques : comportent des isolants (solides, liquides ou gaz) constitués d'assemblages plus ou moins complexes placés entre parties sous tension et masse. Les isolants subissent des dégradations conduisant à des défauts d'isolements.

II.4.6.2) - Caractéristiques

Les court-circuit sont caractérisés par leur forme, leur durée et l'intensité du courant. Les ingénieurs en réseaux électriques utilisent souvent le terme « défaut » (voir la Figure II.1).

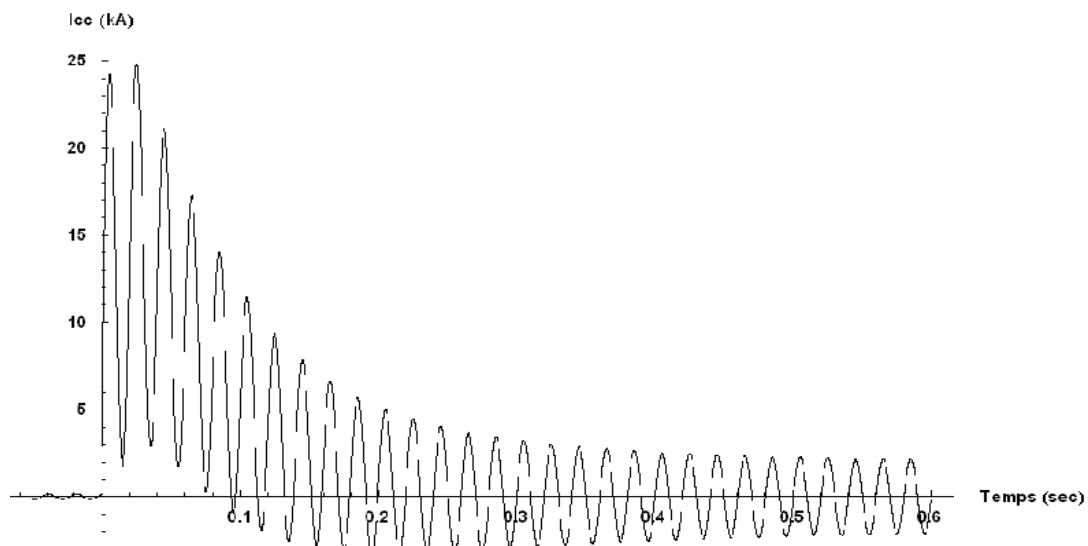


Figure II.1. Caractéristique des court-circuit

II.4.6.3) - Types

Un court-circuit dans les réseaux électriques peut être (voir la Figure II.2.)

➤ **Monophasé**

Entre une phase et la terre ou une masse 80 % des cas.

➤ **Biphasé**

Entre deux phases raccordées ensemble, peut être un court-circuit biphasé mis à la terre ou biphasé isolé 15 % des cas. Ces défauts dégénèrent souvent en défauts triphasés.

➤ **Triphasés**

Entre trois phases de la ligne ou les trois phases et la terre 5 % seulement dès l'origine

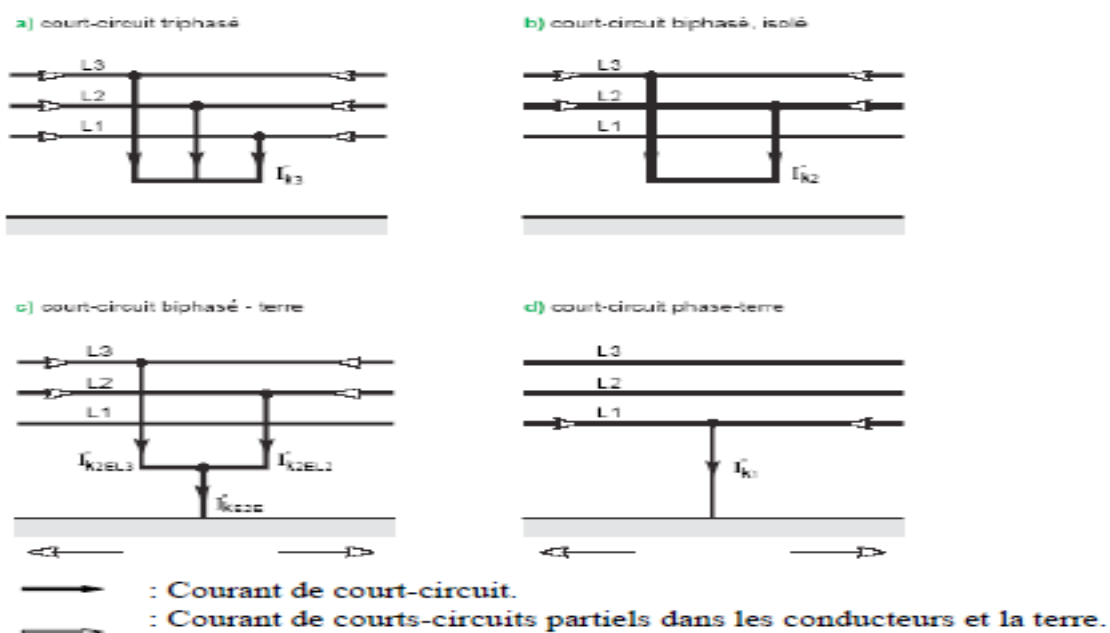


Figure II.2. Différents courts- circuits et leurs courants

II.4.6.4) – Nature

➤ **Courts-circuits fugitifs**

Les courts-circuits fugitifs nécessitent une coupure très brève du réseau d'alimentation (de l'ordre de quelques dixièmes de seconde).

➤ **Courts-circuits permanents**

Ces courts-circuits provoquent un déclenchement définitif qui nécessite l'intervention du personnel d'exploitation pour la localisation du défaut et remise en service de la partie saine.

➤ **Courts-circuits auto-extincteurs**

C'est ceux qui disparaissent spontanément en des temps très courts sans provoquer de discontinuités dans la fourniture d'énergie électrique.

➤ Court-circuits semi permanents

Ces court-circuits exigent pour disparaître une ou plusieurs coupures relativement longues du réseau d'alimentation (de l'ordre de quelques dizaines de secondes) sans nécessité d'intervention du personnel d'exploitation.

II.4.6.5) – Conséquences

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

- Au point de défaut, la présence d'arcs de défaut avec :
 - Détérioration des isolants.
 - Fusion des conducteurs.
 - Incendie et danger pour les personnes.
 - Pour le circuit défectueux.
 - Les efforts électrodynamiques avec
 - déformation des J_{dB} (jeux de barres).
 - arrachement des câbles.
- Sur échauffement par augmentation des pertes joules, avec risque de détérioration des isolants.
- Pour les autres circuits électriques du réseau concerné ou de réseaux situés à proximité.
- Les creux de tension pendant la durée d'élimination du défaut, de quelques millisecondes à quelques centaines de millisecondes.

II.5) - Caractères des défauts

Les défauts affectant les réseaux à moyenne tension peuvent être classés suivant leur emplacement dans le réseau, leurs durées et la difficulté de leur élimination [10].

II.5.1) - Leurs emplacements

On peut distinguer :

Les défauts qui affectent, en aval des disjoncteurs protégeant les départs MT, les réseaux proprement dits, c'est à dire les lignes aériennes et les câbles isolés, qui constituent les antennes principales et les dérivations, ainsi que la partie MT des postes MT/BT.

Les défauts qui affectent la partie MT des postes HT/MT, en amont de ces disjoncteurs.

II.5.2) - Leurs durées

Il y a plusieurs sortes de défauts selon la durée de la mise hors tension de la partie défectueuse qui dépend de la valeur atteinte de la tension et celle de l'intensité de courant, alors les défauts sont dits :

-Permanents : après avoir provoqué un déclenchement définitif, nécessitant l'intervention du personnel d'exploitation pour la reprise du service, ces défauts résultent des défauts que l'on peut constater en réseau tels que rupture de conducteurs claquage d'isolateur....

-Semis Permanent : Ils exigent, pour disparaître, une ou plusieurs coupures relativement longues du réseau d'alimentation (de l'ordre de quelques dizaines de secondes), mais qui ne nécessitent aucune intervention du personnel d'exploitation pour la reprise de service.

-Fugitifs : Ils nécessitent, pour disparaître, une coupure très brève du réseau d'alimentation (de l'ordre de quelques dixièmes de secondes).

- Auto extincteurs : Ils disparaissent spontanément, en des temps généralement très courts (50) sans provoquer de déclenchement sur le réseau. On rencontre ce type de défauts sur le réseau MT en cas de défauts monophasés.

-Intermittents : Ils se répètent à des temps rapprochés et ils s'éliminent d'eux-mêmes, (cas de balancement d'un conducteur sous l'effet d'un vent violent).

II.6) - Conséquences des défauts

Les court-circuit ont des effets néfastes sur :

II.6.1) - Fonctionnement des réseaux

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

II.6.2) - Tenue du matériel

Les court-circuit provoquent des surintensités violentes qui, amènent deux types de contraintes, des contraintes thermiques dues au dégagement de chaleur par effet joule dans les conducteurs, et des contraintes mécaniques, dues aux efforts électrodynamiques. De plus, l'arc électrique consécutif à un court-circuit met en jeu un important dégagement local d'énergie pouvant provoquer des dégâts importants au matériel et même être dangereux pour le personnel à proximité.

II.6.3) - Chutes de tension

Les courants de court-circuit provoquent de brusques variations de tension, non seulement sur la ligne mauvaise, mais aussi sur les lignes adjacentes. [9]

II.6.4) - Explosions de disjoncteurs

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

II.6.5) - Circuits de télécommunications

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

II.6.6) - Sécurité des personnes

La mise sous tension accidentelle des masses, les élévations du 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 la mise à la terre des points neutres joue de ce fait un rôle essentiel.

II.7) - Utilité du calcul de courant de court- circuit**II.7.1) - Courant de court –circuit**

L'intensité du courant de court-circuit est une caractéristique importante, elle détermine la sévérité de la contrainte appliquée au réseau et au matériel en 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 I d'un courant de court-circuit dans un réseau triphasé équilibre se définit toujours par phase à partir de la tension simple du réseau et de l'impédance correspondante par phase.

II.7.2) - Facteurs influençant la valeur de l'intensité d'un courant de court-circuit

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

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

II.8) - Méthodes de calcul des courants de court-circuit

II.8.1) - Méthodes des composantes symétriques

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

II.8.1.1) - Définition des Composantes Symétriques

Un système triphasé sinusoïdal équilibré est formé par trois grandeurs Sinusoïdales ayant même amplitude et même pulsation, mais présentant deux à deux un déphasage de 120° (ou égal à un multiple de 120°) (Voir figure II.3.)

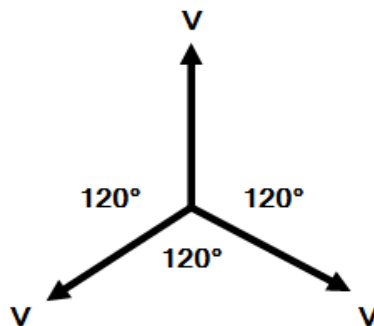


Figure II.3. Système Triphasé

A partir des trois vecteurs V , on va chercher à déterminer le nombre de systèmes triphasés équilibrés distincts qu'il est possible de réaliser. Un élément essentiel de la discrimination réside dans le sens du déphasage des vecteurs V ; ce sens peut être en effet, le sens horaire ou le sens inverse. Pour plus de commodité, numérotions les trois vecteurs $\vec{V}_1$, $\vec{V}_2$ et $\vec{V}_3$.

Si les numéros croissent dans le sens horaire, chacune des grandeurs possède un déphasage arrière de 120° par rapport à celle qui la précède, et ceci dans l'ordre de numérotation : le système est direct (Voir figure II.4.).

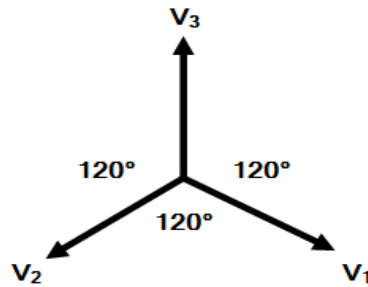


Figure II.4. Système direct

Si les numéros décroissent dans le sens horaire, chacune des grandeurs possède un déphasage avant de 120° par rapport à celle qui la précède, et ceci dans l'ordre de numérotation : Le système est inverse (Voir figure II.5.).

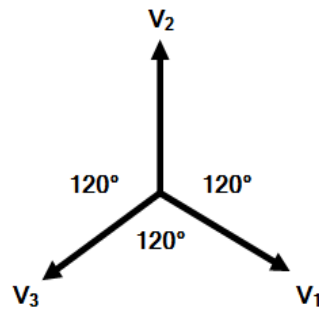


Figure II.5. Système inverse

Si les trois vecteurs sont confondus, les grandeurs constituant le système sont en phase : le système est homopolaire. Voir figure (II.6).

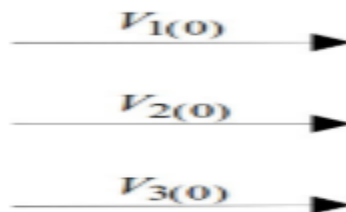


Figure II.6. Système homopolaire

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

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

II.8.1.2) - Définition et propriété de l'opérateur " a "

$$a = \frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2} \quad \phi = 120^\circ \quad \text{II.1}$$

Le principe de la méthode des composantes symétriques consiste à ramener un système de trois vecteurs quelconques à trois systèmes de vecteurs symétriques. Pour faciliter cette opération, on fait appel à un nouvel opérateur appelé " a ". Un vecteur V affecté de l'opérateur " a " est un vecteur aV qui est déphasé de 120° en avant par rapport au vecteur V, le sens de déphasage étant le sens trigonométrique ou antihoraires. Un vecteur V affecté de l'expression a² est un vecteur a²V qui est déphasé de 240° en avant par rapport au vecteur V, le sens de déphasage étant le sens trigonométrique ou antihoraire. La figure (II.7) explique la disposition des vecteurs affectés de l'opérateur " a "

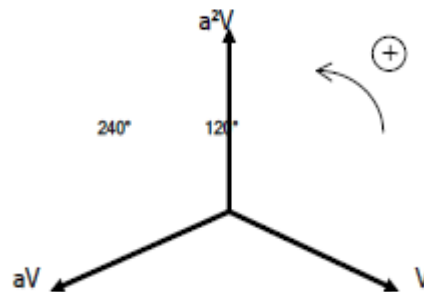


Figure II.7. Disposition des vecteurs affectés de l'opérateur « a »

II.8.1.3) - Principe de décomposition d'un système sinusoïdale

Soit un système de trois grandeurs sinusoïdales de même pulsation mais d'amplitude et de phase quelconques, caractérisé par les nombres complexes $\overline{V}_1$, $\overline{V}_2$, $\overline{V}_3$. On peut remplacer un système déséquilibré par la superposition de trois systèmes équilibrés direct, inverse et homopolaire.

$$\overline{V}_1 = \overline{V}_d + \overline{V}_i + \overline{V}_o \quad \text{II.2}$$

$$\overline{V}_2 = a^2 \overline{V}_d + a \overline{V}_i + \overline{V}_o \quad \text{II.3}$$

$$\overline{V}_3 = a\overline{V}_d + a^2 \overline{V}_i + \overline{V}_o \dots\dots\dots \text{II.4}$$

$$\text{Avec } a = l^{j2\pi/3}$$

Les trois valeurs $\overline{V}_d$, $\overline{V}_i$, $\overline{V}_o$ sont appelées composantes ou coordonnées symétriques du système réel. Ces composantes symétriques de système sont définies par la transformation de Fortescue.

$$\overline{V}_d = \frac{1}{3} [\overline{V}_1 + a\overline{V}_2 + a^2 \overline{V}_3] \dots\dots\dots \text{II.5}$$

$$\overline{V}_i = \frac{1}{3} [\overline{V}_1 + a^2\overline{V}_2 + a \overline{V}_3] \dots\dots\dots \text{II.6}$$

$$\overline{V}_o = \frac{1}{3} [\overline{V}_1 + \overline{V}_2 + \overline{V}_3] \dots\dots\dots \text{II.7}$$

II.8.2) - Indépendance des composantes

La transformation de Fortescue rend indépendant les systèmes direct, inverse et homopolaire. Chacun des systèmes s'écrit :

$$\overline{V}_d = \overline{E}_d - \overline{Z}_d \cdot \overline{J}_d \dots\dots\dots \text{II.8}$$

$$\overline{V}_i = \overline{E}_i - \overline{Z}_i \cdot \overline{J}_i \dots\dots\dots \text{II.9}$$

$$\overline{V}_o = \overline{E}_o - \overline{Z}_o \cdot \overline{J}_o \dots\dots\dots \text{II.10}$$

En fonctionnement normal, le système est réduit à la composante directe.

En fonctionnement perturbé on simplifiera les écritures. Par application de principe de superposition des états, c'est-à-dire $J=0$ avant le fonctionnement en régime perturbé. En admettant que, par construction, les générateurs sont équilibrés c'est-à-dire :

$$E_d = E \dots\dots \text{II.11} ; \quad E_i = E \dots\dots \text{II.12} ; \quad E_o = 0 \dots\dots \text{II.13}.$$

II.9) - Méthodes de calcul de Icc

Chacun des défauts triphasés (avec ou sans mise à la terre) ou monophasés est caractérisé par deux types d'équations, le premier met en jeu les tensions existantes entre chaque phase et la sole, le deuxième fait intervenir les courants de chaque phase [12].

$$\left. \begin{aligned} \overline{J}_1 &= \overline{J}_d + \overline{J}_i + \overline{J}_o \\ \overline{J}_2 &= a^2\overline{J}_d + a\overline{J}_i + \overline{J}_o \\ \overline{J}_3 &= a\overline{J}_d + a^2\overline{J}_i + \overline{J}_o \end{aligned} \right\} \text{II.14}$$

$$\left. \begin{aligned} \overline{V}_1 &= \overline{V}_d + \overline{V}_i + \overline{V}_o \\ \overline{V}_2 &= a^2\overline{V}_d + a\overline{V}_i + \overline{V}_o \\ \overline{V}_3 &= a\overline{V}_d + a^2\overline{V}_i + \overline{V}_o \end{aligned} \right\} \text{II.15}$$

Pour étudier l'un de ces cas des défauts, il faut

- Ecrire les équations caractérisant le défaut.
- Ecrire les équations traduisant le principe de superposition.
- Résoudre le système des équations ainsi obtenu par rapport à $\bar{J}_d, \bar{J}_i, \bar{J}_o, \bar{V}_d, \bar{V}_i$ et $\bar{V}_o$ en tenant compte des relations qui relient les courants de défaut et les tensions en leurs composantes symétriques.
- Calculer les valeurs des courants de défaut $\bar{J}_1, \bar{J}_2, \bar{J}_3$ et des tensions $\bar{V}_1, \bar{V}_2, \bar{V}_3$.

II.10) - Calcul des défauts

II.10.1) - Défaut monophasé-terre

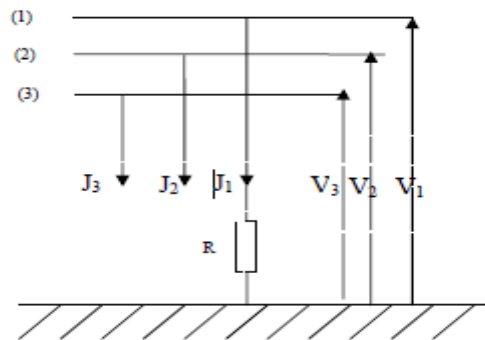


Figure II.8. Court-circuit monophasé

$$V_1 = R \cdot J_1 \dots \dots \dots \text{II.16}$$

$$J_2 = J_3 = 0 \dots \dots \dots \text{II.17}$$

$$(2) \Rightarrow J_0 = J_i = J_d$$

$$J_1 = J_i + J_d + J_o \Rightarrow J_1 = 3J_d = 3J_i = 3J_o$$

$$(1) \Rightarrow V_1 = 3RJ_d = 3RJ_i = 3RJ_o$$

$$J_i = J_d = J_o = \frac{V_i + V_D + V_o}{3R} \dots \dots \dots \text{II.18}$$

D'autre part on a :

$$V_o = -J_o Z_o \Rightarrow J_o = -\frac{V_o}{Z_o} \dots \dots \dots \text{II.19}$$

$$V_i = -J_i Z_i \Rightarrow J_i = -\frac{V_i}{Z_i} = J_o \dots \dots \dots \text{II.20}$$

$$V_d + V_n + Z_d J_d \Rightarrow J_d = \frac{V_d - V_n}{Z_d} = J_0 \dots \dots \dots \text{II.21}$$

En superposant les équations II.17, II.18, II.19, II.20, on trouve le courant de défaut à la terre :

$$J_0 = \frac{V_n}{Z_d + Z_i + Z_o + 3R} \dots \dots \dots \text{II.22}$$

En remplaçant les valeurs de 0 J dans les équations II.18, II.19 et II.20 on obtiendra les expressions des composantes symétriques de tension :

$$\left. \begin{aligned} V_o &= \frac{-Z_o V_n}{Z_d + Z_i + Z_o + 3R} \\ V_i &= \frac{-Z_i V_n}{Z_d + Z_i + Z_o + 3R} \\ V_d &= \frac{(Z_i + Z_o) V_n}{Z_d + Z_i + Z_o + 3R} \end{aligned} \right\} \dots \dots \dots \text{II.23}$$

Le courant de court-circuit est tel que :

$$I_{cc/ph} = J_1 = J_d + J_i + J_o = 3J_0 = \frac{3 V_n}{Z_d + Z_i + Z_o + 3R} \dots \dots \dots \text{II.24}$$

Pour les défauts résistants à la terre ,3R est prépondérant devant les autres impédances :

$$I_{cc/ph} = \frac{V_n}{R} \dots \dots \dots \text{II.25}$$

Pour un courant de court-circuit franc à la terre (R=0) :

$$I_{cc/ph} = \frac{3 V_n}{Z_d + Z_i + Z_o} \dots \dots \dots \text{II.26}$$

II.10.2) -Défaut biphase

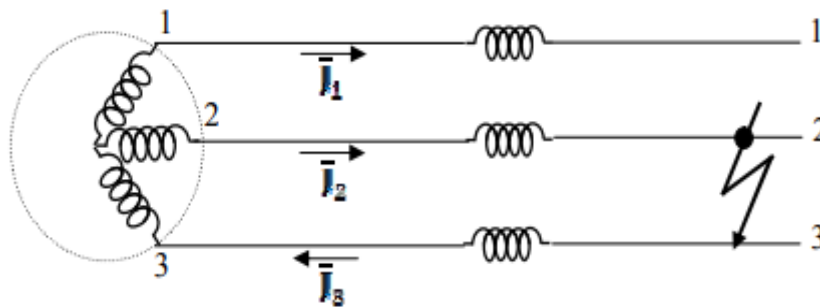


Fig. II.9.court-circuit biphase

$$J_1 = 0 \dots \dots \dots \text{II.27}$$

$$J_2 = J_3 \dots \dots \dots \text{II.28}$$

$$V_2 = V_3 \dots \dots \dots \text{II.29}$$

Des équations II.27 et II.28, on tire :

$$J_o = 0 \quad \text{et} \quad J_d = J_i$$

De l'équation II.11, on aura

$$\overline{V_d} = \overline{V_i}$$

$$\overline{J_d} = -J_i = \frac{\overline{V_i}}{\overline{Z_i}} \dots \dots \dots \text{II.30}$$

Et

$$\overline{V} = J_o Z_o \Rightarrow V_o = 0$$

$$\text{De II.17} \quad \overline{V_i} = -\overline{Z_i J_i} = \overline{V_d}$$

Donc on peut écrire :

$$\overline{E} = \overline{V_d} + \overline{Z_d J_d} = \overline{Z_i J_d} + \overline{Z_d J_d} = \overline{J_d} (\overline{Z_d} + \overline{Z_i}) \dots \dots \dots \text{II.31}$$

$$\text{D'où} \quad J_{cc2\phi} = \frac{\overline{E}(a^2 - a)}{\overline{Z_d} + \overline{Z_i}}$$

Avec

$$(a^2 - a) = \sqrt{3}$$

$$J_{cc2\phi} = \frac{\overline{E}\sqrt{3}}{\overline{Z_d} + \overline{Z_i}} \dots \dots \dots \text{II.32}$$

II.10.3) - Défaut biphasé-terre

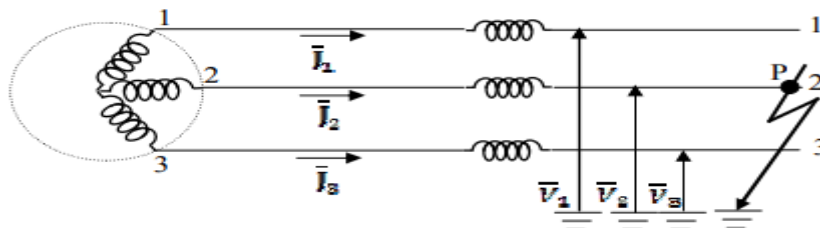


Figure II.10. Court-circuit biphasé à la terre

Equations du défaut

$$J_1 = 0 \dots\dots\dots \text{II.33}$$

$$J_2 + J_3 = J \dots\dots\dots \text{II.34}$$

$$V_2 = V_3 = 0 \dots\dots\dots \text{II.35}$$

De l'équation II.35, on déduit

$$V_d = V_i = V_o = \frac{1}{3} V_n$$

D'autre part on a :

$$V_d = V_n - J_d Z_d \Rightarrow J_d = \frac{V_n - V_d}{Z_d} \dots\dots\dots \text{II.36}$$

$$V_i = -J_d Z_d \Rightarrow J_d = \frac{-V_d}{Z_i} \dots\dots\dots \text{II.37}$$

$$V_o = -J_o Z_o \Rightarrow J_o = \frac{-V_o}{Z_o} \dots\dots\dots \text{II.38}$$

De l'équation II.33, on peut écrire :

$$J_1 = 0 = J_d + J_i + J_o \dots\dots\dots \text{II.39}$$

En remplaçant J_o , J_i et J_d par leurs expressions dans l'équation II.19, on aura :

$$\frac{V_n - V_d}{Z_d} - \frac{V_i}{Z_i} - \frac{V_o}{Z_o} = 0 \dots\dots\dots \text{II.40}$$

$$\text{Comme : } V_d = V_i = V_o = \frac{1}{3} V_n$$

Alors on aura :

$$V_d = V_i = V_o = V = \frac{3(Z_o Z_i V_n)}{Z_d Z_o + Z_d Z_i + Z_i Z_o} \dots\dots\dots \text{II.41}$$

En remplaçant l'équation II.41, dans les équations II.36, II.37 et II.38, on obtiendra les expressions composantes symétriques des courants :

$$\left. \begin{aligned} J_o &= \frac{-Z_i V_n}{Z_d Z_o + Z_d Z_i + Z_i Z_o} \\ J_i &= \frac{-Z_o V_n}{Z_d Z_o + Z_d Z_i + Z_i Z_o} \dots\dots\dots \text{II.42} \\ J_d &= \frac{-(Z_o + Z_i) V_n}{Z_d Z_o + Z_d Z_i + Z_i Z_o} \end{aligned} \right\}$$

Alors :

$$J_2 = \frac{Z_i(a^2-1)+Z_o(a^2+a)}{Z_d Z_o + Z_d Z_i + Z_i Z_o} V_n \dots\dots\dots \text{II.42}$$

$$J_3 = \frac{Z(a-1)+Z(a+a^2)}{Z_d Z_o + Z_d Z_i + Z_i Z_o} V_n \dots\dots\dots \text{II.43}$$

L'expression du courant de court –circuit biphasé-terre, sera donner par :

$$J = J_2 + J_3 \Rightarrow I_{cc2phT} = \frac{-3Z_i}{Z_d Z_o + Z_d Z_i + Z_i Z_o} V_n \dots\dots\dots \text{II.44}$$

II.10.4) - Défaut triphasé

Equations du défaut :

$$V_1 = V_2 = V_3 \dots\dots\dots \text{II.45}$$

$$J_1 + J_2 + J_3 = 0 \dots\dots\dots \text{II.46}$$

D'autre part, on a :

$$\left. \begin{aligned} \overline{V_d} &= \frac{1}{3}(\overline{V_1} + a\overline{V_2} + a^2\overline{V_3}) \Rightarrow \frac{1}{3}(1 + a + a^2) V_1 = 0 \\ \overline{V_i} &= \frac{1}{3}(\overline{V_1} + a^2\overline{V_2} + a\overline{V_3}) \Rightarrow \frac{1}{3}(1 + a^2 + a) V_1 = 0 \\ \overline{V_o} &= \frac{1}{3}(\overline{V_1} + \overline{V_2} + \overline{V_3}) \Rightarrow \frac{1}{3}(1 + 1 + 1) V_1 = V_1 \end{aligned} \right\} \text{II.47}$$

$$V_d = V_i = 0$$

$$V_o = V_i$$

On a aussi :

$$\left. \begin{aligned} J_1 &= J_d + J_i + J_o \\ J_2 &= a^2 J_d + a J_i + J_o \\ J_3 &= a J_d + a^2 J_i + J_o \end{aligned} \right\} \text{II.48}$$

D'où l'équation II.46 devient :

$$J_1 + J_2 + J_3 = 0 \Rightarrow (1 + a^2 + a) J_d + (1 + a^2 + a) J_i + 3 J_o \Rightarrow 3 J_o = 0$$

$$\Rightarrow J_o = 0$$

D'autre part on a :

$$V_o = -Z_o J_o \Rightarrow V_o = 0$$

$$V_o = V_d = V_i = 0 \Rightarrow V_1 = V_2 = V_3 = 0$$

$$V_n = V_n - Z_d J_d \Rightarrow J_d = \frac{V_n}{Z_d}$$

$$D'autre part on a : \Rightarrow I_{cc3ph} = \frac{V_n}{Z_d} \dots\dots\dots \text{II.49}$$

II.11) - Méthode des valeurs réduites pour le calcul du courant de court-circuit

II.11.1) - Définition

La grandeur réduite d'une grandeur physique donnée est le rapport de cette dernière par une autre grandeur physique de même nature, qui a été choisie arbitrairement comme référence est appelée « grandeur de base ». On choisit généralement comme grandeur de base S_b et U_b et on déduit alors [11] :

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3} U_b} \dots\dots \text{II.50} \quad \text{et} \quad Z_b = X_b = \frac{U_b^2}{S_b} \dots\dots \text{II.51} \quad (R_b = 0)$$

Les grandeurs réduites des différents éléments du réseau sont alors :

$$\bar{S} = \frac{S}{S_b} \dots\dots \text{II.52} \quad \bar{U} = \frac{U}{U_b} \dots\dots \text{II.53} \quad \bar{I} = \frac{I}{I_b} \dots\dots \text{II.54} \quad \bar{X} = \frac{X}{X_b} \dots\dots \text{II.55}$$

II.11.2) - Réactance des éléments du réseau

II.11.2.1) - Impédance ramenée à un seul niveau de tension U_x

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

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

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

II.11.2.2) - Réactance réduites des éléments constituant le réseau

A- Composantes directe et inverse

a- Ligne

$$\overline{X} = X \cdot L \cdot \frac{S_b}{U_b^2}$$

Avec :

X : Réactance de la ligne

L : Longueur de la ligne

S_b, U_b : Puissance et tension de base.

b- Alternateur

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

Avec X_d'' : Réactance subtransitoire

c- Transformateur à deux enroulements

$$\overline{X}_T = U_{cc}^2 \cdot \frac{S_b}{S_n} \cdot \frac{U_n^2}{U_b^2}$$

Avec : U_{cc} Tension de court-circuit du transformateur, S_n, U_n : Puissance et tension nominales

d- Transformateur à trois enroulements

Le calcul se fait en deux étapes :

- Première étape

$$\left. \begin{aligned} \overline{X}_{12} &= U_{12} \cdot \frac{S_b}{S_n} \cdot \frac{U_{1n}^2}{U_b^2} \\ \overline{X}_{23} &= U_{23CC} \cdot \frac{S_b}{S_n} \cdot \frac{U_{2n}^2}{U_b^2} \\ \overline{X}_{31} &= U_{31CC} \cdot \frac{S_b}{S_n} \cdot \frac{U_{3n}^2}{U_b^2} \end{aligned} \right\} \text{ II.56}$$

- Deuxième étape

$$\left. \begin{aligned} \overline{X}_1 &= \frac{1}{2} (\overline{X}_{12} + \overline{X}_{31} - \overline{X}_{23}) \\ \overline{X}_2 &= \frac{1}{2} (\overline{X}_{12} + \overline{X}_{23} - \overline{X}_{31}) \\ \overline{X}_3 &= \frac{1}{2} (\overline{X}_{31} + \overline{X}_{23} - \overline{X}_{12}) \end{aligned} \right\} \text{ II.57}$$

Remarque : toutes les réactances sont ramenées au primaire.

e- Réseaux amont

$$\overline{X}_a = \frac{U^2}{P_{cc}} \cdot \frac{1}{\overline{X}_b} \dots\dots\dots \text{II.58}$$

Avec : P_{cc} : Puissance de court-circuit

U : Tension entre phase

B- Composantes homopolaires

On utilise les valeurs pratiques, à savoir :

a) Ligne

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

b) Transformateur

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

$$\overline{X}_o = 10\overline{X}_d$$

Méthode de calcul

- On établit le schéma équivalent au réseau en utilisant les réactances des différents éléments
- On ramène toutes les réactances à la tension au point de défaut.
- On simplifie le schéma :
- En appliquant les transformateurs $\Delta - Y$ et $Y - \Delta$
- En associant les réactances série parallèle.

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

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

Généralement, on prend $\overline{U} = 1,1\overline{U}_n$ du fait que la tension de court-circuit peut être supérieure à la tension nominale

II.12) - Conclusion

Le calcul du courant de court-circuit est une étape obligatoire lors de la construction d'un réseau, il permet de prévoir tout changement intempestif dans la configuration et de calculer la section optimale des lignes et d'envisager les protections adéquates. Le courant de court-circuit a aussi une influence considérable sur le bon fonctionnement du réseau.

Dans ce chapitre, nous avons présenté une idée générale sur les différents types du défaut qui affectent le fonctionnement du réseau électrique ; nous avons donc vu la définition de courant de court-circuit, ses causes, conséquences, et caractéristiques, comme nous avons cité les types de courant de court-circuit et finalement, nous avons étudié la méthode des impédances et celle des composantes symétriques qui sont utilisées pour le calcul des courants de court-circuit dans les réseaux électriques.

Chapitre III
Protection des
Réseaux Electriques
Moyenne Tension

III.1) - Introduction

Les protections électriques sont utilisées pour détecter et isoler tout phénomène anormal pouvant se produire sur un réseau électrique. La fonction de protection est réalisée par des appareils multifonctions, qui comparent en permanence les grandeurs électriques du réseau à des seuils réglables, Le choix de ces dispositifs de protection est l'une des étapes les plus importantes de la conception d'un réseau électrique.

Le but de système de protection est de protéger les personnes et de limiter les dégâts d'équipements en isolant l'ouvrage en défaut du reste du réseau avec grand degré de fiabilité et le plus vite possible.

III.2) - Système de protection

III.2.1) - Définition

La protection des réseaux électriques désigne l'ensemble des appareils de surveillance et de protection assurant la stabilité d'un réseau électrique. Cette protection est nécessaire pour éviter la destruction accidentelle d'équipements coûteux et pour assurer une alimentation électrique ininterrompue. Elle doit également garantir la stabilité des réseaux électriques [13].

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

III.2.2) Fonctions de protection

Les fonctions de protection sont réalisées par des relai ou des appareils multifonctions. A l'origine, les relais de protection étaient de type analogique et effectuaient généralement une seule fonction. Actuellement, la technologie numérique est la plus employée. Elle permet de concevoir des fonctions de plus en plus évoluées et un même appareil réalise généralement plusieurs fonctions. C'est pourquoi, on parle plutôt d'appareils multifonctions [14].

III.3) - Propriétés de protection [2], [15 - 17]

III.3.1) - Rapidité

Il permet de limiter les effets néfastes du défaut comme Les courts-circuits qui sont des incidents qu'il faut éliminer le plus vite possible, c'est le rôle des protections dont la rapidité de fonctionnement

Le temps d'élimination des court-circuit comprend deux composantes principales :

- Le temps de fonctionnement des protections (quelques dizaines de millisecondes).
- Le temps d'ouverture des disjoncteurs.

III.3.2) - Sélectivité

La sélectivité est une technique qui consiste à coordonner les protections et assurer la continuité de service d'un maximum de circuits tout en assurant la sécurité de l'installation de manière à éliminer que la partie en défaut et maintenir sous tension les parties saines.

Il existe 4 types de sélectivité :

- **La sélectivité ampèremétrique** : elle est assurée par les réglages en valeur de courant des seuils de déclenchement.
- **La sélectivité différentielle** : elle est assurée par un découplage du réseau en zones indépendantes, et la détection dans chacune de ces zones d'une différence entre la somme des courants sortants. Cette technique nécessite une filerie entre les unités de protection situées aux différentes extrémités de la zone surveillée.
- **La sélectivité de distance** : elle est assurée par un découplage du réseau en zones, et les unités de protection par calcul de l'impédance « aval », peuvent localiser dans quelle zone est situé le défaut.
- **La sélectivité chronométrique** : elle est assurée par les réglages en de temps des seuils de déclenchement.
- **La sélectivité logique** : cette sélectivité est assurée par un ordre « d'attente logique » d'une durée limitée, émis par la première unité de protection située juste en amont du défaut et devant couper le circuit, vers les autres unités de protection situées plus en amont.

Elle permet d'augmenter le nombre d'étages de sélectivité sans allonger les temps de déclenchement en amont. Des fils pilotes sont nécessaire entre les unités de protections.

III.3.3) - Sensibilité

La protection doit fonctionner dans un domaine très étendu de courants de courts-circuits entre :

- Le courant maximal qui est fixé par le dimensionnement des installations et est donc parfaitement connu ;
- Un courant minimal dont la valeur est très difficile à apprécier et qui correspond à un court-circuit se produisant dans des conditions souvent exceptionnelles.

La notion de sensibilité d'une protection est fréquemment utilisée en référence au courant de court-circuit le plus faible pour lequel la protection est capable de fonctionner.

III.3.4) - Fiabilité

Une protection a un fonctionnement correct lorsqu'elle émet une réponse à un court-circuit sur le réseau en tout point conforme à ce qui est attendu, A l'inverse, pour un fonctionnement incorrect, elle comporte deux aspects :

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

En effet, la fiabilité d'une protection, qui est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement incorrect (éviter les déclenchements intempestifs), est la combinaison de :

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

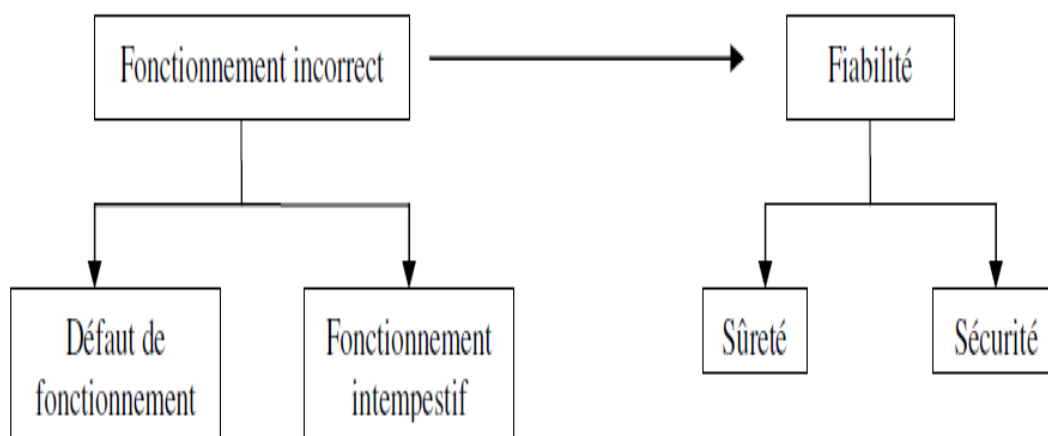


Figure III.1. Fiabilité d'une protection.

III.4) -Equipements de protection du réseau de distribution

III.4.1) -Schéma synoptique d'un système de protection

C'est le choix des éléments de protection et de la structure globale de l'ensemble, de façon cohérente et adaptée au réseau

Le système de protection est composé de trois parties fondamentales :

- 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 ;
- Un appareillage de coupure (un ou plusieurs disjoncteurs) [18].

Un exemple d'un système de protection pour une ligne HT est montré sur la (Figure III.2.), l'autre extrémité de la ligne possède un système de protection similaire. Dans le cas d'un défaut, les deux relais ont besoin de fonctionner, donc les deux disjoncteurs s'ouvrent et la ligne est mise hors service.

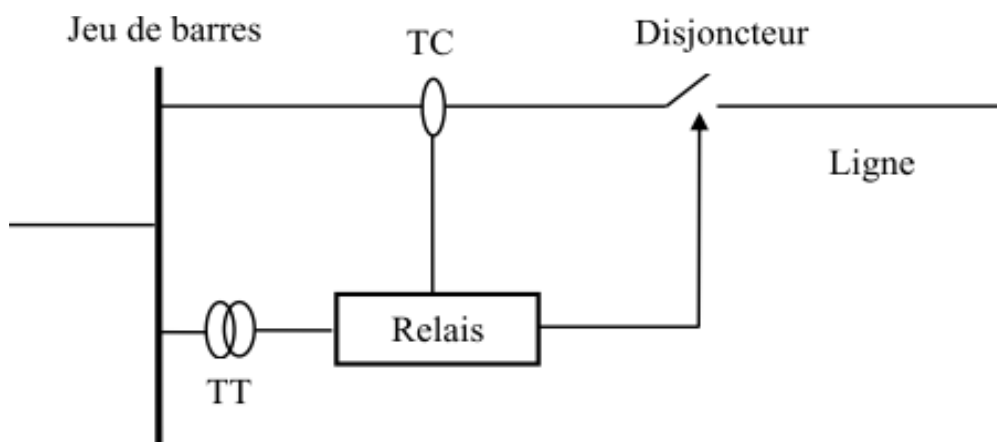


Figure III.2. Chaîne principale de la protection électrique

III.4.2) - Transformateur de mesure

Selon la définition de la Commission Electrotechnique Internationale, un transformateur de mesure est un transformateur destiné à alimenter des appareils de mesure, des compteurs, des relais et autres appareils analogues. Ils sont utilisés pour permettre la mesure de la tension ou du courant quand ceux-ci ont une valeur trop élevée pour être mesurée directement. Ils

doivent transformer la tension ou le courant de manière proportionnelle et sans déphasage. (Voir figure III.3.).

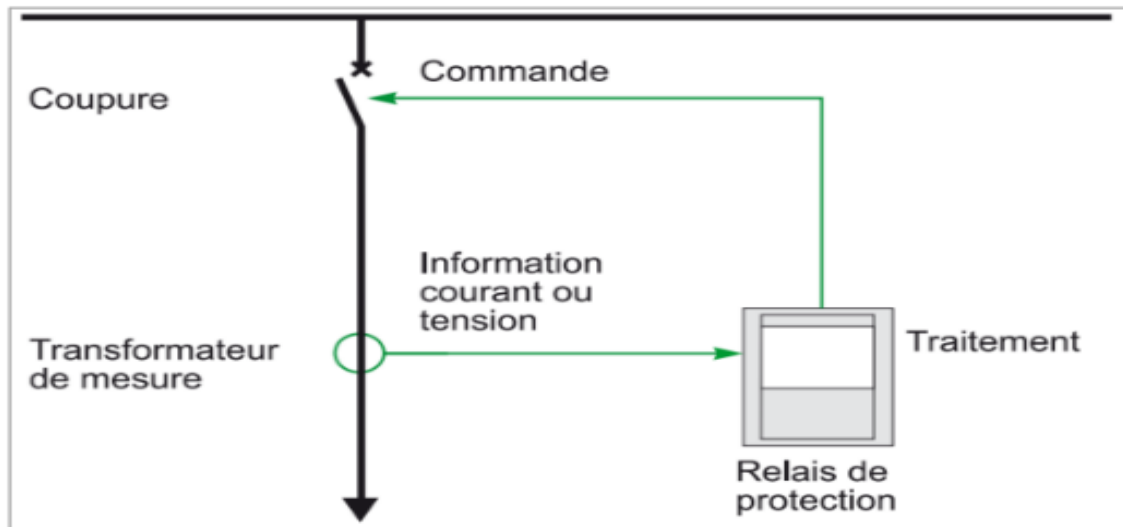


Figure III.3. Exemple de l'utilisation de transformateur de mesure

III.4.2.1) - Transformateur de courant

III.4.2.1.1) -Définition

Selon la commission électrotechnique internationale (C.E.I), un transformateur de courant est un transformateur de mesure dans lequel le courant secondaire est, dans les conditions normales d'emploi, pratiquement proportionnel au courant primaire et déphasé par rapport à celui-ci d'un angle approximativement nul pour un sens approprié des connexions".

La notion de transformateur de courant est un abus de langage, mais elle a été popularisée dans l'industrie. L'expression « transformateur d'intensité » est sans doute plus exacte. On utilise fréquemment les abréviations TC ou TI.

III.4.2.1.2) - Fonction

Les transformateurs de courant utilisés permettent de réduire le niveau des courants de milliers d'Ampère vers des sorties standards de 5A ou 1A. Durant le défaut, le niveau du courant du transformateur augmente qui rend leur choix critique pour un fonctionnement correct du relais. Avec cette image de l'intensité, le relais élabore à son tour un ordre de déclenchement en fonction du type de protection qu'il réalise et des valeurs auxquelles il a été préréglé (seuil, temporisation). Cet ordre est transmis à un ou plusieurs appareils de coupure (disjoncteur, contacteur, interrupteur) (voir Figure III.4). Suivant le type de protection à réaliser, les TC sont associés et utilisés selon des schémas différents, ils peuvent être isolés ou

intégrées dans le disjoncteur. Réservé à des applications spécifiques comme la mesure de courants continus [19].

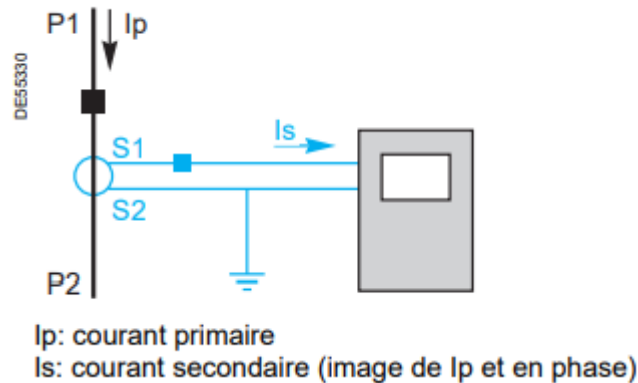


Figure III.4. Transformateur de courant [32]

III.4.2.2) - Transformateur de Tension

III.4.2.2.1) -Définition

Selon la définition donnée par la commission électrotechnique internationale (C.E.I), un transformateur de tension ou potentiel est un « transformateur de mesure 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, pour un sens approprié des connexions ». On utilise aussi le terme transformateur de potentiel (TP). Il s'agit donc d'un appareil pour mesure de fortes tensions électriques. 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, qui eux sont prévus pour mesurer des tensions de l'ordre de la centaine de volts.

III.4.2.2.2) –Fonction

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 ou TP) sont constitués de deux enroulements, primaire et secondaire, couplés par un circuit magnétique, les raccordements peuvent se faire entre phases ou entre phase et terre (Figure III.5). Avec, $m = \frac{V_2}{V_1}$: rapport de transformation de T [2].

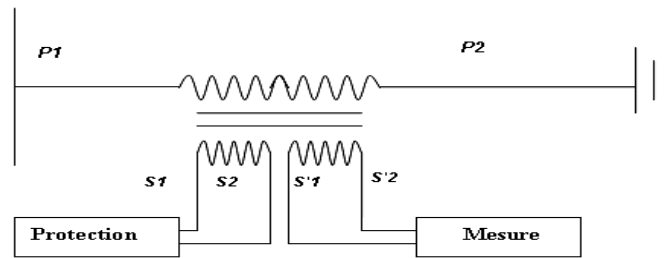


Figure II.5. Transformateur de tension avec double secondaire.

III.4.3) - Relais de protection

III.4.3.1) -Définition

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

III.4.3.2) - Principes de fonctionnement des relais de protection

Tous les paramètres d'un réseau électrique peuvent être utilisés pour sa surveillance et la détection de défauts. Il s'agit le plus souvent de mesure du courant et de la tension du réseau. En général, quand un défaut de court-circuit se produit le courant augmente et la tension baisse. A travers la variation de ces deux grandeurs, d'autres paramètres varie également et on obtient des mesures de paramètres plus complexe [13] :

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

❖ Désignation d'un relais

Un relais est désigné selon la grandeur surveillée (tension, courant, puissance, fréquence, impédance...) [15] :

- ✓ Relais a maximum de courant RMA ou TA
- ✓ Relais a maximum ou minimum de tension RMV ou TV
- ✓ Relais a minimum d'impédance RMZ ou TZ
- ✓ Relais directionnel de puissance RDW ou TLW
- ✓ Relais a minimum de réactance RMX.

III.4.3.3) - Différents types de relais

Il existe essentiellement trois classes de relais selon l'organigramme de la Figure III.6

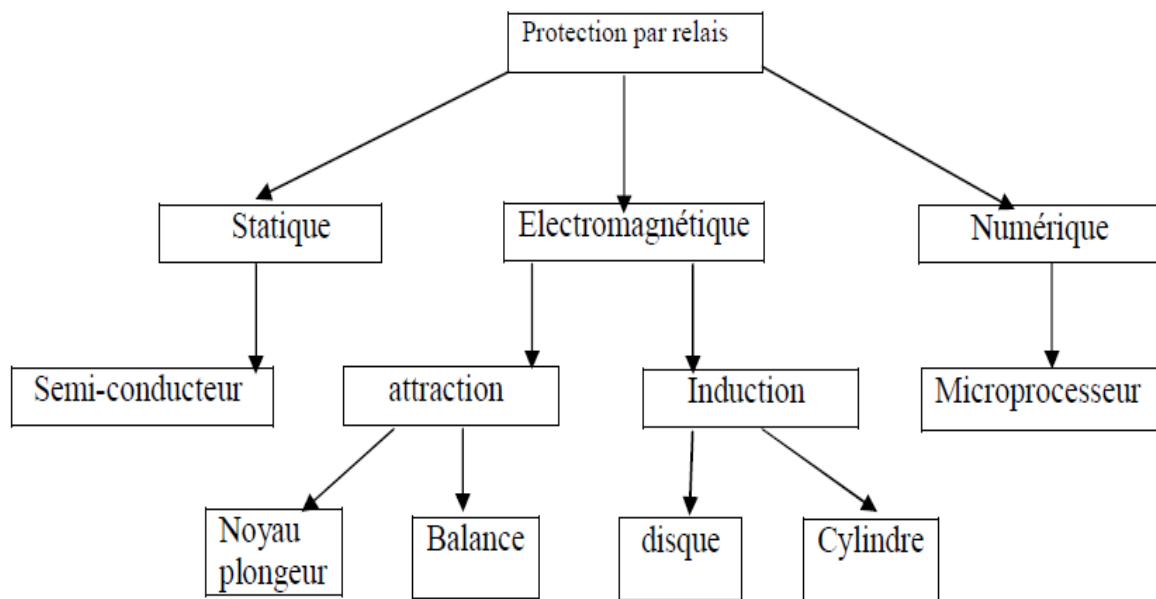


Figure III.6. Types des relais.

A) - Relais électromécaniques

Les premiers relais utilisés dans l'industrie électrique étaient des dispositifs électromécaniques. Ces relais sont basés sur le principe d'un disque d'induction actionné par des bobines alimentées par des variables électriques du réseau via des transformateurs de courant et de tension. Un ressort de rappel réglable détermine la limite de l'action du disque sur un déclencheur (points de réglage) (Figure III.7 et III .8).

Les équipements électromécaniques sont des assemblages de fonctions : détection de seuils et temporisation. Ils avaient l'avantage d'être robustes, de fonctionner sans source d'énergie auxiliaire et d'être peu sensibles aux perturbations électromagnétiques. Ces relais se démarquent par leur solidité et leur grande fiabilité, pour cette raison, leur entretien est minime. Ils sont réputés pour leur fiabilité dans les environnements de travail les plus délicats. Il est néanmoins souhaitable de les contrôler régulièrement, et la périodicité d'inspection dépend des conditions d'exploitation [2],[16] .

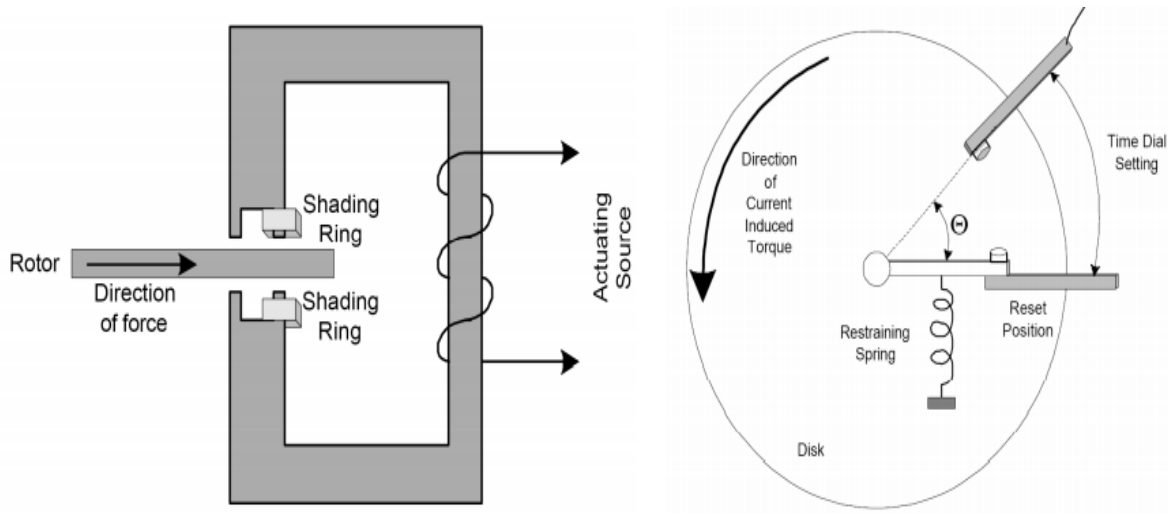


Figure. III.7. Relais électromagnétique à induction par disque simple.

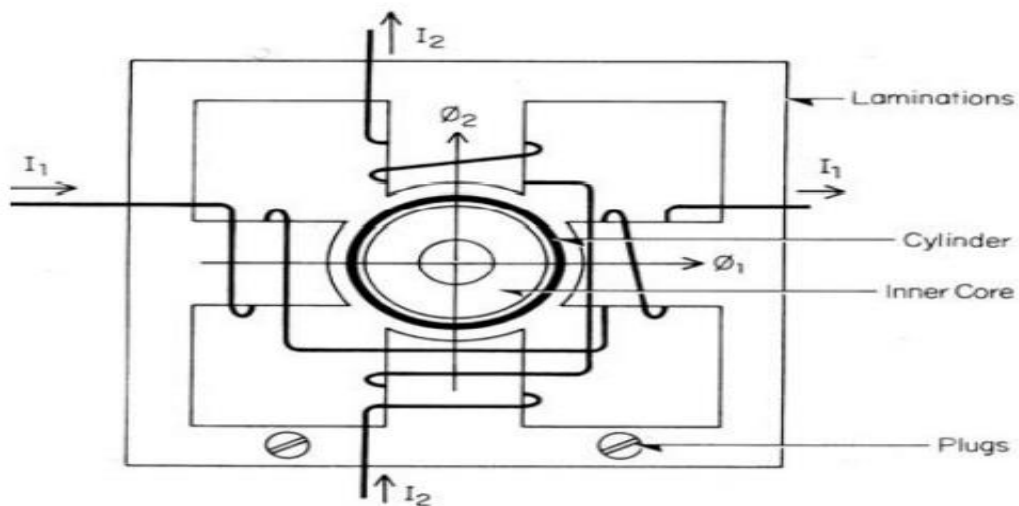


Figure. III.8. Relais électromagnétique à induction par disque cylindrique.

Inconvénients

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

➤ A cause de ces inconvénients, ce type de protection tend à disparaître à l'heure actuelle.

B) - Relais statiques

Le développement de l'électronique a poussé les protections vers l'utilisation des composants électroniques discrets et les relais statiques. Les relais statiques sont des dispositifs à semi-conducteur composés de composants électroniques comme les résistances, les diodes, les transistors etc. Ces relais n'ont pas des pièces mobiles qui les rendent plus légers et plus petit que les relais électromagnétiques ils sont basées sur le principe de la transformation de variables électriques du réseau, fournies par des transformateurs de courant et de tension, en signaux électriques de faible voltage qui sont comparés à des valeurs de référence (voir Figure III.9) [2], [16].

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

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



Figure III.9. Relai statique marque Enertec-Type PSWS-1975

Inconvénients :

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

C) - Relais numériques

La protection des systèmes électriques a changé beaucoup ou la technologie numérique a fait sa place dans le domaine de la protection des systèmes électriques au début des années 1980. Avec le développement des microprocesseurs et des mémoires, les puces numériques ont été intégrées aux équipements de protection. Aujourd'hui, les relais numériques sont mis en application pour protéger presque tous les composants des systèmes électriques. Les techniques fondamentalement numériques emploient les mêmes principes qui ont été employés par les relais électromécaniques et statiques.

La protection numérique, est basée sur le principe de la transformation de variables électriques du réseau, fournies par des transformateurs de mesure, en signaux numériques de faible voltage. L'utilisation de techniques numériques de traitement du signal permet de décomposer le signal en vecteurs, ce qui autorise un traitement de données via des algorithmes de protection en fonction de la protection désirée. En outre, ils sont équipés d'un écran d'affichage à cristaux liquides sur la face avant pour le fonctionnement local (voir Figure III.10) [2] [16].



Figure.III.10. Relais SIPROTEC 7SA63 de SIEMENS et Optimho

Ces dispositifs nécessitant une source auxiliaire, offrent un excellent niveau de précision et un haut niveau de sensibilité. Ils procurent de nouvelles possibilités, comme :

- Intégration de plusieurs fonctions pour réaliser une fonction de protection

Complète dans une même unité,

- Le traitement et le stockage de données,
- L'enregistrement des perturbations du réseau (perturbographe),
- Le diagnostic des dispositifs connectés (disjoncteurs, ...etc.).

Ces modèles intègrent des possibilités d'autotest et d'autocontrôle qui augmentent leur continuité de fonctionnement tout en réduisant la durée et la fréquence des opérations de maintenance. En plus des fonctions de protection, ces équipements disposent également de fonctions complémentaires facilitant leur fonctionnement. Les liaisons séries permettent de les paramétrer depuis un micro-ordinateur et de les connecter à un système de contrôle commande au niveau local et central. Ils permettent aussi de bénéficier des récentes découvertes dans le domaine de l'intelligence artificielle, comme les réseaux neuronaux et la logique floue.

III.4.4) – Disjoncteur moyenne tension

III.4.4.1) - Définition et rôle

Selon la définition de la Commission électrotechnique internationale (C.E.I), un disjoncteur à MT est destiné à établir, supporter et interrompre des courants sous sa tension assignée (la tension maximale du réseau électrique qu'il protège) à la fois :

Dans des conditions normales de service, par exemple pour connecter ou déconnecter une ligne dans un réseau électrique, Dans des conditions anormales spécifiées, en particulier pour éliminer un court-circuit, et les conséquences de la foudre.

De par ses caractéristiques, un disjoncteur est l'appareil de protection essentiel des réseaux électrique HTA, car il est seul capable d'interrompre un courant de court-circuit et donc éviter que le matériel soit endommagé par ce court-circuit .

III.4.4.2) - Principe de fonctionnement

La coupure d'un courant électrique par un disjoncteur à MT est obtenue en séparant des courant dans un gaz (air, SF₆, etc.) ou dans un milieu isolant (par exemple à vide). Après la séparation des contacts, le courant continue de circuler à travers un arc électrique qui s'est établi entre les contacts du disjoncteur (Figure III.11). Pour les disjoncteurs à MT, le principe de coupure retenu est la coupure du courant lorsqu'il passe par zéro (ceci se produit toutes les dix millisecondes dans le cas d'un courant alternatif à 50 Hz). En effet, c'est à cet instant que la

puissance qui est fournie à l'arc électrique par le réseau est minimal (cette puissance fournie est même nulle à l'instant où la valeur instantanée du courant est nulle) [20].

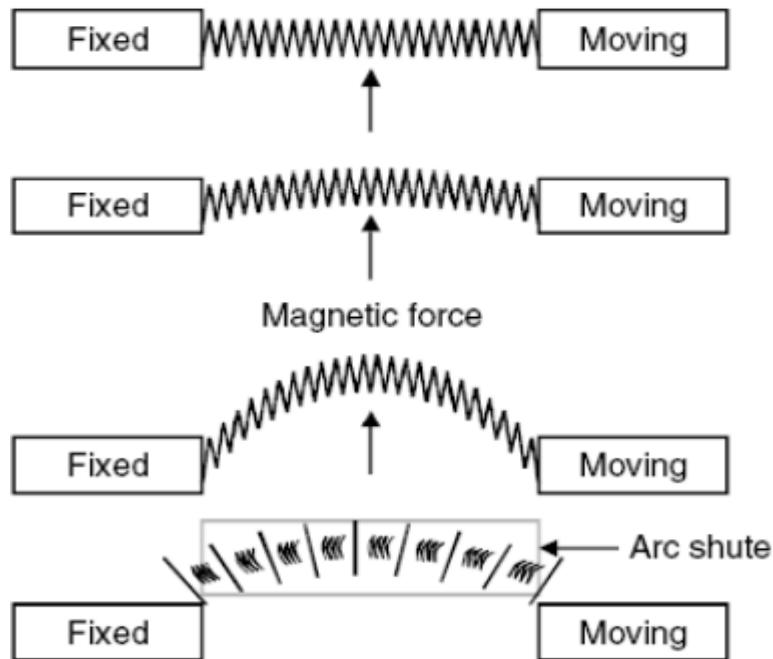


Figure. III.11. Arc électrique entre les contacts d'un disjoncteur MT

III.4.4.3) - Différentes techniques de coupure d'arc électrique

Les disjoncteurs moyenne tension peuvent être :

A) -Disjoncteur à huile

La coupure dans l'huile s'est imposée en haute tension après avoir été développée en moyenne tension (ou Haute tension A). Sous l'action de l'arc électrique, l'huile est décomposée, plusieurs types de gaz sont produits (essentiellement de l'hydrogène et de l'acétylène) lors de cette décomposition. L'énergie de l'arc est utilisée pour décomposer et évaporer l'huile, ceci permet de refroidir le milieu entre les contacts et par suite d'interrompre le courant à son passage par zéro (voir Figure III.12). Les disjoncteurs à huile ont été utilisés principalement pour les tensions de 5 à 30 kV [21].

- Disjoncteurs à faible volume d'huile.
- Disjoncteurs à grand volume d'huile.

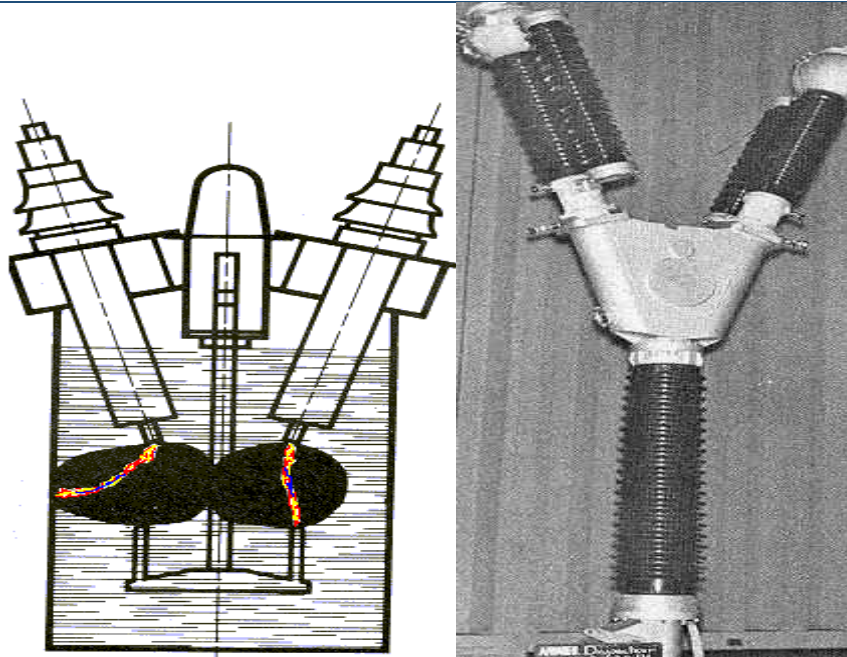


Figure. III.12. Chambre de coupure d'un disjoncteur à coupure dans l'huile.

Inconvénients

- Dimensions plus grandes.
- Pouvoir de coupure influencée par la présence des cloisons métalliques de la cellule contenant l'appareil et par l'humidité de l'air.
- Coût et bruit.

Cette technique de coupure a été très employée dans tous les domaines, du transport et de la distribution d'énergie électrique. Progressivement, elle est supplantée par les techniques de coupure dans le vide et dans le SF6.

B) - Disjoncteur à air comprimé

L'air comprimé est utilisé pour assurer les fonctions suivantes :

- Refroidissement et allongement de l'arc, Entraînement des particules ionisées,
- Après passage à zéro du courant, refroidissement de la colonne ionisée résiduelle et entraînement des particules ionisées restant dans l'espace entre contacts,
- Après l'extinction de l'arc, apparition d'une rigidité diélectrique élevée, d'autant plus élevée que la pression d'air est importante (Figure III.13).

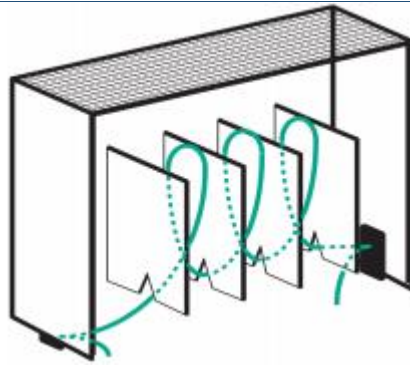


Figure. III.13. Chambre de coupure d'un disjoncteur à coupure dans l'air

Inconvénients

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

C) - Disjoncteur à gaz SF6

La mise au point de nouvelles générations de disjoncteur SF 6 (hexafluorure de soufre) très performantes a entraîné dans les années 1970 la suprématie des appareils SF6 dans la gamme 7,2 kV à 245 kV. Sur le plan technique, plusieurs caractéristiques des disjoncteurs SF6 peuvent expliquer leur succès [22] :

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

D) - Disjoncteur à vide

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

Tous les constructeurs ont été confrontés aux mêmes exigences :

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

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

III.4.5) - Fusible moyenne tension

Les fusibles moyenne tension offrent une protection des dispositifs de distribution moyenne tension contre des effets dynamiques et thermiques causés par les courts-circuits plus élevés que le courant minimal de coupure du fusible. Étant donné leur faible coût d'acquisition et ne nécessitant aucune maintenance, les fusibles moyenne tension sont une excellente solution pour la protection de différents types de dispositifs de distribution [2] :

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

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

Inconvénients

Il présente un certain nombre d'inconvénients qui limitent son utilisation :

- Ils exigent malheureusement d'être remplacés après chaque fonctionnement ;
- En régime triphasé, ils n'éliminent que les phases parcourues par un courant de défaut, ce qui peut présenter un danger pour le matériel et le personnel ;
- Leur calibre doit être bien adapté pour éviter un fonctionnement intempestif en cas de surcharge momentanée.

Les fusibles peuvent être associés à des interrupteurs ou à des contacteurs avec lesquels ils constituent des combinés capables d'assurer automatiquement la coupure des phases saines lors du fonctionnement de l'un d'eux de façon à éviter la marche monophasée dangereuse.

III.5)-Différents types de protection électriques

III.5.1) -Zone de protection

En plus des performances que doivent avoir les relais de protection, il faut savoir les placer correctement pour les rendre plus efficaces. Pour atteindre cet objectif, on découpe le réseau industriel en zones délimitées par les positions des organes de coupure (Figure III.14) montre une disposition caractéristique des zones de protection, correspondant respectivement à des sections de ligne, des jeux de barres, des transformateurs des machines. Ces zones se recouvrent pour ne laisser aucun point de l'installation sans protection [23].

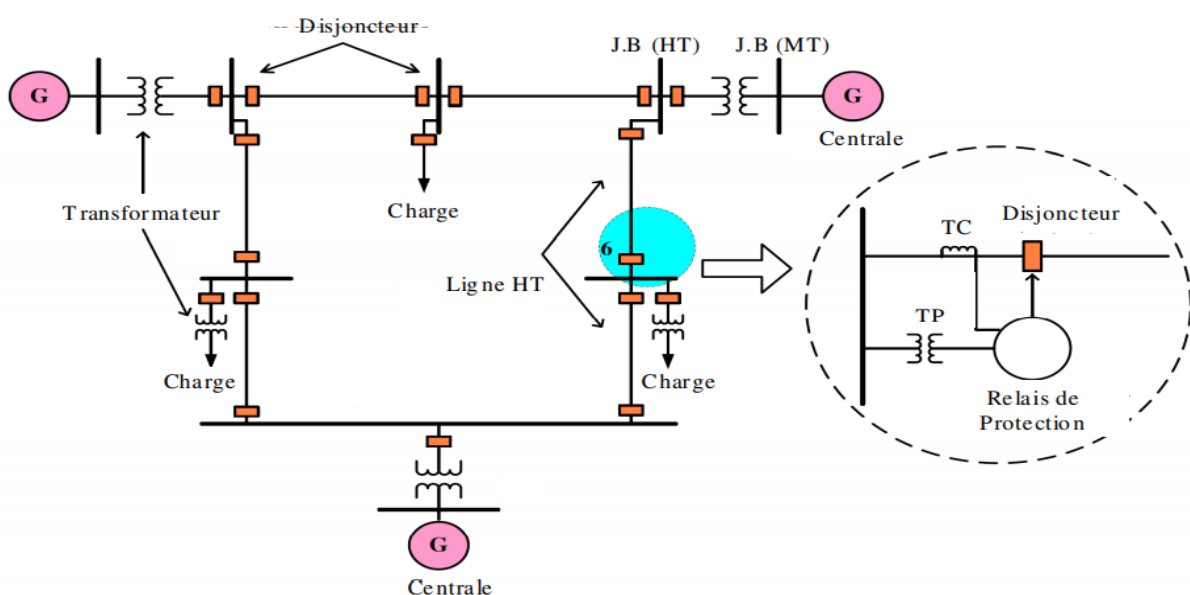


Figure III.14. Zones de protection d'un réseau électrique.

III.5.2) -Principes du plan de protection

III.5.2.1) -Objectifs

Il doit permettre la sélection et l'élimination des défauts d'isolement de toutes formes. Il ne saurait tenir lieu de protection de surcharge. Il doit permettre de distinguer l'élément défectueux parmi les éléments de réseaux suivants :

A- Protections principales

Ces protections sont organisées en trois niveaux en cascade :

- les départs HTA ;
- les arrivées HTB alimentant les jeux de barres HTB ;
- les liaisons entre transformateurs HTB/HTA et arrivées HTB.

B- Autres protections

De plus, il faut ajouter :

- les protections contre les défauts résistants ;
- les protections des tableaux HTA ;
- les protections internes du transformateur HTB/HTA ;
- l'élimination des défauts par le fonctionnement du disjoncteur shunt.

III.5.3) - Protection des Transformateurs HTB / HTA

III.5.3.1) - Introduction

Un transformateur est une machine statique destinée à transformer un courant alternatif donnée 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. Il est l'équipement le plus important dans un poste de transport. Son coût est extrêmement élevé et son immobilisation en cas d'incident est toujours très longue. Pour cette raison, il doit être envisagé de sorte à réduire au maximum l'effet des éventuels incidents. Ceci peut s'effectuer via un système de protection très sophistiqué.

III.5.3.2) - Principe de fonctionnement de transformateur

Il existe plusieurs façons de connecter les enroulements, pour les transformateurs triphasés de puissance, on rencontre surtout les couplages étoile-étoile et étoile-triangle. 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.

Le transformateur est un élément particulièrement important d'un réseau. Il est nécessaire de le protéger efficacement contre tous les défauts susceptibles de l'endommager qu'ils soient **internes** ou **externes**.

III.5.3.3) - Protection externe [2][24-25]**III.5.3.3.1) - Protection à maximum de courant phase**

Le transformateur HTB/HTA sera en général protégé par deux protections à maximum de courant, Protection coté haute tension (HTB) et Protection coté moyenne tension (HTA).

A) - Protection à maximum de courant coté HTB

C'est une protection contre les surcharges du transformateur et constitue, dans les limites de son réglage, une réserve aux protections maximum de courant coté HTA, un seuil d'intervention à temps constant, et devra être réglée comme suit :

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

Où, I_{n1} : est le courant nominal du transformateur côté HT.

B) - Protection à maximum de courant côté HTA

C'est une protection contre les surcharges du transformateur et constitue, dans les limites de son réglage, une réserve aux protections de ligne MT.

Elle sera à un seuil d'intervention à temps constant, et devra être réglée comme suit :

$$I_{\text{réglage}} = 1,3 - 1,4 \cdot I_{n2} \quad \text{Temps} = 2,0\text{sec}$$

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

Le choix du temps d'intervention est déterminé aussi bien par l'impératif d'assurer la sélectivité avec la protection de la ligne MT que par la nécessité de permettre la surcharge du transformateur durant de courts laps de temps, suffisants à l'accomplissement des transferts de charge.

III.5.3.3.2) - Protection de neutre HTA

La protection coté haute tension sera à deux seuils d'intervention à temps constant. Le premier seuil devra être réglé à :

$$I_{\text{réglage}} = 2 - 3 \cdot I_{n1} \quad \text{Temps} = 0,8\text{sec}$$

Si on a un seul disjoncteur en aval du disjoncteur au départ MT.

Où : $t = 0,5\text{sec}$, si on n'a aucun disjoncteur en aval,

I_{n1} : est le courant nominal du transformateur côté HT.

Il est réglé de façon à intervenir pour des courts-circuits intéressant le transformateur, tout en gardant la sélectivité avec les lignes MT.

Il constitue aussi la réserve de la protection de la ligne dans les limites permises par son réglage.

Le second seuil devra être réglé à :

$$1,3 \cdot S_{nT} \cdot \frac{100}{\sqrt{3}} \cdot V_{n1} \cdot V_{cc} \quad \text{Temps} = 0,0\text{sec}$$

Où, 1,3 : Coefficient d'insensibilité au défaut MT,

S_{nT} : Puissance nominale du transformateur en VA,

V_{cc} : Tension de court-circuit du transformateur en %,

V_{n1} : Tension composée nominale du transformateur côté HT en Volte,

I_{n1} : Courant nominal du transformateur côté HT en Ampère.

Le deuxième seuil, côté HT, a pour but d'éliminer rapidement les courts-circuits sur le primaire du transformateur et son courant d'intervention est tel qu'il n'est pas sensible aux courts-circuits dans la tranche MT.

Ces relais est prévu pour assurer la protection de la liaison reliant les bornes transformatrices et les barres MT contre les défauts à la terre. Il réalise aussi le secours du seuil homopolaire des protections des départs MT. Le réglage de cette protection est choisi inférieur au courant de réglage homopolaire du départ MT le plus bas réglé.

$$I_{\text{réglage}} = 0,95 \cdot I_{RH} \quad \text{Temps} = T_{MT} + \Delta \cdot T$$

Avec :

I_{RH} : Le courant du départ le plus bas réglé,

T_{MT} : Temporisation la plus élevée sur les départs MT.

L'action de cette protection est instantanée. Son seuil de fonctionnement est choisi égal à 5 % du courant de défaut monophasé au primaire du transformateur (coté HT).

$$I_{\text{réglage}} = 0,05 \cdot I_{cc\text{-}mono} \quad \text{Temps} = 0\text{sec}$$

III.5.3.3.3) -Protection différentielle

La protection différentielle est obtenue par la comparaison de la somme des courants primaires la somme des courants secondaires. L'écart de ces courants ne doit pas dépasser une valeur i_0 pendant un temps supérieur à t_0 , au-delà il y a déclenchement.

La protection différentielle transformateur est une protection principale aussi importante que les protections internes transformateur. Cette protection à une sélectivité absolue, il lui est demandé, en plus, d'être très stable vis-à-vis des défauts extérieurs.

Le principe de fonctionnement de la protection est basé sur la comparaison des courants rentrants et des courants sortants du transformateur.

Cette protection s'utilise :

- Pour détecter des courants de défaut inférieurs au courant nominal,
- Pour déclencher instantanément puisque la sélectivité est basée sur la détection et non sur la temporisation.

La stabilité de la protection différentielle est sa capacité à rester insensible s'il n'y a pas de défaut interne à la zone protégée même si un courant différentiel est détecté :

- Courant magnétisant de transformateur,
- Courant capacitif de ligne,
- Courant d'erreur dû à la saturation des capteurs de courant.

A) - Protection différentielle à haute impédance

La protection différentielle à haute impédance est connectée en série avec une résistance (R_s) de stabilisation dans le circuit différentiel (Figure III.15).

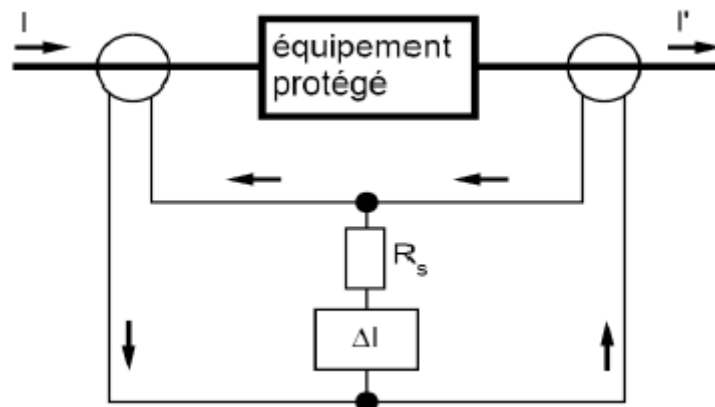


Figure. III.15. Schéma de protection différentielle à haute impédance.

B) - Protection différentielle à pourcentage

La protection différentielle à pourcentage (Figure III.16) est connectée indépendamment aux circuits des courants I et I' . La différence des courants ($I - I'$) est déterminée dans la protection, et la stabilité (1) de la protection est obtenue par une retenue relative à la mesure du courant traversant $(I + I') / 2$.

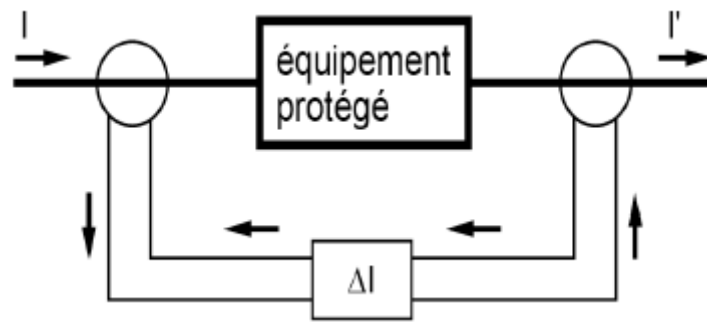


Figure. III.16. Schéma de protection différentielle à pourcentage.

B) - Réglage de relais de protection

D'une façon générale, plusieurs paramètres sont à l'origine de l'existence d'un courant différentiel circulant dans le relais en régime de fonctionnement à vide ou en charge d'un transformateur :

- Les rapports de transformation,
- Le couplage des enroulements,
- Le courant à vide,
- Les erreurs des transformateurs de courant.

Avec tous ces paramètres, il est impossible d'obtenir un courant différentiel nul, c'est la raison pour laquelle on adopte des protections différentielles à pourcentage sur les transformateurs. Le courant différentiel limite de fonctionnement peut être réglé entre 20 % et 50 % du courant nominal de la protection (Figure III.17).

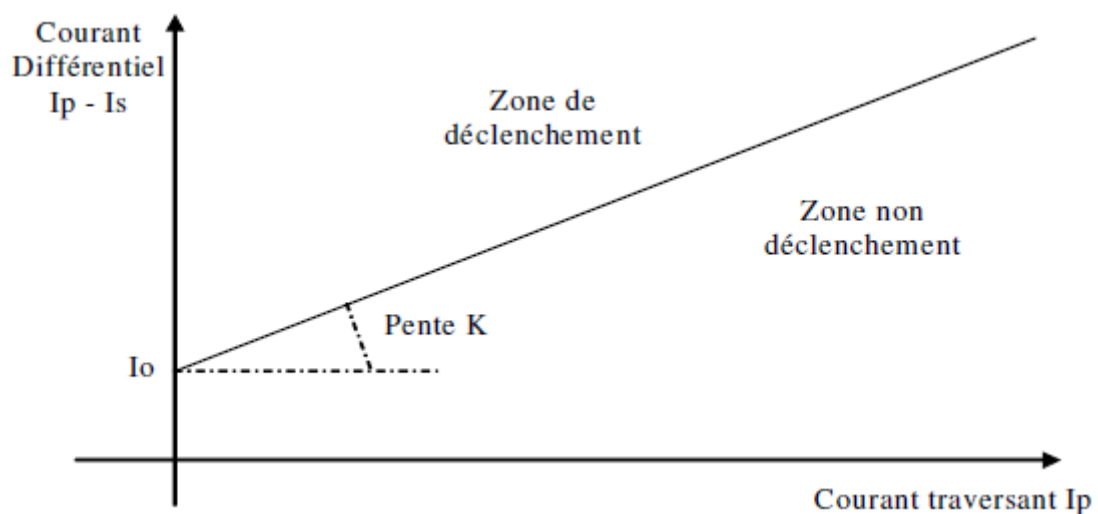


Figure. III.17. Courbe de déclenchement de la protection différentielle.

III.5.3.3.4) - Protection contre la surtension

Le rôle des parafoudres et des éclateurs de protection est de protéger le transformateur contre les surtensions excessives dont l'origine peut être :

- _ Soit les manœuvres de disjoncteurs dans des circonstances particulières,
- _ Soit les coups de foudre en ligne,
- _ Soit un défaut d'isolement en ligne etc.

Les parafoudres doivent être choisis, ou l'écartement des éclateurs réglé, de façon telle que la tension maximale qui atteint le transformateur soit, au plus, égale à 80% de la tension d'essai correspondante.

Leur efficacité n'est garantie que s'ils sont placés à proximité immédiate du transformateur à protéger : les éclateurs sont généralement disposés sur les traversées elles-mêmes du transformateur, les parafoudres sont parfois accrochés à la cuve du transformateur.

Dans le cas contraire, en effet, des réflexions d'ondes sur les lignes avec formation de nœuds et ventres peuvent réduire très sensiblement leur efficacité. Les éclateurs de protection sont moins fidèles que les parafoudres, en ce sens que la dispersion des tensions d'amorçage en fonction des conditions atmosphériques, ou de la forme de l'onde, est bien supérieure à celle des parafoudres. En outre, un arc amorcé entre les électrodes d'un éclateur ne s'éteint pas toujours de lui-même lorsque la tension appliquée redevient normale. Les éclateurs doivent donc être utilisés conjointement avec un dispositif de protection contre les défauts la terre extérieure à la cuve du transformateur.

III.5.3.4) - Protection interne [24] [26]**III.5.3.4.1) - Protection par Buchholz**

Les arcs qui prennent naissance à l'intérieur de la cuve d'un transformateur décomposent certaine quantité d'huile et provoquent un dégagement gazeux. Les gaz produits montent vers la partie supérieure de la cuve de transformateur et de là vers le conservateur à travers un relais mécanique appelé relais Buchholz (Figure III.18). Ce relais est sensible à tout mouvement de gaz ou d'huile. Si ce mouvement est faible, il ferme un contact de signalisation (alarme Buchholz). Par ailleurs, un ordre de déclenchement est émis au moyen d'un autre contact qui se ferme en cas de mouvement important. Les gaz restent enfermés à la partie supérieure du relais, d'où ils peuvent être prélevés, et leur examen permet dans une certaine mesure de faire des hypothèses sur la nature de défauts :

- Si les gaz ne sont pas inflammables on peut dire que c'est l'air qui provient soit d'une poche d'air ou de fuite d'huile.
- Si les gaz s'enflamment, il y a eu destruction des matières isolantes donc le transformateur doit être mis hors service.

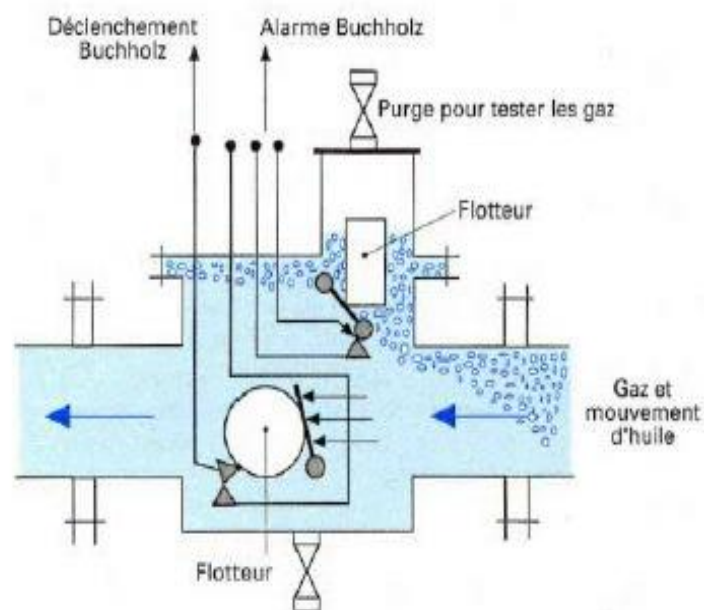


Figure. III.18 - Relais Buchholz.

Cette protection sera à deux niveaux pour le transformateur : le premier donnera un signal **d'alarme**, le second un signal de **déclenchement**.

Les arcs qui prennent naissance à l'intérieur de la cuve d'un transformateur décomposent une certaine quantité d'huile et provoque un dégagement gazeux dont le volume est supérieur à celui de l'huile décomposée,

- Les gaz produits montent vers la partie supérieure de la cuve du transformateur et de là, vers le conservateur.
- Pour déceler le dégagement gazeux, on intercale sur la canalisation reliant la cuve au conservateur un relais BUCHOLZ.
- Pour le régulateur en charge il est prévu un seul niveau qui donnera un signal de déclenchement.
- Le gaz qui s'est accumulé dans la cloche du relais peut être récupéré et analysé, ce qui permet d'obtenir des indications sur la nature et l'emplacement du défaut. Il existe trois niveaux d'analyse.
- Analyse visuelle, si le gaz est :
 - Incolore : c'est de l'air. On purge le relais et on remet le transformateur sous tension,
 - Blanc : c'est qu'il y a échauffement de l'isolant,
 - Jaune : c'est qu'il s'est produit un arc contournant une cale en bois,
 - Noir : c'est qu'il y a désagrégation de l'huile.

III.5.3.4.2) - Protection masse cuve

Une protection rapide, détectant les défauts internes au transformateur, est constituée par le relais de détection de défaut à la masse de cuve (Figure. III.19). Pour se faire, la cuve du transformateur, ses accessoires, ainsi que ses circuits auxiliaires doivent être isolés du sol par des joints isolants. La mise à la terre de la cuve principale du transformateur est réalisée par une seule connexion courte qui passe à l'intérieur d'un TC tore qui permet d'effectuer la mesure du courant s'écoulant à la terre.

Tout défaut entre la partie active et la cuve du transformateur est ainsi détecté par un relais de courant alimenté par ce TC. Ce relais envoie un ordre de déclenchement instantané aux disjoncteurs primaires et secondaires du transformateur.

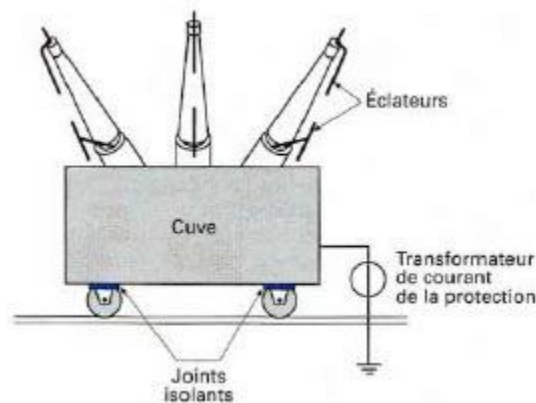


Figure. III.19. Protection masse cuve.

Une protection de cuve sera prévue contre les défauts à la terre qui se produisent à l'intérieur du transformateur. La cuve du transformateur doit être isolée de la terre. La protection de cuve (Fig. III.20) est constituée par un relais à maximum de courant, alimenté par un TC du genre tore dont le primaire est une jonction visible et continue entre la cuve du transformateur et le réseau de terre.

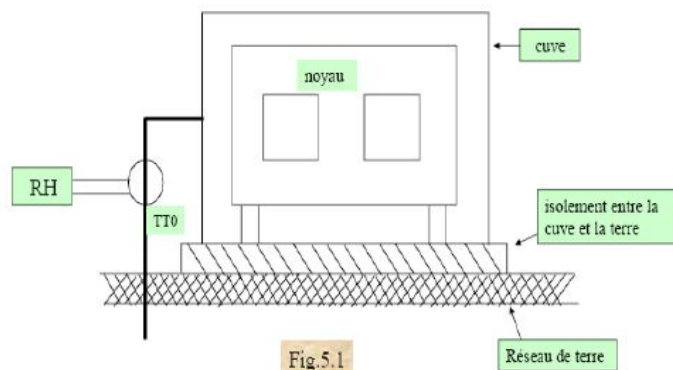


Figure. III.20. Placement de TC tore.

Remarque : Les transformateurs dotés d'une protection différentielle ne sont pas équipés en protection masse cuve.

III.5.3.4.3) - Protection thermique

Elle est utilisée pour protéger les machines (moteur, alternateur et le transformateur de puissance) contre les surcharges. Pour détecter l'existence d'une surcharge, elle fait une estimation de l'échauffement des bobines primaire et secondaire à protéger à partir de la mesure du courant.

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.

L'apport calorifique par effet de Joule $R \cdot I^2 \cdot dt$ est égale à la somme de (Figure III.21) :

- 1- L'évacuation thermique de transformateur par convection avec le milieu extérieur (T_e),
- 2- La quantité de chaleur emmagasinée (T_i) par le transformateur par élévation de sa température.

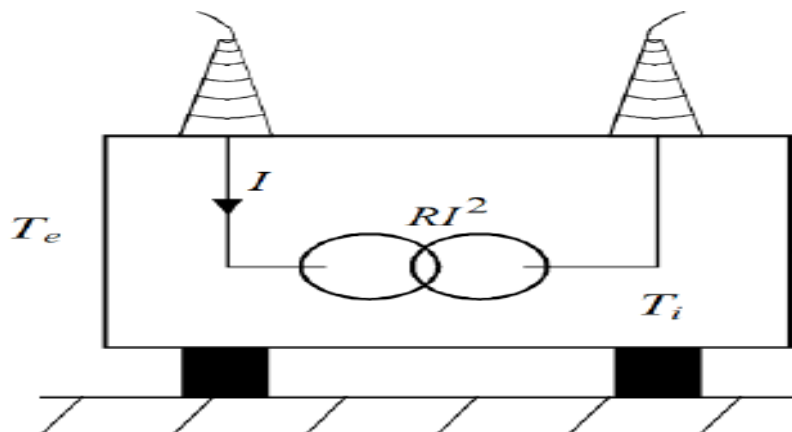


Figure. III.21. Différentes températures au transformateur.

III.5.3.4.4) - Protection par DGPT

Le DGPT (DéTECTeur Gaz, Pression et Température) est un dispositif de protection utilisé pour les transformateurs isolement liquide. Ce dispositif détecte les anomalies au sein du diélectrique liquide telles qu'émission de gaz, élévation de pression ou de température, et provoque la mise hors tension du transformateur. Il est principalement destiné à la protection des transformateurs immergés étanches à remplissage total. Pour un défaut grave, le dégagement gazeux est recueilli en un point haut au relais, une accumulation trop importante provoque une alarme.

III.5.4) - Protection des transformateurs HTA/BT

Ce type des transformateurs est protégé par des fusibles HTA, et le choix de calibre de ces fusible suite au tableau III.1 suivant [27] :

Tension de service (kV)	Tension assignée (kV)	Puissance des transformateurs HTA/BT (kVA)											
		25	50	100	125	160	200	250	315	400	500	630	800
5,5	7,2	6,3	16	16	31,5	31,5	31,5	63	63	63	80	100	125
10	12	6,3	6,3	16	16	16	31,5	31,5	31,5	43	43	63	80
30	36	-	-	6,3	6,3	6,3	16	16	16	16	16	31,5	31,5

Tableau.III.1. Choix de calibre de fusible HTA pour protection transformateur HTA/BT.

III.5.5) - Protection des Départs HTA [27][28]

III.5.5.1) - Protection à maximum de courant phase

Ce seuil protège la ligne contre les **surcharges inadmissibles** (Première seuil : $I_{ph} >$) et les **courts-circuits entre phases** (Deuxième seuil : $I_{ph} \gg$). Son réglage tient compte du courant de surcharge maximal (défini par le courant admissible des conducteurs ou par le courant de surcharge maximal des transformateurs de courant de la ligne) et du courant de défaut minimal

en bout de l'aligne (défaut biphasé). Le temps d'action de cette protection ne dépasse en aucun cas 1 seconde .

$$I_{srcharge} < I_{cc\ min}$$

$$\text{Temps (MT)} \leq 1\text{sec}$$

A) - Protection à temps indépendant

La temporisation est constante, elle est indépendante de la valeur du courant mesuré, le seuil de réglage sont généralement réglables par l'utilisateur [29] (Figure III.22).

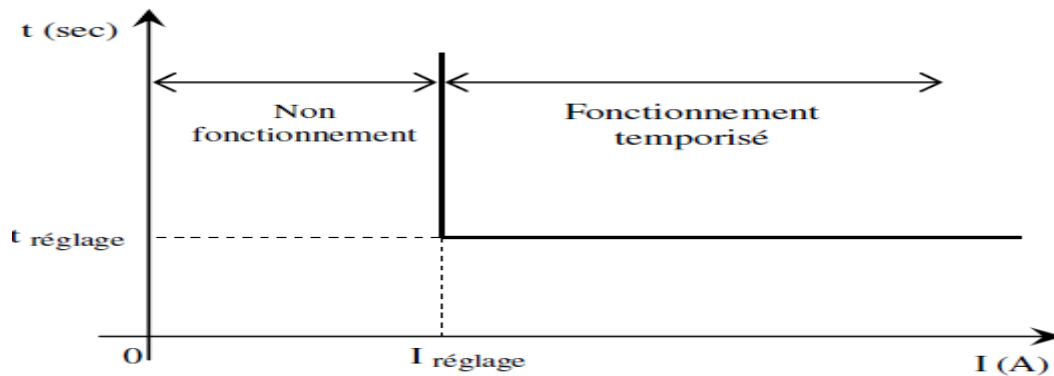


Figure III.22. Protection à maximum de courant à temps Indépendant.

B) - Protection à temps dépendant

La temporisation dépend du rapport entre le courant mesuré et le seuil de fonctionnement. Plus le courant est élevé et plus la temporisation est faible (Figure III.23). Elles définissent plusieurs types : à temps inverse, très inverse, et extrêmement inverse. Pour une temporisation réglée à 1 seconde le courant de déclenchement est $10 \times I_s$ [29].

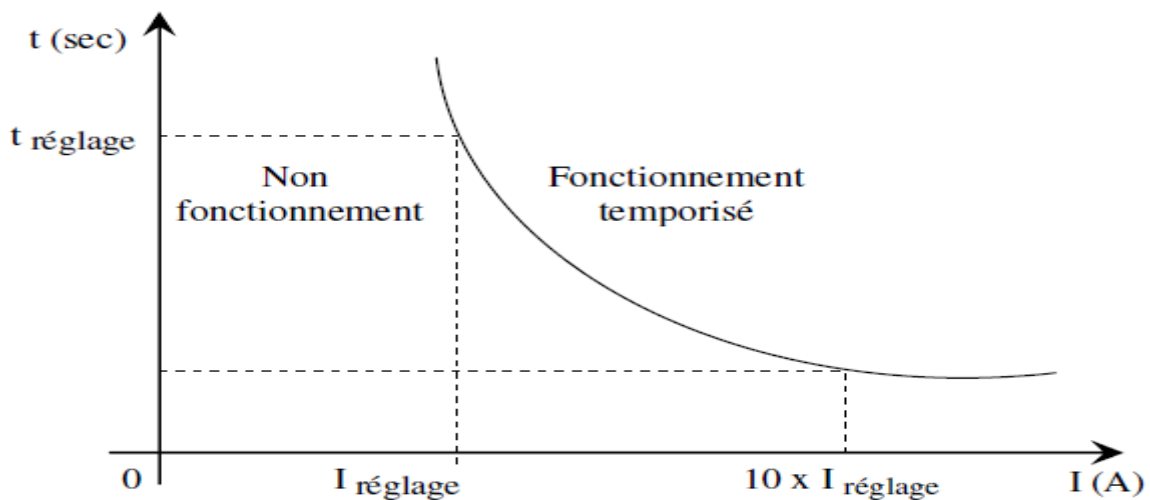


Figure III.23. Protection à maximum de courant à temps dépendant.

III.5.5.2) - Protection de maximum de courant homopolaire

Cette protection protège le départ contre les **défauts à la terre**. Le courant résiduel qui caractérise le courant de défaut à la terre est égale à la somme vectorielle des 3 courants de phase. Le courant résiduel est égal à 3 fois le courant homopolaire I_0 .

$$I_{rsd} = 3 \cdot I_0 = I_1 + I_2 + I_3 \dots\dots\dots\text{III.1}$$

Il y a deux méthodes pour caractériser le courant résiduelle :

- _ Par la mesure directe sur le TC tore,
- _ Par le calcul à partir de trois TC phase

Le réglage est choisi de façon à rester insensible au courant capacitif circulant dans le neutre lors des défauts proches sur les autres départs du poste. Il doit pouvoir détecter le courant de court-circuit minimal. Sa temporisation est commune au seuil violent du courant de phase. Elle est généralement très basse.

$$I_{C0} < I_{\text{réglage}} < I_{CC \text{ min}} \quad \text{Temps (MT)} \leq 1\text{sec}$$

Avec,

I_{C0} : c'est le courant capacitif du départ.

La composante homopolaire de la tension et du courant d'un système triphasé (a, b et c) se calcule grâce à la matrice de **Fortescue** :

$$\begin{cases} V_0 = \frac{1}{3} \cdot (V_a + V_b + V_c) \\ I_0 = \frac{1}{3} \cdot (I_a + I_b + I_c) \end{cases} \dots\dots\dots\text{III.2}$$

Ainsi d'un système équilibré : $V_0 = 0$ et $I_0 = 0$.

Le courant de neutre $I_n = (I_a + I_b + I_c)$ dans un branchement étoile d'une charge est donc lié au courant homopolaire par la relation : $I_n = 3 \cdot I_0$.

III.5.5.3) - Protection de terre résistant

Cette protection est destinée à protéger les lignes moyenne contre les courts-circuits à la terre avec résistance très résistant d'ordre 11 KVen 10 KV et 35 KV en 30 kV, c'est une protection **centralisée** et **non sélective** [30].

$$I_{\text{réglage}} = 5A \quad \text{Temps} = 5\text{sec}$$

III.5.5.4) - Automate de réenclencheur

La plupart des défauts dans les réseaux de distribution MT aérien sont du type défaut fugitif, afin de limiter la durée de la coupure d'électricité des clients au minimum, les différents automates de reprise de service (réenclencher) sont installés sur les départs. Sur les départs aériens du réseau de distribution MT issue d'un poste source, on peut trouver un disjoncteur commandé par un dispositif de réenclenchement triphasé avec les cycles rapide et lent (Fig. III.24). L'instruction d'action de réenclencher est automatiquement effectuée selon les étapes consécutives ci-dessous (Figure III.24) [2] :

- **Cycle rapide** : c'est le cycle de déclenchement ré-enclenchement triphasé rapide. 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 dés ionisation de l'arc électrique. Si le défaut est éliminé après un cycle rapide, il est de type défauts fugitifs.

- **Cycles lents** : si le défaut réapparaît après la fermeture du disjoncteur à la fin du cycle rapide, on effectue automatiquement un cycle de déclenchement-ré enclenchement triphasé lent. Un deuxième déclenchement a lieu 500 ms après la réapparition du défaut. La durée de coupure est de 15 à 30 secondes. Ce cycle peut être suivi d'un deuxième cycle analogue ; c'est le cas général lorsqu'il est fait usage d'interrupteurs aériens à ouverture dans le creux de tension (IACT). Si le défaut est éliminé après les cycles lents, il est de type défauts semi permanents.

- **Déclenchement définitif** : si le défaut persiste encore après des cycles de réenclenchement (cycle rapide, 1 ou 2 cycles lents), c'est un défaut permanent. Le disjoncteur est déclenché après 500 ms jusqu'à la fin de l'intervention nécessaire.

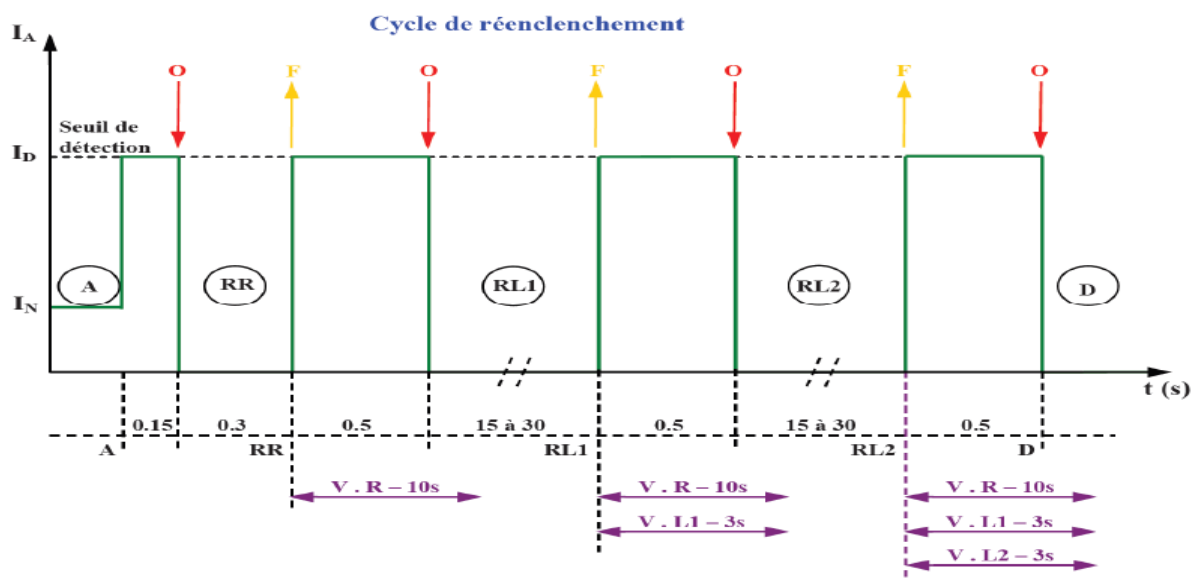


Figure. III.24. Diagramme des cycles de réenclencheur.

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,

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.

III.6) - Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté une description des concepts de bases d'un système de protection au niveau des réseaux de distribution moyen tension ainsi que les éléments qui composent un système de protection et les différents types de protections.

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

Chapitre *IV*

Application sur un Réseau MT : Départ Sidi Makhlouf

IV.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 donc le calcul des courants de court-circuit est une étape préliminaire, indispensable au réglage des valeurs-seuil des relais de protection dans le réseau pour un déclenchement plus rapide. Pour un bon choix des équipements de protection il est nécessaire la connaissance des courants de défaut maximum et minimum dans le réseau afin de limiter leur destruction et prolonger leur durée de vie. Cela assure aussi la protection des personnes. A cet effet, on assiste de plus en plus à la conception d'équipements de protection avec un temps de réponse rapide. Ce chapitre est consacré à une étude pratique, concernant le calcul du courant de court-circuit du départ Sidi Makhoulouf 30kV. On se basant sur les formules de calcul des défauts de court-circuit et on les comparer avec celles ces de l'essai.

IV.2) - Caractéristiques du départ Sidi Makhoulouf 30 KV

Départ 30 kV SIDI Makhoulouf (départ aérien-souterrain) issu au poste source 220/60/30 kV Laghouat, il est caractérisé par :

- Tension composée nominale : $U = 30 \text{ KV}$.
- Câble aérienne Section : $S = 93,3 \text{ mm}^2$, Matériaux : Aluminium.
- Résistance linéique : $R = 0,532 \text{ } \Omega/\text{km}$.
- Réactance linéique : $X = 0,10 \text{ } \Omega/\text{km}$.
- Câble souterraine Section : $S = 120 \text{ mm}^2$, Matériaux : Aluminium.
- Résistance linéique : $R = 0,334 \text{ } \Omega/\text{km}$.
- Réactance linéique : $X = 0,1 \text{ } \Omega/\text{km}$.
- Nombre Postes: Distribution publique = **89** et Abonnés = **57**.
- Courant maximal à l'état sain : $I = \mathbf{189 \text{ A}}$.
- Courant maximal à l'état secours : $I_{\text{sec}} = \mathbf{208 \text{ A}}$.
- Longueur souterraine à l'état sain : $L_s = \mathbf{10,706 \text{ Km}}$.
- Longueur aérienne à l'état sain : $L_a = \mathbf{78,60 \text{ Km}}$.
- Longueur souterraine à l'état secours : $L_{s_{\text{sec}}} = \mathbf{18,374 \text{ Km}}$.
- Longueur aérienne à l'état secours : $L_{a_{\text{sec}}} = \mathbf{18,374 \text{ Km}}$.
- Puissance de court-circuit $S_{cc} = 538 \text{ MVA}$.
- Puissance installée: **25040 KVA** .
- Puissance demandée: **12130 KVA**.

Nous avons présenté les résultats obtenus par les essais des réglages protections activés aux relais de protection électrique MT : maximum de courant homopolaire sur un départ 30 kv et confirmé par la méthode de calcul de la norme CEI 60909 [10].

IV.2.1) - Poste 60/30 kV- Laghouat

- Poste source HTB/HTA

- Caractéristiques des transformateurs HTB/HTA

Caractéristiques	60 kV	30 kV
Marque		
Type	TDLF 40 000-60 M.Cu	
Norme	IEC 76	
Année de mise en service	2016	
Fréquence	50	
Tension nominale (kV) en position 14	60	60
Puissance Apparent (MVA)		40
Tension de court-circuit (%) en position 14	11.11	10.10
Courant nominale (A) en position 14	578.03	770.71
Symbole de couplage	YN.Yn0.d.11	
Refroidissement	ONAF / ONAN	
Tension d'isolement (kV)	72,5	36
Poids total (tonne)	70,2	
Température maximale (°C)	50	

Tableau VI. 1. Caractéristiques des transformateurs HTB/HTA

- Courbe de charge départ 30 kV Sidi Makhoulouf (voir Figure IV.1).

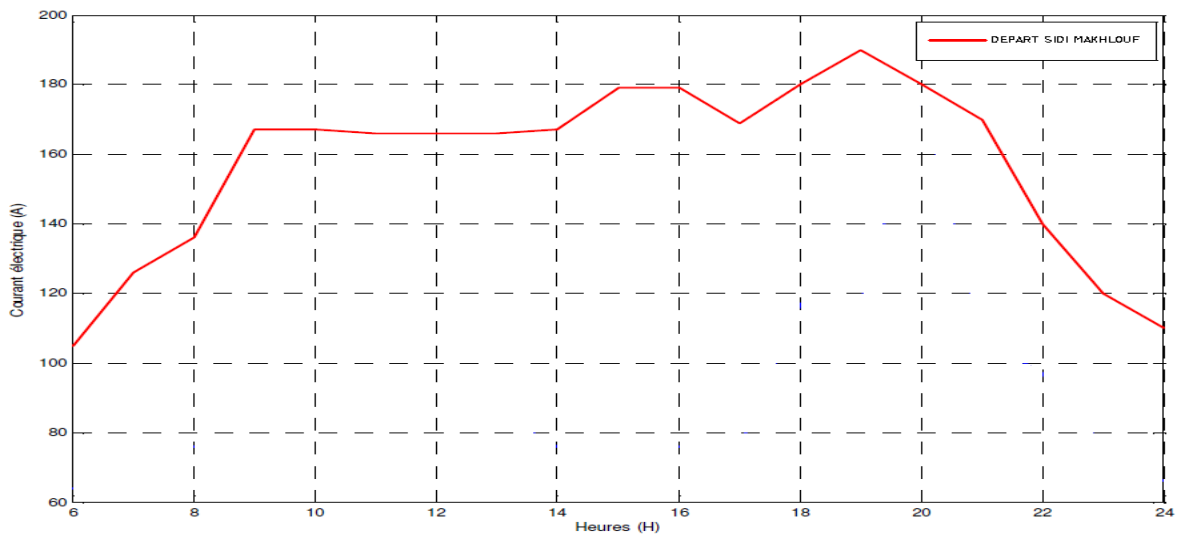


Figure. IV.1. Courbe de charge départ 30 kV Sidi Makhoulouf.

IV.3) - Calcul des différentes impédances

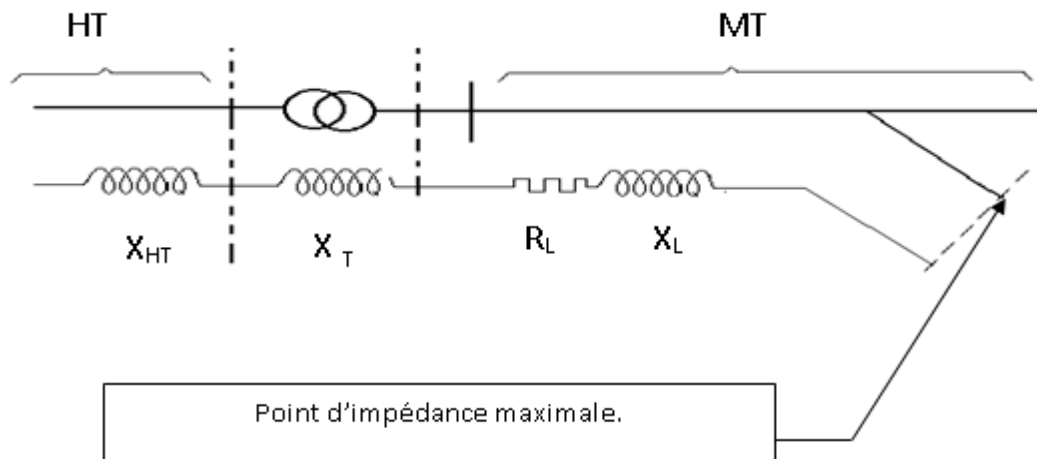


Figure. IV.2- Schéma de l'impédance équivalent du réseau.

IV.3.1) - Impédance du réseau amont

Impédance du réseau HTB ramenée en HTA, S_{cc} étant la puissance de court-circuit minimale (cas d'une seule ligne HTB en service par exemple) sur le jeu de barres HTB.

$$X_{HTB} = \frac{U_n^2}{S_{cc}}$$

IV.1

- U_n : Tension composée du réseau exprimée en kV

- S_{cc} : Puissance du court-circuit exprimée en MVA

- X_{HTB} : réactance en Ω .

Application numérique

$$X_{HTB} = \frac{U_n^2}{S_{cc}} = \frac{30^2}{538} = 1,673 \Omega$$

IV.3.2) - Impédance du transformateur HTB/HTA

En général $R_T \ll X_T$, de l'ordre de 0,2 X_T , et l'impédance interne des transformateurs peut être assimilée à la réactance X_T .

U_{cc} Tension de court-circuit (en pourcentage), S_n sa puissance nominale :

$$X_T = \frac{U_{cc}(\%) \cdot U_n^2}{100 \cdot S_n} \quad \text{IV.2}$$

- U_{cc} (%) Tension de court-circuit de transformateur exprimée en kv ;

- S_n : Puissance nominale du transformateur exprimée en MVA ;

- U_n : Tension nominale secondaire du transformateur exprimé en KV.

Application numérique

$$X_{Tr} = \frac{10.10 \cdot 30^2}{100 \cdot 40} = 2.273 \Omega$$

IV.3.3) - Impédance de la ligne

$$Z_L = R_L + j X_L$$

$$R_L = R_0 \cdot L \quad L: \text{longueur de la ligne [km]} ; R_0 : \text{résistivité électrique } [\Omega/\text{km}]$$

On peut négliger les caractéristiques électriques du câble souterrains parce que il est très court devant les lignes aériennes (10 km souterrains devant 79 km aérienne).

Nature	Section(mm ²)	R_0 à 20 ⁰ (Ω/Km)	$R_0 + x \cdot \tan \phi$ (Ω/Km)	I_{LT} (A) courant de Limite Thermique
Aluminium.	93.3	0.375	0.532	270
	120	0.253	0.334	198

Tableau. VI.2. Les caractéristiques électriques des conducteurs aériens.

- Pour un défaut à distance de 8Km de ce départ :

$$Z_L = (0.532 + j*0.35) * 0.8$$

$$Z_L = \sqrt{R^2 + X^2}$$

$$Z_L = \sqrt{4.256^2 + 2.8^2}$$

$$Z_L = 5.09 \Omega$$

Lors d'un défaut biphasé :

$$I_{ccb} = \frac{1.1 * U_n}{2Z_t}$$

$$I_{ccb} = \frac{1.1 * 30000}{2 * (5.09 + 1.673 + 2.273)}$$

$$I_{ccb} = \frac{330000}{18.072}$$

$$\Rightarrow I_{ccb} = 1826.03A$$

IV.4) - Les essais

IV.4.1) - Schéma global de test

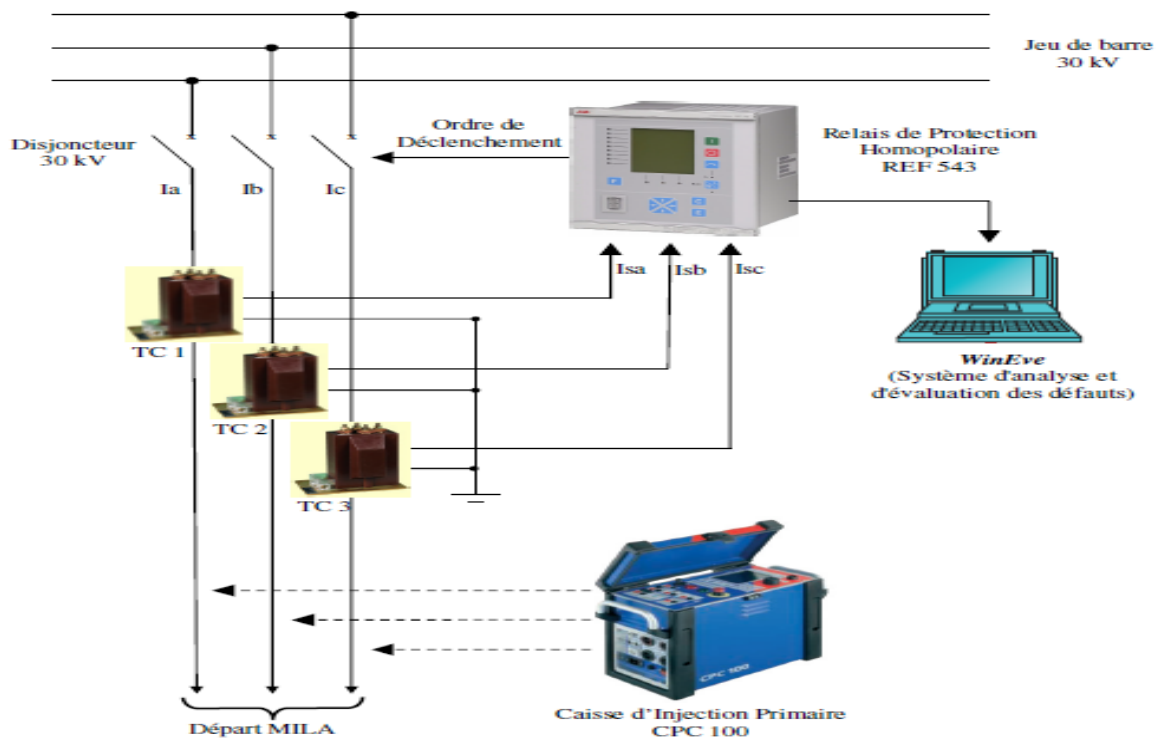


Figure. IV.3. Schéma global de test protection maximum homopolaire

IV.4.2) - Equipements des essais

A) - Caisse d'injection primaire OMICRON

Les utilisateurs de la caisse d'injection et essais de marque Omicron, type CP100 (Figure IV.3), par alimentation du primaire, sont en général des ingénieurs et techniciens s'occupant principalement des tests de mise en service et de maintenance des :

- Transformateurs de courant et de tension,
- Transformateurs de puissance,
- Câbles d'alimentation,
- Disjoncteurs HTA,
- Machines tournantes,
- Pour les compagnies d'électricité et l'industrie.

Cette caisse d'injection pour test est également utilisée pour la mesure automatique des résistances (résistances de contact, résistances d'enroulements, résistances de mise à la terre, impédances de câbles), mais aussi pour le test monophasé des relais de protection primaire et secondaire ($I>$, $V>$ ou relais de fréquence) [13].

Ce système unique au monde permet le test automatique des transformateurs de puissances, des TC, des TT, le test de résistances, etc. Capable de fournir 800 A (2000 A avec amplificateur de courant) et 2000 V, c'est un système complet avec PC intégré. Ses applications logicielles permettent de tester une grande variété de matériels de postes électriques, et de créer automatiquement des rapports personnalisés. Grâce à son faible poids (29 kg) et ses logiciels innovants, le temps de test et les frais de transport sont réduits.

Les courants et tensions analogiques peuvent être mesurés avec une très grande précision. Ses fonctions « ohmmètre » permettent une grande variété d'applications grâce à la commutation automatique de gamme, des $\mu\Omega$ aux $k\Omega$. Les possibilités de l'appareil vont jusqu'au test des équipements non conventionnels tels que les bobines de Rogowski et les

capteurs

de

courant.)



Figure. IV.4. Vue avant de la caisse d'injection Omicron.

1) Sortie 6 A ou 130 V AC	11) Touches de sélection rapide de l'affichage voulu sélectionné.
2) Sortie en courant 6 A DC	12) Touches pour la sélection rapide de la vue voulue
3) Entrée de mesure de courant I AC (I AC).	13) Ecran à cristaux liquides (LCD)
4) Entrée de mesure de tension 300 V AC	14) Touches multifonctions dépendant du champ
5) Entrée de mesure basse tension 3V AC	15) Touches de navigation au travers des onglets disponibles à l'écran
6) Entrée de mesure de tension 10 V DC / mesure bifilaire de résistance	16) Clavier numérique
7) Entrée binaire pour contacts à potentiel flottant ou tensions de 300 V DC maximum	17) Molette évoluée avec fonction « clic » (Entrée)
8) Sécurisation des touches	18) Touches de navigation haut / bas pour la saisie des valeurs
9) Voyants lumineux	19) Bouton de démarrage / arrêt du test
10) Bouton d'arrêt d'urgence	

B) - Transformateur de courant de phase « Balteau »:

Les caractéristiques des TC phase « **Figure IV.5** » sont:

- Marque : BALTEAU,
- Type : SC 30,
- Tension de service : 30 kV,
- Calibre et couplage : 125 - **250** / 5,
- Classe de précision : 5P10,
- Puissance de précision: 10 VA.



Figure IV.5. Transformateur de courant de phase.

C) - Disjoncteur MT 30 kV Merlin Gerin

Le disjoncteur utilisé de marque Merlin Gerin et type : Fluarc FB4 (Figure.III.5) est installé sur des réseaux dits de moyenne tension. On le trouve sur de nombreux réseaux d'alimentation de sites industriels (Raffineries, SNCF, SONATRACH, ...etc.) et sur le réseau de distribution domestique (poste abonné, agglomérations)

La fonction d'un disjoncteur est de connecter et de déconnecter, sur commande et dans des conditions précises, le réseau électrique sur lequel il est implanté, de son alimentation. Ce disjoncteur comporte :

- Un bâti (hauteur 1,55 m, largeur 0,80 m, profondeur 0,90 m),
- Des broches de connexion au réseau,
- Trois pôles fixes,
- Trois pôles mobiles,

- Des actionneurs,
- Une transmission mécanique,
- Des capteurs de position,
- Un câblage,
- Une commande manuelle,
- Un système de blocage,
- Un compteur d'énergie électrique.

Le mouvement des pôles mobile ouvre ou ferme les contacts entre les broches de connexion au réseau. Ces contacts sont confinés dans trois ampoules pressurisées contenant de l'hexafluorure de soufre (SF6).



Figure .IV.6. Disjoncteur Fluarc FB.4 à commande en plastron.

D) - Relais de protection de courant homopolaire REF 543

Ce relais de protection pour arrivées et départs HTA, REF 543 fait partie du système d'automation de poste électrique de la société ABB. Il utilise la technologie moderne appliquée aussi bien dans les solutions logicielles que matérielles. La performance du terminal est élevée grâce à l'utilisation de l'architecture de multiprocesseur. Le traitement numérique des signaux avec une unité centrale puissante et la gestion d'entrées/sorties (E/S) distribuée facilitent l'exécution des opérations parallèles et améliorent la précision et les temps de réponse. L'interface utilisateur IHM dotée d'un écran à cristaux liquides à vues multiples permet

l'utilisation fiable et aisée du terminal REF 543 Il enseigne l'opérateur à travers les différentes procédures du système [ABB, Manuel d'installation et câblage.

E) - Logiciel d'analyse et d'évaluation des défauts « WinEve »

Les réseaux de distribution et les réseaux de transport à haute tension constituent le pivot des centres de production et de distribution de l'énergie électrique. Tout défaut dans un réseau de transport peut provoquer un désastre économique. Accéder rapidement aux informations concernant le type et l'éloignement du défaut est capital pour pouvoir effectuer les réparations et la maintenance, réduisant ainsi les conséquences financières qu'entraîne une interruption de la fourniture en énergie électrique.

Le système d'évaluation et d'analyse des défauts *WinEve* permet de prendre sans tarder les mesures nécessaires afin de réduire les dommages dus à l'apparition d'un défaut dans les réseaux de transport et de distribution de l'énergie électrique ou dans les centres de production de l'énergie électrique.

Le logiciel *WinEve* réduit les durées d'arrêt sur les lignes de distribution et de transport et facilite le rétablissement rapide de l'approvisionnement en énergie électrique. Lorsqu'un fichier de perturbographe est rapatrié d'un perturbographe (appareils dédiés ou dispositifs de protection), le système *WinEve* peut avoir été configuré de façon à évaluer et analyser automatiquement le fichier reçu et à imprimer les résultats de l'analyse sous forme d'un rapport succinct.

WinEve offre les avantages suivants:

- Analyse rapide des incidents avec impression automatique ou manuelle d'un "rapport succinct",
- Réduction des temps nécessaires pour identifier l'origine des problèmes avec des informations précises concernant le type et l'éloignement du défaut,
- Localisation précise du défaut permettant d'amener rapidement les équipes de réparation sur site,
- Réduction de l'impact économique résultant d'une coupure de courant puisque les équipes de réparation peuvent remettre plus vite les lignes défectueuses en service,
- Icônes à pointer conviviales qui permettent de réduire le temps nécessaire pour effectuer les analyses indispensables,

- Analyse statistique des défauts fournissant des informations sur les problèmes répétitifs, ces derniers pouvant alors être traités plus efficacement,
- Réduction des coûts de fonctionnement et de maintenance,
- Calculs de performance avec valeur ajoutée et analyse combinée de plusieurs fichiers de perturbographe.

Le système **WinEve** peut opérer sur tout ordinateur équipé de Microsoft Windows NT ou de Windows 95/98. Il peut ainsi procéder à l'analyse et à l'évaluation des défauts dans les domaines suivants:

- Les réseaux de distribution, de transmission et de transport,
- Les centrales électriques dans les sites industriels et les services auxiliaires des centrales,
- Les centrales électriques avec les systèmes de protection d'alternateur et de transformateur et les protections dans les réseaux de transport.

IV.5) - Résultats et commentaires

Ces courbes sont obtenues dans le cas d'un court-circuit biphasé isolé en utilisant le logiciel « WinEve » de ABB. On y voit l'évolution des tensions des trois phases.

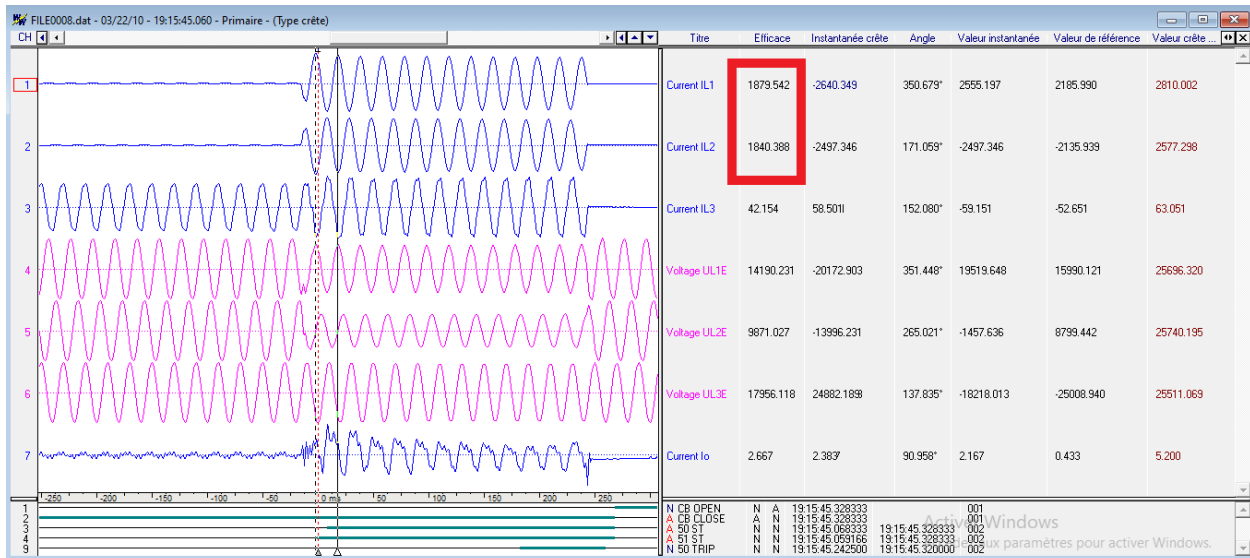
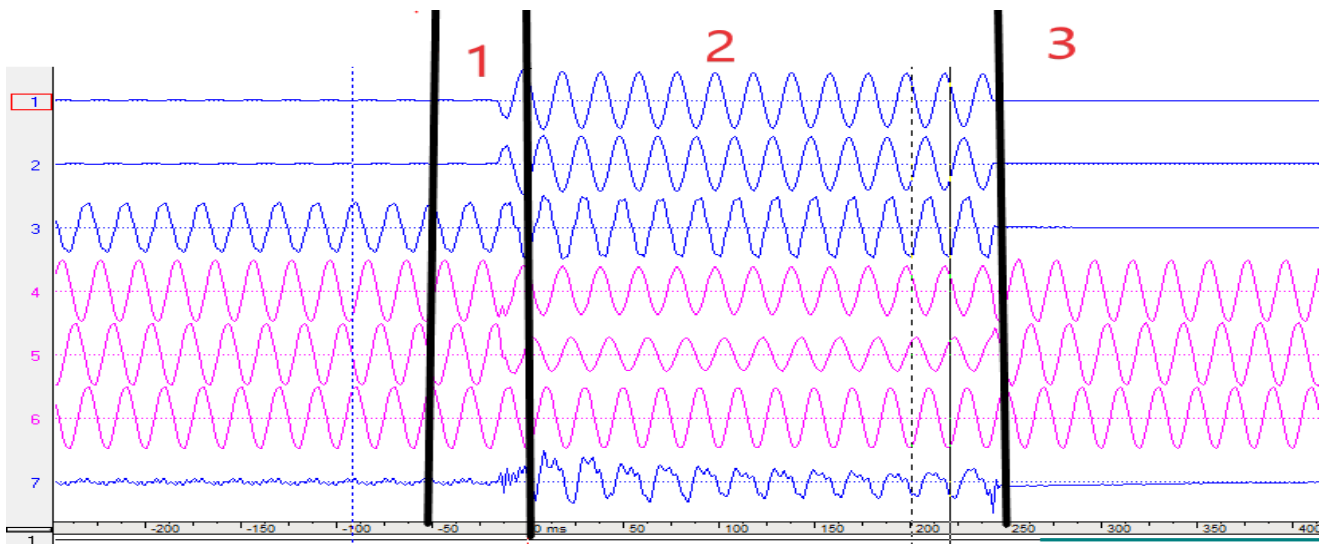


Figure-IV-6 : Résultats enregistrée par logiciel wavewin

VI.5.1) - Discussion des résultats



1 : Avant le court-circuit : le système a un état normale, disjoncteur fermé. $I = 36A$

2 : Durant le court-circuit : le système est perturbé par un court-circuit biphasé le courant de court-circuit est de valeur moyenne de 1879.542 A.

3 : Après le court-circuit : les conditions pour que la protection réponde : l'intensité du courant est supérieure de 1200A et sa durée de 200ms quand les deux conditions sont remplies la protection se réponde et les disjoncteurs ouverts après 50s (coupure mécanique).

IV.5.2) – Comparaison des résultats

Les résultats analytiques sont presque identiques à ceux enregistrés par le logiciel wavewin, l'erreur statique est très petite, cette différence est à cause de l'ignorance des paramètres durant la calcul analytique.

IV.7) Conclusion

En conclusion, il est prouvé à travers les résultats obtenus qu'il est possible de calculer analytiquement les courants de court-circuit dans un réseau électrique lorsqu'il s'agit d'un réseau de distribution publique. Le petit écart entre les valeurs obtenues par les deux méthodes, montre combien de fois les impédances des charges, des lignes et des transformateurs du réseau influent sur les courants de court-circuit.

Conclusion Générale

Nous avons présenté dans ce mémoire, les différents architectes du réseau. Ces architectures sont très importantes et très sensibles, ce qui nécessite une protection contre les différents types d'anomalies telles que les courts circuits, les surtensions, les surintensités, ...etc.

Par la suite, on a expliqué les différents types du défaut qui affectant le fonctionnement du réseau électrique tel que le court-circuit. La valeur du courant de court - circuit dépend essentiellement de la nature des éléments qui constituent le réseau, le mode d'exploitation du neutre, le type de défaut. Le calcul des courants de courts-circuits peuvent être effectué selon différentes méthodes analytiques, nous avons opté pour la méthode des valeurs d'impédance réduite.

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

Pour notre étude pratique, on a fait des calculs analytiques de courant de court-circuit sur le départ de Sidi Makhlouf(60/30kV), et les comparer avec celui obtenue avec le logiciel wavewin, les résultats furent presque les mêmes.

En perspective de ce travail, plusieurs propositions à même de compléter cette étude sont possibles, comme l'utilisation d'un outil de simulation plus performant comme le logiciel Neplan. Nous proposons aussi l'étude de l'extension du nombre de protections installées, ainsi que l'application de nouvelles techniques pour l'optimisation de la distance de défauts au réseau de distribution électrique, comme les réseaux de neurones artificiels (ANN).

Références Bibliographiques

- [1] Mediaza Med Lamin & Saïdani Nabil, « La maintenance des réseaux électriques MT ». Mémoire d'ingénieur d'état en Electrotechnique option Maintenance, Université de Batna, 2011.
- [2] Zellagui Mohamed, « Etude des protections des réseaux électriques MT (30 & 10 kV) », Mémoire de Magister en Electrotechnique, Université de Mentouri, Constantine, 2010.
- [3] Labed Djamel, « Production décentralisée et couplage au réseau », Mémoire de Doctorat en Electrotechnique, Université de Mentouri, Constantine, 2008.
- [4] Siemens, « Power engineering guide: Transmission and Distribution », 4th Edition, 2005.
- [5] Groupe Sonelgaz, « Guide technique de distribution », Document technique de Groupe Sonelgaz, 1984.
- [6] Schneider Electric, « Les architectures de réseaux de distribution ». 2007.
- [7] Ph. Carrive, « Réseaux de Distribution - Structure et Planification », Techniques de l'Ingénieur, Traité Génie électrique D 4210, 2006.
- [8] R. Belaïcha, C. Derriche « Restructuration du réseau électrique MT 30KV du centre de Tizi Ouzou ». Projet de fin d'étude. Université de Tizi Ouzou année 1999.
- [9] Projet de fin d'étude. Documentation de la Sonelgaz 1999.
- [10] Schneider Electric, « Protection des réseaux électriques », janvier 2008.
- [11] Benoît de Metz-Noblat, Frédéric Dumas & Christophe Poulain, « Calcul des courants de court-circuit », Cahier technique 158, Schneider Electric, 2005.
- [12] M. Moudoud « Etude des protections des départs moyenne tension application 60/30 KV Freha ». Projet de fin d'étude. Université de Tizi-Ouzou année 2002.
- [13] S. Kheloufi et H. Maddi « Etude des protections d'un départ HTA », Master Electrotechnique, Université de A. Mira-Bejaia, 2018/2019.
- [14] M. Lami, « Protection et Surveillance des Réseaux de Transport d'Énergie Électrique », Volume 2, Electricité de France (EDF), février 2003.
- [15] C. Prévé, « Protection des Réseaux Electriques », Edition Hermes, Paris 1998.
- [16] N. Menaceur et M. Zeraouia « Etude et protéger les réseaux électriques de transport », Master Electrotechnique, Université de Badji Mokhtar-Annaba, 2018/2019.
- [17] Christian Puret : « Les réseaux de distribution publique MT dans le monde », Cahier technique N° 155, édition septembre 1991.
- [18] Alain Croguennoc : « Protection des réseaux à MT de distribution publique », Technique de l'ingénieur D4810, édition 1991.
- [19] T. Siabdellah et O. Aouidji et Z. Doghmane « Protections des réseaux électriques MT et HT », Master Electromécanique, Université de M'SILA, 2011/2012.

- [20] S. Theoleyre, « Les Techniques de Coupure en MT », Cahier technique N°193, Schneider Electric.
- [21] G.F. Moore, « Évolution des disjoncteurs des réseaux de transport » Revue Générale de l'Électricité, septembre 1971.
- [22] S. Y. Leung, A. Snider & S. M. Wong, «SF6 Generator Circuit Breaker Modeling» International Conference on Power Systems Transients (IPST'05) in Montreal, Canada on 19-23 juin 2005.
- [23] H. Benchikh El Hocine, « Protection Etage MT », Institut de Formation en Electricité et Gaz (IFEG), Centre Ain M'Lila, Groupe Sonelgaz, Décembre 2009.
- [24] Groupe Sonelgaz, « Guide Technique des Protections de Réseaux de Transport Electricité -Partie 2 : Protection Transformateur HT/MT », Document Technique de Gestionnaire Régionale de Transport Electricité, mars 2008.
- [25] Z. Gajic, I. Ivankovic & B. Filipovic, « Differential Protection Issues for Combined Autotransformer - Phase Shifting Transformer », IEE Conference on Developments in Power System Protection, Amsterdam, Netherlands, April 2004.
- [26] M. Mehddeb, « Philosophie de Réglage des Protections », Document technique de Gestionnaire Régionale de Transport Electricité GRTE de Sétif, Département Essais et Contrôle, Groupe Sonelgaz, mais 2006.
- [27] D. Fulchiron, « Protection des Transformateurs des Postes MT/BT », Cahier technique N°192, Schneider Electric, 2003.
- [28] Groupe Sonelgaz, « Réglage des Protection Moyenne Tension », Société de Distribution en Electricité et du Gaz de l'Est (SDE), Groupe SONELGAZ, décembre 2009.
- [29] C. W. So & K. K. Li, « Time Coordination Method for Power System Protection by Evolutionary Algorithm », IEEE Trans. on Industry Applications Vol. 36, N° 5, page 1235-1240, September-October 2000.
- [30] O. Chilard, G. Donnart & D. Renon, « EDF Patented Protection 'PDTR' Against Resistive Phase to Ground Faults in Compensated MV », CRIS'2004, France à Grenoble, October 2004.
- [31] Omicron, Manuel d'utilisation et câblage, « CMC 256 » France, 2008.

Annexe A

Caractéristiques électriques des conducteurs isolés

Nature	Section (mm ²)	R à 20c ⁰ (Ω/m)	R à 50c ⁰ (Ω/m)	r+xtgφ (Ω/m)	I _{lt} (A)
<u>Cuivre</u>	30	0.627	0.701	0.751	109
	50	0.379	0.424	0.474	180
	70	0.269	0.300	0.350	210
	95	0.194	0.217	0.267	250
	120	0.157	0.176	0.226	300
	146	0.126	0.141	0.191	340
	185	0.099	0.111	0.161	400
<u>Aluminium</u>	25	1.2	1.345	1.395	78
	35	0.868	0.973	1.023	95
	50	0.641	0.198	0.768	114
	70	0.443	0.497	0.547	142
	95	0.320	0.359	0.409	172
	120	0.253	0.284	0.334	198
	150	0.206	0.231	0.281	225
	185	0.164	0.184	0.234	245
	240	0.125	0.140	0.190	305

- Température de fonctionnement : 50 C⁰.
- Réactance = 0.1 Ω/km.
- Facteur de puissance tel que tg φ = 0.5 (cosφ=0.9).

Annexe B

Caractéristiques électriques des conducteurs isolés

Nature	Section (mm ²)	R à 20c ⁰ (Ω/m)	r+xtgφ (Ω/m)	I _{lt} (A) de Limite Thermique
<u>Cuivre</u>	17.8	1.010	1.185	118
	27.6	0.650	0.825	153
	38.2	0.472	0.647	200
	48.3	0.373	0.548	230
	74.9	0.240	0.146	280
	116.2	0.156	0.331	365
<u>Aluminium</u>	34.4	0.958	1.133	140
	54.6	0.603	0.778	190
	75.6	0.438	0.613	240
	93.3	0.375	0.532	270
	148.1	0.224	0.399	365
	228	0.146	0.321	480
	288	0.116	0.291	550
Alu-Acier	75.5	0.605	0.780	175
	116.2	0.303	0.481	300
	147.1	0.243	0.418	345
	228	0.157	0.332	460
	288	0.124	0.299	525

- Température de fonctionnement : 20 C⁰.
- Réactance = 0.35 Ω/km.
- Facteur de puissance tel que tg φ = 0.5 (cosφ=0.9).