

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE**

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

**UNIVERSITE MOULOD MAMMERI DE TIZI-OUZOU**

**FACULTE DE GENIE ELECTRIQUE ET DE L'INFORMATIQUE**

**DEPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE**



# mémoire de fin d'études

***En vue d'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en Electrotechnique, option Réseaux électriques***

**THEME**

*Etude des protections des départs MT  
Application poste 60/30KV FREHA*

**Proposé par :**

M<sup>r</sup> : M.NAIT IKENE  
(SONELGAZ)

**Dirigé par :**

M<sup>r</sup> : T.OTMANE CHERIF

**Etudié par :**

M<sup>elle</sup> : ABBASSEN Samira  
M<sup>elle</sup> : KACED Nassima

**Promotion:2007/2008**

## Dédicace

Je dédie ce mémoire avant tout à mes chers parents que quoique je fasse je ne pourrai j'amaï leurs rendre le moindre minimum de ce qu'ils m'ont offerts ;

Je dédie aussi ce travail

- A mes très chères sœurs ( Farida , Cherifa , Malika, Soraya et belle sœur Lila )
- A mes chers frères : ( Yahia, Hacén )
- A la famille de mon oncle Vava Ramdhan et surtout sa fille Wassila
- A mes adorables nièce : ( Lyna , Yasmine ,Melissa ) et mon neveu Yacine
- A mes très chères amies : ( Meriama, Karima, Djamila ,Nadia, Hammama)

En particulier à mon bien aime Amokrane qui ma beaucoup encouragé et soutenu tout le long de ce travail.

- A ma binôme et très chère amie Nassima

**SAMIRA**

**Sommaire**

Introduction générale.....	01
<b>Chapitre I : généralités sur les réseaux électriques</b>	
I.1 Introduction.....	02
I.2 Organisation des réseaux électriques .....	02
I.2.1 Réseau de transport.....	03
I.2.2 Réseau d'interconnexion.....	03
I.2.2.1 Avantages de l'interconnexion.....	03
I.2.2.2 Inconvénients de l'interconnexion .....	04
I.2.3 Réseaux de répartition .....	04
I.2.4 Réseaux de distribution.....	04
I.3 Structures topologiques du réseau électrique.....	04
I.3.1 Les critères de choix d'une topologie.....	04
I.3.2 Différentes structures topologiques des réseaux électriques .....	05
I.3.2.1 Réseau maillé .....	05
I.3.2.2 Réseau radial .....	05
I.3.2.3 Réseau bouclé.....	06
I.4 Réseau moyenne tension .....	08
I.4.1 Réseau moyenne tension souterrain .....	08
I.4.1.1 Réseau MT souterrain en double dérivation .....	09
I.4.1.2 Réseau MT souterrain en coupure d'artère.....	10
I.4.1.3 Alimentation par voies multiples .....	12
I.4.2 Lignes aériennes .....	12
I.4.2.1 Types des lignes .....	12
I.4.2.2 Composants d'une aérienne .....	14
I.4.2.3 Propriétés des lignes de transport.....	15
I.5. Schéma unifilaire d'un réseau MT .....	15
I.5.1.Poste de transformation HT/MT .....	15
I.5.2.Poste de distribution MT/BT.....	16
I.5.3.Réseaux basse tension (BT).....	17
I.6 Conclusion .....	19
<b>Chapitre II : Calcul des courants de défauts</b>	
II.1 Introduction .....	20
II.2 Définition d'un défaut .....	20
II.3 Les causes des défauts.....	20
II.3.1.Défauts d'origine externe .....	20
II.3.2 Défauts d'origine interne.....	20
II.4 Différents types de défauts .....	21
II.4.1 Surintensités .....	21
II.4.2 Surtension .....	21
II.5 Caractères des défauts .....	21

II.5.1 Leurs emplacements .....	22
II.5.2 Leurs durées .....	22
II.6 Conséquences des défauts .....	22
II.6.1 Le fonctionnement des réseaux .....	22
II.6.2 La tenue du matériel .....	23
II.6.3 Les chutes de tension .....	23
II.6.4 Les explosions de disjoncteurs .....	23
II.6.5 Les circuits de télécommunications .....	23
II.6.6 La sécurité des personnes .....	23
II.7 Utilité du calcul de courant de court circuit .....	23
II.7.1 Court circuit .....	23
II.7.2 Courant de court circuit .....	24
II.7.3 Facteurs influençant la valeur de l'intensité d'un courant de court circuit .....	24
II.8 Utilisation des composantes symétriques pour le calcul .....	25
II.8.1 Principe de décomposition d'un système sinusoïdale .....	25
II.8.2 Indépendance des composantes .....	25
II.9 Méthodes de calcul de Icc .....	26
II.10 Calcul des défauts .....	26
II.10.1 Défaut monophasé terre .....	26
II.10.2 Défaut biphasé .....	28
II.10.3 Défaut biphasé terre .....	29
II.10.4 Défaut triphasé .....	30
II.11 Méthode des valeurs réduite pour le calcul du courant de court circuit .....	32
II.11.1 Définition .....	32
II.11.2 Réactance des éléments de réseau .....	32
II.11.2.1 Impédance ramené à un seul niveau de tension .....	32
II.11.2.2 Réactance réduite des éléments constituant le réseau .....	32
II.12 Conclusion .....	35
<b>Chapitre III : Protection d'un départ moyenne tension</b>	
III.1 Introduction .....	36
III.2 Généralités .....	36
III.2.1 Définition et rôle des protections .....	36
III.2.2. Qualités d'un système de protection .....	36
III.2.3 Architecture du système de protection .....	38
III.2.4 Régime de neutre .....	40
III.2.4.1 Base du choix du régime de neutre .....	40
III.2.4.2 Les différents régimes de neutre .....	40
III.3 Appareillage de protection .....	45
III.3.1 Appareillage de protection contre les surtensions .....	45
III.3.1.1 Les parafoudres .....	46
III.3.1.2 Les éclateurs .....	47
III.3.1.2.1 Les éclateurs à cornes .....	47

III.3.1.2.2 Eclateurs à tige.....	48
III.3.2 Appareillage de protection contre les surintensités .....	49
III.3.2.1 Les disjoncteurs .....	49
III.3.2.1.1 Différents types de disjoncteurs.....	52
III.3.2.1.2 Caractéristiques.....	52
III.3.2.2 Les sectionneurs .....	53
III.3.2.3 Relais de protection .....	53
III.3.2.3.1 Définition .....	53
III.3.2.3.2 Mode d'exploitation .....	54
III.3.2.3.3 Types de relais .....	56
III.3.2.4 coupe circuit à fusible .....	58
III.4 Protection des transformateurs .....	58
III.4.1 Protection thermométrique de cuve .....	58
III.4.2 Protection par relais thermique.....	59
III.4.3 Protection par image thermique .....	59
III.4.4 Protection par BUCHHOLZ.....	60
III.4.5 Protection de masse-cuve.....	60
III.4.6 Protection différentielle.....	60
III.5 Protection des jeux de barre .....	61
III.5.1 Protection de masse .....	61
III.5.2 Protection différentielle.....	61
III.6 Protection du réseau moyenne tension .....	61
III.6.1 Protection des transformateurs HT/MT .....	61
III.6.2 Protection des départs moyenne tension .....	62
III.6.2.1 Protection contre les défauts entre phase .....	62
III.6.2.2 Protection contre les défauts entre phase et terre .....	63
III.7 Autre protection des départs moyenne tension.....	63
III.8 Réglage des protections .....	63
III.8.1 Réglage des protections des départs MT.....	63
III.8.1.1 Réglage des protections contre les défauts entre phase .....	63
III.8.1.2 Réglage des protections contre les défauts phase et terre .....	64
III.8.2 Réglage des protections à maximum de courant du transformateur HT/MT .....	65
III.8.2.1 Réglage de la protection coté MT.....	65
III.9 Conclusion.....	66

#### **Chapitre IV : poste simplifié de FREHA**

IV.1 Introduction.....	67
IV.2 Description du poste simplifié de FREHA 30kv/60kv .....	67
IV.3 Calcul les différents impédances.....	70
IV.4 Calcul les courants de court circuit .....	71
IV.4.1 Le court circuit se produisant sur le jeu de barre 60kv .....	71
IV.4.2 Le court circuit se produisant sur le jeu de barre 30kv.....	72

IV.5 Calcul le courant de court circuit et le courant de réglage au niveau des départs .....	73
Conclusion générale .....	79
Bibliographie.....	

## *Introduction générale*

Dans notre vie quotidienne, l'énergie électrique constitue un élément vital pour la production des biens et des services.

Cet élément vital est produit dans des centrales de génération électriques qui sont généralement situées dans des régions éloignées des centres de consommation.

Le transport et la distribution de cette énergie électrique ainsi produite est assuré par des réseaux électriques; ces derniers sont exposés aux agressions de la nature et à l'exploitation anormale.

Pour tout cela et afin d'assurer la continuité de cette énergie, la performance des réseaux électriques à travers un système de protection est capitale.

La SONELGAZ (l'opérateur historique de la fourniture des énergies électriques, et gazières) travaille énergiquement pour ce but, qui est satisfaction de ses clients à travers l'équipement de ses réseaux par des systèmes de protection adéquat.

Le projet qui nous a été confié est de procéder à l'étude des protections des départs moyenne tension issus du poste simplifié de FREHA.

Notre étude est répartie sur quatre chapitres principaux :

- Le premier chapitre, traite les généralités sur les réseaux électriques qui assurent le lien entre les sites de production et les différents points de consommation, ils doivent fournir une tension et une fréquence stables, une énergie à un prix acceptable, et surtout minimiser les pertes d'énergie électrique, etc....
- Le deuxième chapitre est réservé à l'étude des différents incidents susceptibles d'affecter un réseau moyenne tension, et l'utilité du calcul des courants de courts circuits.
- Le troisième chapitre est consacré à l'étude des protections.
- Et dans le dernier chapitre, en se basant sur les données et les paramètres du poste de FREHA (60/30kv), nous avons mis en application notre étude.



*CHAPITRE I*  
*Généralités sur les réseaux électriques*

## **I.1 Introduction**

Le rôle des réseaux électriques est d'assurer de façon permanente une liaison entre les centrales de productions et les lieux de consommation.

Sachant que l'électricité n'est pas stockable, ainsi on doit produire à chaque instant l'énergie nécessaire à la consommation, en revanche, elle présente l'avantage d'être facile à transporter à de grandes distances par de simples fils conducteurs. Il faut cependant noter que ce transport est assez coûteux par les installations qu'il exige ainsi que par les pertes d'énergie dans les lignes. Il faudra donc tenir compte de ces frais dans le prix de vente du kilowattheure à la consommation, prix qui doit être le plus bas possible.

Ces réseaux électriques sont constitués de lignes électriques exploitées à différents niveaux de tensions connectées entre elles dans des postes électriques, ainsi doit aussi assurer la gestion dynamique de l'ensemble production – transport – consommation mettant en œuvre des réglages ayant pour but d'assurer la stabilité de l'ensemble.

## **I.2 Organisation des réseaux électriques [1]**

Pour réaliser la liaison entre la production et la consommation, il est nécessaire d'établir des lignes aériennes et des canalisations souterraines. Les lignes sont raccordées à des nœuds appelés postes. Ces postes, particulièrement importants, comportent habituellement des transformateurs avec dispositif de contrôle, de réglage et de protection.

Les lignes qui relient les nœuds constituent les branches, ces dernières suivant le cas, disposent d'antenne ou de mailles.

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

- Réseaux de transports.
- Réseaux d'interconnexions.
- Réseaux de répartitions.
- Réseaux de distributions.

### **I.2.1 Réseaux de transports [2]**

Ces réseaux de transports lient les grands centres de production aux centres de consommation, cette liaison est assurée par des lignes à très haute tension (lignes T.H.T à 225KV et 400KV).

### **I.2.2 Réseaux d'interconnexions**

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

Ces réseaux sont organisés de façon que toutes les lignes à très haute tension soient reliées par des postes de transformations assurant la continuité entre les lignes de différents niveaux de tension.

#### **I.2.2.1 Avantages de l'interconnexion**

L'interconnexion présente des avantages dont :

##### **a)Avantage économique :**

- Elle permet de réduire la puissance installée plus faible par les réseaux interconnectés.
- Facilité d'exploitation des réseaux interconnectés économiquement que des réseaux indépendants.
- Elle permet de réduire le nombre de centrales car la construction d'une ligne d'interconnexion peut, dans certains cas, se relever plus rentable que la construction d'une centrale.

##### **b) Avantage sécuritaire :**

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

### **I.2.2 Inconvénients de l'interconnexion**

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

### **I.2.3 Réseaux de répartition [1]**

Ces réseaux comportent des lignes à haute tension (entre 45 et 90 KV) jouent le rôle d'intermédiaire entre les réseaux de transports et les réseaux de distribution. Ils doivent être en mesure de transiter plusieurs dizaines de MW sur quelques dizaines de kilomètres.

### **I.2.4 Réseaux de distributions**

Ils comportent les lignes et les postes de transformations servant à alimenter les clients. Ces réseaux sont composés de deux parties :

- Les lignes moyennes tension alimentées par des postes HT/MT, fournissent de l'énergie électrique, soit directement aux consommateurs, soit aux différents postes MT/BT.
- Des lignes à basse tension qui alimentent les usagers, soit en monophasé (220V) entre phase et neutre, soit en triphasé à quatre fils (220V/380V).

## **I.3 Structure topologique du réseau électrique**

### **I.3.1 Les critères de choix d'une topologie**

Le choix d'une topologie répond à des objectifs :

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

Mais il doit aussi soumettre à des impératifs :

- Etre en adéquation avec la densité d'habitat et/ou de consommation, aussi appelée densité de charge qui joue un rôle de plus en plus prépondérant, cette densité permet d'appréhender les différentes zones géographiques de consommation en terme de concentration de charge. Une des segmentations utilisée par des distributeurs consiste à définir deux types de zones de consommation
  1. Zone à faible densité de charge  $<1\text{MVA}/\text{Km}^2$ .
  2. Zone à forte densité de charge  $>5\text{MVA}/\text{Km}^2$ .
- Tenir compte de l'étendue géographique, du relief et de difficultés de construction.
- Satisfaire aux contraintes d'environnement, en particulier climatiques (température minimale et maximale, vent et neige) et respect du milieu.

### **I.3.2 Différents structures topologiques des réseaux électriques [3]**

Les réseaux électriques peuvent être organisés selon plusieurs types de structures exposées ci-dessous :

#### **I.3.2.1 Réseau maillé**

Le réseau maillé est un réseau où des liaisons qui forment des boucles, réalisent une structure aux mailles d'un filet.

Cette structure apporte une grande sécurité d'alimentation et offre une meilleure continuité de service, et faible chute de tension, en revanche étude très complexe et réalisation coûteuse.

#### **I.3.2.2 Réseau radial [12]**

Le réseau radial (Fig I.1) est un réseau dont le schéma unifilaire est arborescent, chaque artère se séparant des autres à la manière des branches d'un arbre et ne présentant donc qu'un point commun avec une autre liaison, à l'origine se trouve le poste d'alimentation.

Ce mode de distribution (MT et BT) radial est plus employé dans les installations industrielles

Parmi ses avantages :

- Seul le circuit en défaut est mis hors service, sa localisation est facile.
- Il est possible d'effectuer les opérations d'entretien sans coupure générale.

Parmi ses inconvénients :

Un défaut au niveau d'un départ principal affecte tous les départs au niveau secondaires et de la distribution terminale issue du départ principal.

**I.3.2.3 Réseau bouclé**

C'est un réseau maillé simplifié **Fig I.2** présentant un certain nombre de boucle fermées, chacune de ces boucles contient un nombre limité de source, l'énergie donc peut transiter par des chemins différents, ainsi la mise hors tension accidentelle d'un tronçon n'entraîne pas de surcharges inadmissibles pour les autres tronçons, du fait que les charge sont alimentées au moins par deux cotés entraîne une réduction des pertes joule et chute de tension, un seul dispositif de protection par boucle suffit, en revanche, le réseau présente des difficultés de sélectivité et de la répartition des intensités.

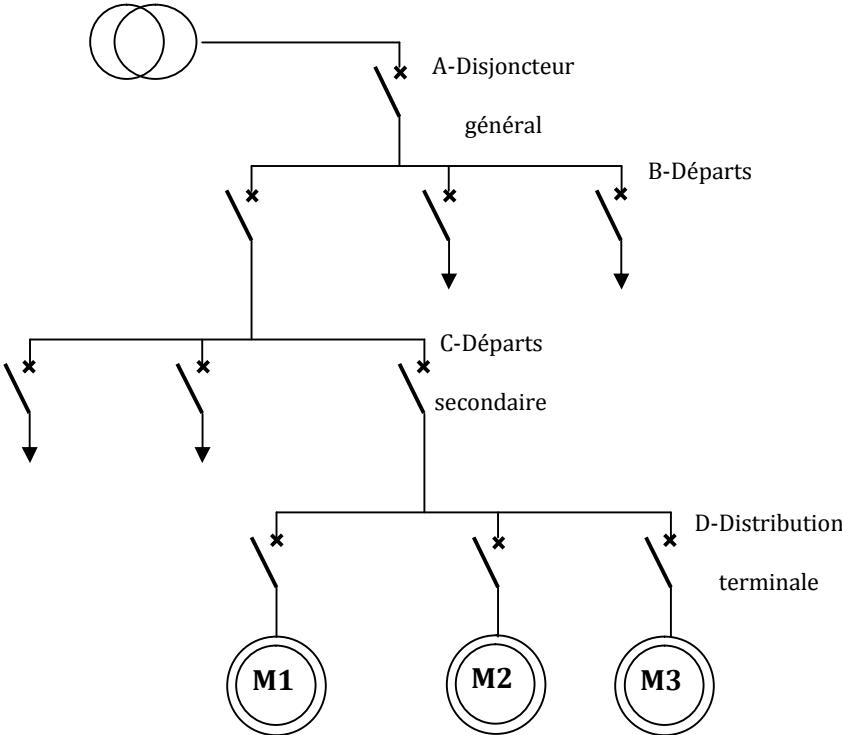


Fig I.1: Structure radial

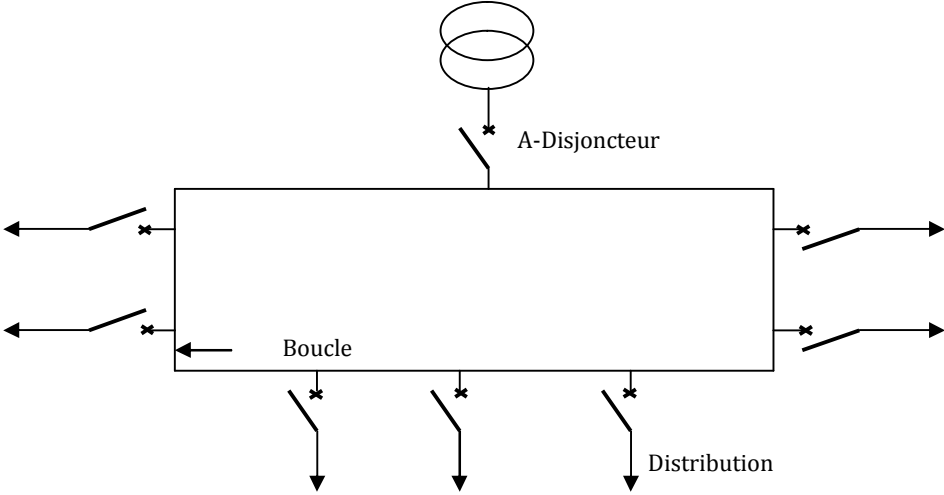


Fig I.2: Réseau bouclé

#### I.4. Réseau moyenne tension

Il y'a deux types de réseaux moyenne tension :

- Réseau moyenne tension souterrain.
- Réseau moyenne tension aérien.

##### I.4.1 Réseau moyenne tension souterrain [4]

Le passage des canalisations en souterrain s'impose, en particulier, dans les villes, à proximité des aérodromes et surtout chaque fois que, pour des raisons de sécurité ou d'esthétique, il n'est pas possible d'installer d'autre types de canalisations.

La caractéristique fondamentale d'un réseau MT souterrain est le nombre de voies d'alimentation utilisables pour desservir une même charge (poste MT/BT) :

- la structure à une voie d'alimentation, c'est à dire purement radiale en antenne, est simple et économique, mais n'offre pas de possibilité de reprise de service après un incident, cette structure est proscrite en souterrain.
- les structures à deux voies d'alimentation sont les plus fréquentes

La nature et les sections des conducteurs à utiliser sont données dans le tableau ci-dessous :[1]

Réseau (KV)	conducteurs	Sections(mm <sup>2</sup> )	Limite thermique (1) (A)
10	Cuivre	120	300
	Aluminium	180	
30	Cuivre	70	230

**Tableau I.1** : Nature et section des conducteurs

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

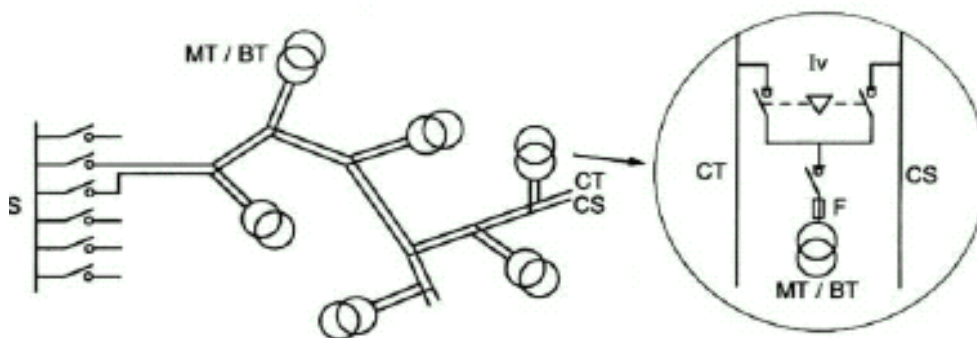
- Température du sol 20°C
- Résistance thermique du sol 100°C/W cm
- Température des conducteurs :
  - Câble en papier-huile 75°C
  - Câble en caoutchouc 90°C

On y distingue 2 grandes familles de réseaux souterrains:

- Les réseaux en double dérivation
- Les réseaux en coupure d'artère

-les structures à voies d'alimentation multiples sont les plus rares, mais assurent une qualité de service encore meilleure.

#### I.4.1.1 Réseau MT souterrain en double dérivation

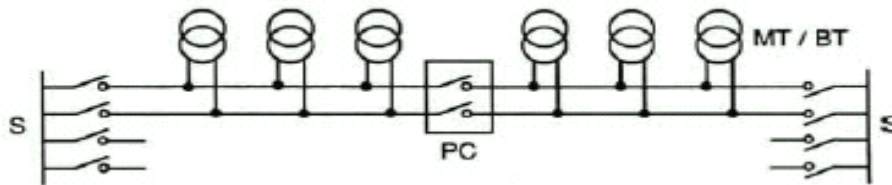


**Fig I.3** : Principe d'un réseau en double dérivation

La façon la plus simple d'obtenir 2 voies distinctes d'alimentation consiste à doubler le réseau radial en antenne à partir du jeu de barres du poste source (FigI.3). Chaque transformateur MT/BT est raccordé aux deux câbles par un dispositif inverseur (Iv). En cas de défaut sur la 1<sup>ère</sup> alimentation (câble de travail CT), il peut être basculé sur la 2<sup>ème</sup> (câble secours CS) sans attendre que le tronçon en défaut soit identifié.

Les deux câbles proviennent, en générale, du même poste et sont souvent disposés dans une même tranchée.

Toutefois, il est nécessaire de sectionner chaque câble par un poste de coupure (PC) tous les 10 à 15 postes MT/BT (Fig I.4)



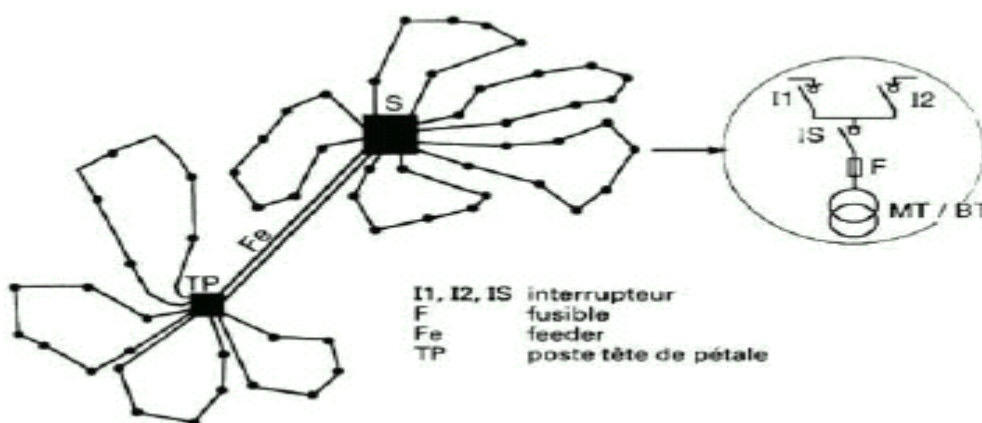
**Fig I.4 :** Double dérivation inter source et poste de coupure

De façon à faciliter la localisation des avaries et à limiter le nombre de poste manœuvrer pour mettre une portion de câble hors réseau. Les postes de coupure (PC) sont souvent télécommandés.

#### I.4.1.2 Réseau MT souterrain en coupure d'artère

Un câble partant d'un poste source HT/MT, passe successivement par les postes MT/BT à desservir, puis rejoint une seconde source d'alimentation qui peut être soit un départ différent du même poste HT/MT, soit un autre poste HT/MT, soit un câble de secours

(Fig I.5).



**FigI.5 :** Boucle en pétales de marguerite

Dans chaque poste MT/BT, le câble passe par 2 interrupteurs (I1 et I2) en série. Tous les interrupteurs de l'artère sont normalement fermés, sauf un qui constitue le point d'ouverture

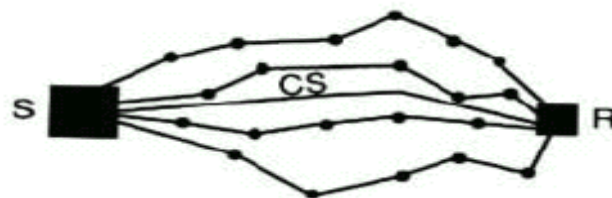
normale, évitant la mise en parallèle de 2 sources d'alimentation.

En cas de défaut sur un tronçon de câble, il est possible de l'isoler en ouvrant les 2 interrupteurs normalement ouvert de l'artère, permet alors d'alimenter la totalité des points d'utilisation.

La coupure d'artère est, en général, plus économique que la double dérivation. Les temps d'interruption sont de l'ordre d'une heure en exploitation manuelle.

Le principe de la coupure d'artère peut s'appliquer, à plusieurs schémas, les plus courants sont les schémas en fuseau et en épi.

### 1- Schémas en fuseau :



FigI.6 : Structure en fuseau

Dans un même point appelé point de réflexion .si les câbles sont tous des câbles de travail (CT) et se secourent mutuellement, la structure est dite à « secours intégré ». Une disposition plus intéressante consiste à utiliser un câble secours (C.S), joignant le poste source S au poste R.

Le fuseau procure un excellent degré d'emploi et une exploitation facile .Le point de réflexion R constitue tout naturellement l'emplacement d'un future poste source

### 2- Schema en épi:

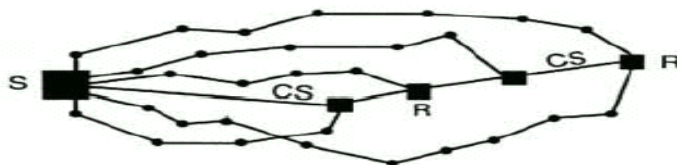


Fig I.7 : Structure en épi

Dans cette structure, les câbles de travail partent du poste source S et rejoignent un câble de secours qui suit une direction privilégiée de développement.

Le degré d'emploi est bon, le développement autour d'un même poste source est économique et souple.

#### I.4.1.3 Alimentation par voies multiples (Grille)

Dans les grands centres urbains, on a cherché à améliorer le degré d'emploi et les performances en qualité de service, par l'utilisation de structure en grille, permettant de nombreuses possibilités de secours.

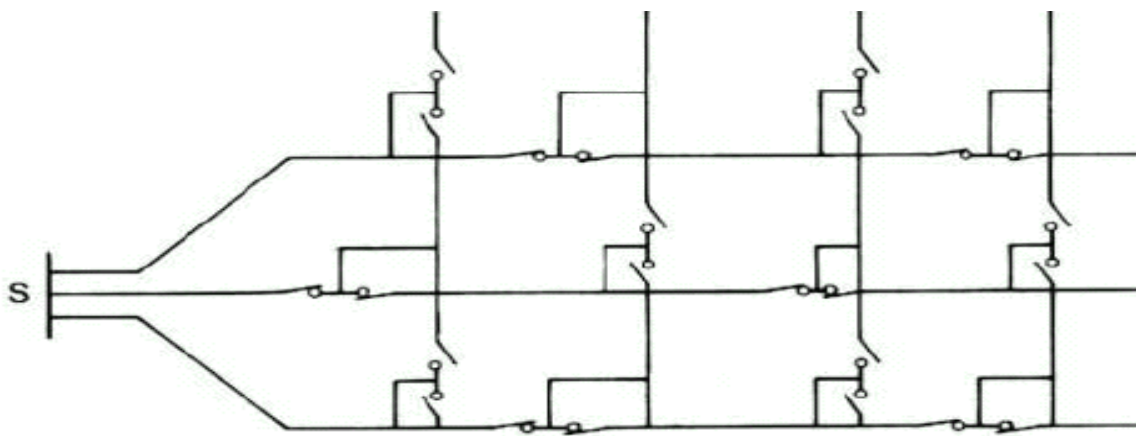


Fig I.8: Structure en grille

### I.4.2 Réseau moyenne tension aérien [1]

#### I.4.2.1 Types des lignes aériennes

La nature et les sections des conducteurs à utiliser sont données dans le tableau ci-dessous :

Ligne	Nature	Sections (mm <sup>2</sup> )	Limite thermique (1) (A)
Dorsale	Alliage AI	93.3	270
Dérivation	Alliage AI	34.4	140

Tableau I.2 : Nature et section des conducteurs

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

- puissance à transporter
- distance de transport
- coût
- esthétique, encombrement et facilité d'installation.

On distingue quatre types de lignes :

**a) lignes de distribution BT**

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

Ces lignes sont habituellement des câbles ou des barres omnibus fonctionnant à des tensions inférieures à 600V

**b) Lignes de distribution MT**

Ce sont des lignes qui relient les clients aux postes de transformation principaux de la compagnie de l'électricité .leur tension est comprise entre 2,4KV et 69KV.

**c) lignes de transport HT**

Ce sont les lignes reliant les postes de transformation principaux aux centrales de Génération. Les lignes fonctionnent généralement à des tensions inférieures à 230KV.

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

**d) lignes de transport THT**

Ce sont les lignes qui relient les centrales éloignées aux centres de consommation ou d'utilisation. Ces lignes peuvent atteindre des longueurs allant jusqu'à 1000Km et elles fonctionnent à des tensions allant jusqu'à 750KV.

### **I.4.2.2 Composants d'une ligne aérienne**

Une ligne de transport se compose de conducteurs, d'isolateurs et de support :

#### **a) Conducteurs :**

Les conducteurs des lignes aériennes à haute tension sont toujours nus .On emploie presque exclusivement des câbles en cuivre et des câbles en aluminium avec âmes en acier, ces derniers sont généralement les plus économiques.

Les jonctions entre conducteurs doivent posséder une résistance faible. Ces joints sont ordinairement faits par compression d'un manchon de jonction.

#### **b) Isolateurs :**

Les isolateurs servent à supporter et à amarrer les conducteurs et à les isoler entre eux et de la terre .Il sont presque toujours en porcelaine.

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

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

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

#### **c) Supports :**

Les supports maintiennent les conducteurs à une hauteur convenable au dessus de sol par l'intermédiaire de traverses ou bras.

Pour les lignes de moins de 70kv, on peut employer comme supports des simples poteaux en bois ou en métal; pour des tensions supérieur, on emploie toujours des pylônes métalliques .Ils sont constitués par des fers corniers boulonnés.

### **I.4.2.3 Propriétés des lignes de transport [1]**

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

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

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

## **I.5 Schéma unifilaire d'un réseau MT [13]**

### **I.5.1 Poste de transformation HT/MT**

#### **a. Partie haute tension**

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

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

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

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

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

Les postes HT/MT doivent pouvoir débiter la puissance maximale appelée prévue, même dans le cas de simple incident transformateur .Il est admis alors que les transformateurs peuvent être surchargés de 20%pendant deux heures à une température ambiante de 40°C.

## **b. Partie moyenne tension**

La partie moyenne tension des postes HT/MT alimentant un réseau aérien est à demi - jeux de barres sectionnant par un interrupteur en charge motorisé.

Le nombre de départs pour ce type de réseau sera de 8 à 16 en fonction de la puissance maximale appelée à terme de la zone alimentée.

La partie MT des postes HT/MT alimentant les réseaux souterrains est de type intérieure jusqu'à quatre jeux de barres commutable par disjoncteur.

Le nombre de départs pour ce type de réseau sera de 16,24 ou 32.

Les cellules seront en générale sous enveloppe métallique. Les disjoncteurs seront débouchables et interchangeable. Il conviendra de préférer l'équipement en disjoncteur à maintenance réduite.

Les postes sources HT/MT (FigI.10) peuvent être constitués d'un étage HT plus complexe avec deux jeux barres.

### **I.5.2 Poste de distribution MT/BT**

Il est localisé entre le réseau de distribution MT et le réseau de distribution BT, son rôle d'assurer le passage de la MT (~10KV) à la BT(~100KV).

Ces postes sont constitués de :

- L'équipement MT pour le raccordement au réseau amont,
- Le transformateur de distribution MT/BT,
- Le tableau des départs BT comme point de raccordement du réseau aval de distribution (en BT).

### **I.5.3 Réseaux basse tension (BT)**

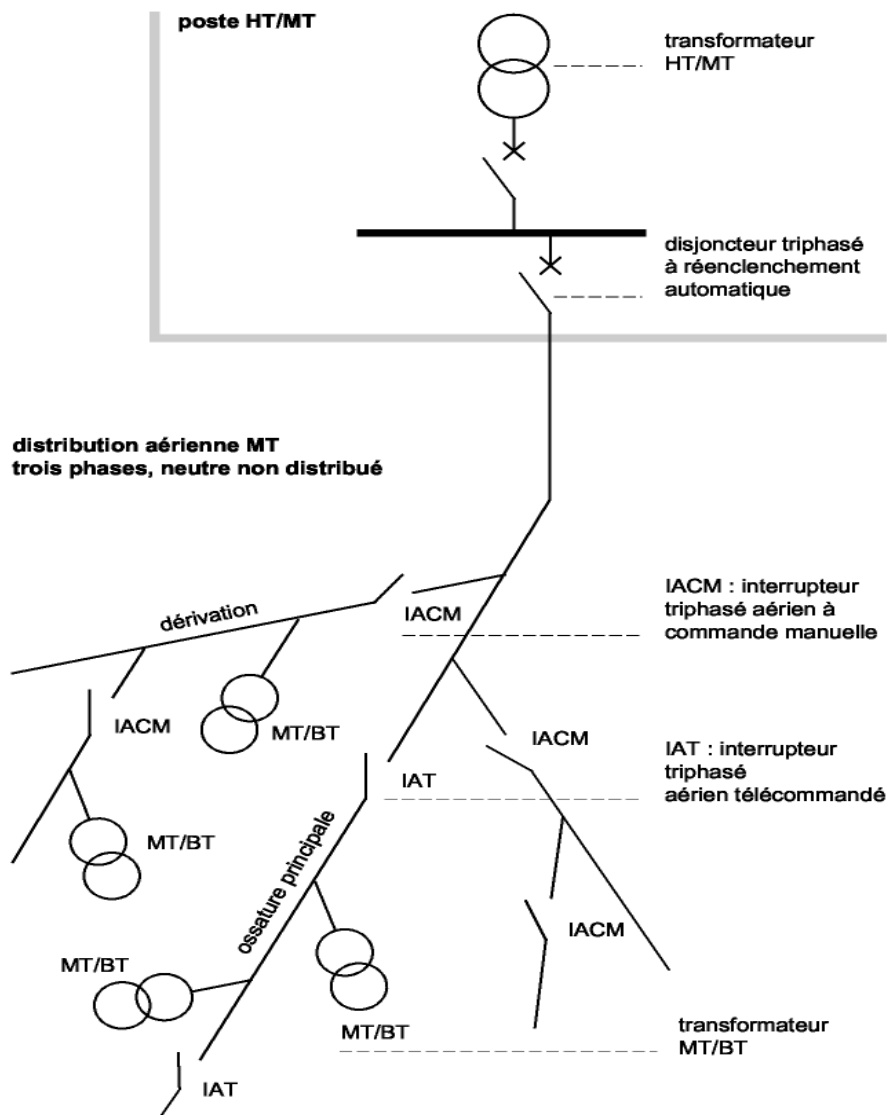
Le réseau de distribution basse tension alimente la clientèle domestique et certains types d'usagers de tension 220/380V, ces réseaux peuvent être aériens ou souterrains :

### a) Réseaux basse tension aériens (BTA)

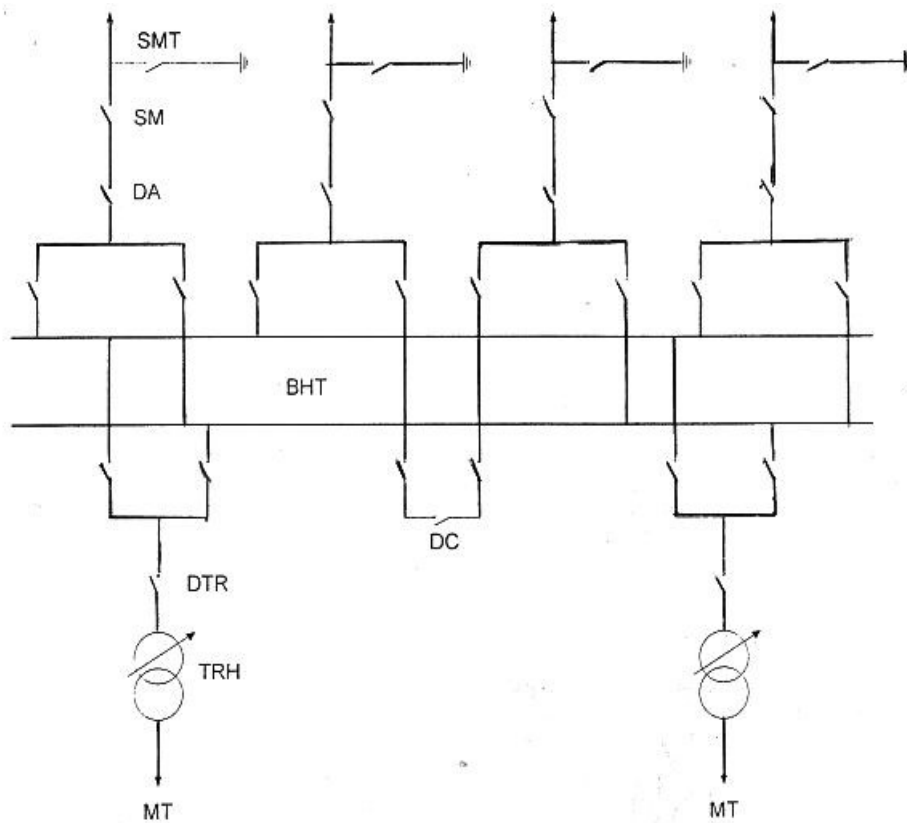
Leurs structure est arborescente à deux ordres de lignes, la dorsale en  $38,8 \text{ mm}^2$  cuivre et la dérivation en  $17,8 \text{ mm}^2$  cuivre.

### b) Réseaux basse tension souterrains (BTS)

En zone urbaine, les grands ensembles d'habitation collectifs sont desservis par des réseaux BTS exploites en boucle ouverte. Ces réseaux alimentent les installations intérieures des abonnés domestiques à travers les branchements individuels ou collectifs.



**Fig I.9** : schéma unifilaire du réseau MT



**Fig I.10 :** Partie haute tension du poste source HT/MT avec deux transformateurs pour réseaux souterrain ou aérien

SMT : Sectionneur de ligne avec couteaux de mise à la terre

SM : Sectionneur

DA : Disjoncteur arrivée HT

DTR : Disjoncteur pour transformateur

TRH : Transformateur HT/MT

BHT: Barre haute tension

DC : Disjoncteur de couplage

**I.6 Conclusion**

Ce premier chapitre est consacré à l'étude des généralités sur les réseaux électriques ou nous avons fait des rappels sur les différentes structures topologiques et les différents éléments constitutifs des réseaux électriques ( postes , lignes , aériennes , câbles souterraines , transformateurs, .....).

Vu l'objectif de notre travail, nous avons beaucoup insisté sur le réseau de distribution MT et des éléments qui la forme, afin qu'on facilite la compréhension de la suite de travail.



*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 courts-circuits.

Toute liaison ou contacte, 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 a 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 [3]**

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.

## **II.3. Les 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 [2]**

Ce sont des évènements indépendant 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.

## II.4 Différents types de défauts

Les différents types de défauts qu'on rencontre sont les surintensités, les surtensions, les oscillations et les déséquilibres.

### II.4.1 Surintensités [3]

L'origine des surintensités sont : les surcharges et les courts-circuits.

**a-Surcharge** : elles peuvent se produire de deux façons

- **Surcharge normales** : elles produisent en particulier lors de la mise sous tension des transformateurs et appareils électrique divers
- **Surcharges anormales** : elles se produisent lorsque les appareils installés sont trop puissants pour la ligne d'alimentation ou quand le travail demande aux machines est exagère d'où échauffement lent mais pouvant entraîner la détérioration des installations.

**b- Court- circuit:**

Ils sont dus à un contact accidentel entre phases ou entre une phase et la terre, soit à un défaut d'isolement soit à une fausse manœuvre. L'augmentation l'intensité maximale peut être très élevée d'où risque d'accident.

### II.4.2 Surtensions

En qualifie de surtension toutes tensions fonction du temps entre un conducteur de phase et la terre ou entre deux conducteurs de phase, dont la ou les valeurs de crête dépassent la valeur de crête correspondant à la tension la plus élevées pour le matériel. Les surtensions sont d'origine externe ou interne.

**a- surtensions d'origine externe :**

Elles sont produites par l'électricité atmosphérique, dues à des coups de foudres directes sur une ligne, sur un pylône ou bien à des coups de foudre indirect (électromagnétique, électrostatique).

**b- surtensions d'origine interne :**

Toute perturbation dans un circuit provoquée par induction d'une variation rapide et momentanée de la tension. Par exemple ouverture et fermeture d'un circuit, claquage d'un isolant.

## II.5 Caractères des défauts [7]

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.

### 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 courts-circuits ont des effets néfastes sur :

### II.6.1 Le fonctionnement des réseaux

Les courts circuits, surtout lorsqu'ils sont polyphasés et proches des centrales, entraînent une diminution du couple résistant des machines et donc une rupture de l'équilibre entre celui-ci et 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 La tenue du matériel [7]**

Les courts-circuits 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 Les chutes de tension [2]**

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

### **II.6.4 Les explosions de disjoncteurs**

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

### **II.6.5 Les circuits de télécommunications [7]**

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 La 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 Court-Circuit [11]**

Un court circuit est la disparition intempestive de l'isolement relatif de deux conducteurs de tension différentes, reliés à la même source, sans interposition d'une

impédance convenable. Il peut être réalisé, soit par un contact direct, soit par détérioration ou claquage de l'isolement.

Un courant de court circuit peut être :

- monophasé entre une phase et la terre ou une masse ;
- biphasé entre deux phases avec ou sans mise à la terre ;
- triphasé entre les trois phases ;

Les différentes statistiques donnent les probabilités suivantes pour chaque type de défaut :

5 % pour le triphasé

25 % pour le biphasé

70 % pour le monophasé

### II.7.2 Courant de court -circuit [2]

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:

$$I = V / Z$$

**V**: étant la tension de la source.

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

L'intensité  $J$  d'un courant de court circuit dans un réseau triphasé équilibré se définit toujours par phase à partir de la tension simple du réseau et de l'impédance correspondante par phase.

### II.7.3 Facteurs influençant la valeur de l'intensité d'un courant de court- circuit [1]

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 étoile, 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.

## II.8 Utilisation des composantes symétriques pour le calcul des courants de court circuit:[7]

Hormis le défaut triphasé symétrique qui n'introduit aucun déséquilibre entre phases du réseau, les autres types de défaut nécessite le recours aux composantes symétriques pour le calcul de  $I_{cc}$ .

### II.8.1 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.

$$\overline{V}_1 = \overline{V}_d + \overline{V}_i + \overline{V}_0$$

$$\overline{V}_2 = a^2 \overline{V}_d + a \overline{V}_i + \overline{V}_0$$

$$\overline{V}_3 = a \overline{V}_d + a^2 \overline{V}_i + \overline{V}_0$$

Avec  $a$  : un opérateur qui est égale à  $e^{j2\pi/3}$  ( $a = e^{j2\pi/3}$ )

Les trois valeurs  $\overline{V}_d, \overline{V}_i, \overline{V}_0$  sont appelées composantes ou coordonnées symétriques du système réel.

Ces composantes symétriques de système sont définies par la transformation de FORTESCUE.

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

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

$$\overline{V}_0 = \frac{1}{3} [\overline{V}_1 + \overline{V}_2 + \overline{V}_3]$$

### II.8.2 Indépendance des composantes :

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

$$\overline{V}_d = \overline{E}_d - \overline{Z}_d \cdot \overline{J}_d$$

$$\overline{V}_i = \overline{E}_i - \overline{Z}_i \cdot \overline{J}_i$$

$$\overline{V}_0 = \overline{E}_0 - \overline{Z}_0 \cdot \overline{J}_0$$

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

$$E_d = E ; E_i = E = E_0 = 0$$

### II.9 Méthodes de calcul de $I_{cc}$ : [6, 14]

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 le sole, le deuxième fait intervenir les courants de chaque phase.

$$\begin{aligned} \bar{J}_1 &= \bar{J}_d + \bar{J}_i + \bar{J}_o & \bar{V}_1 &= \bar{V}_d + \bar{V}_i + \bar{V}_o \\ \bar{J}_2 &= a^2 \bar{J}_d + a \bar{J}_i + \bar{J}_o & \bar{V}_2 &= a^2 \bar{V}_d + a \bar{V}_i + \bar{V}_o \\ \bar{J}_3 &= a \bar{J}_d + a^2 \bar{J}_i + \bar{J}_o & \bar{V}_3 &= a \bar{V}_d + a^2 \bar{V}_i + \bar{V}_o \end{aligned} \quad \text{I}$$

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  $\bar{J}_d, \bar{J}_i, \bar{J}_o, \bar{V}_d, \bar{V}_i \text{ et } \bar{V}_o$  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 :

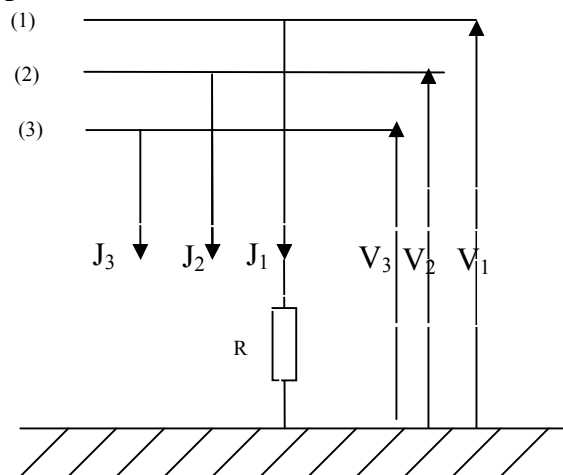


Fig III.1 : Court-circuit monophasé

Equation de courant de défaut:

$$V_1 = RJ_1 \dots\dots\dots (1)$$

$$J_2 = J_3 = 0 \dots\dots\dots(2)$$

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

$$J_1 = J_d + J_i + J_0 \Rightarrow J_1 = 3J_d = 3J_i = 3J_0$$

$$(1) \Rightarrow V_1 = 3RJ_d = 3RJ_i = 3RJ_0$$

$$J_d = J_i = J_0 = \frac{V_0 + V_i + V_d}{3R} \dots\dots\dots(3)$$

D'autre part on a :

$$V_0 = -J_0 Z_0 \Rightarrow J_0 = \frac{-V_0}{Z_0} \dots\dots\dots (4)$$

$$V_i = -J_i Z_i \Rightarrow J_i = \frac{-V_i}{Z_i} = J_0 \dots\dots\dots (5)$$

$$V_d + V_n + Z_d J_d \Rightarrow J_d = \frac{V_d - V_n}{Z_d} = J_0 \dots\dots\dots (6)$$

En superposant les équations 3, 4, 5,6 on trouve le courant de défaut à la terre

$$J_0 = \frac{V_n}{Z_d + Z_i + Z_0 + 3R}$$

En remplaçant les valeurs de  $J_0$  dans les équations 4,5 et 6 on obtiendra les expressions des composantes symétriques de tension :

$$V_o = \frac{-Z_o \cdot V_n}{Z_d + Z_i + Z_o + 3R}$$

$$V_i = \frac{-Z_i \cdot V_n}{Z_d + Z_i + Z_o + 3R}$$

$$V_d = \frac{V_n (Z_i + Z_o)}{Z_d + Z_i + Z_o + 3R}$$

Le courant de court-circuit est tel que :

$$I_{cc/Ph} = J_1 = J_d + J_i + J_o = 3J_o = \frac{3V_n}{Z_d + Zi + Z_o + 3R}$$

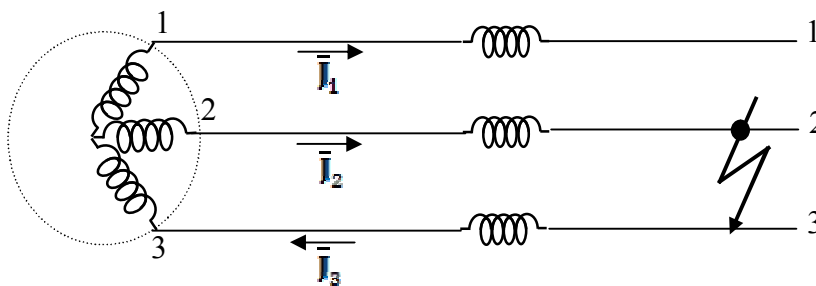
Pour les défauts résistants à la terre ,3R est prépondérant devant les autres impédances

$$I_{cc/ph} = \frac{V_n}{R}$$

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

$$I_{cc/Ph} = \frac{3V_n}{Z_d + Zi + Z_o}$$

**II.10.2 Défaut biphasé :**



**Fig II.2 : court-circuit biphasé**

$$J_1 = 0 \dots \dots (1)$$

$$J_2 = J_3 \dots \dots (2)$$

$$V_2 = V_3 \dots \dots (3)$$

Des équations (1) et (2), on tire :

$$J_d = 0 \text{ et } J_d = -J_i$$

De l'équation (3), on aura

$$\bar{V}_d = \bar{V}_i$$

Et 
$$\bar{J}_d = -J_i = \frac{\bar{V}_i}{Z_i} \dots \dots (4)$$

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

De (4) 
$$\bar{V}_i = -Z_i \bar{J}_i = \bar{V}_d$$

Donc on peut écrire :

$$\bar{E} = \bar{V}_d + \bar{Z}_d \bar{J}_d = \bar{Z}_i \bar{J}_d + \bar{Z}_d \bar{J}_d = \bar{J}_d (\bar{Z}_d + \bar{Z}_i)$$

$$\text{D'où } J_{cc2\phi} = \frac{\bar{E}(a^2 - a)}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i}$$

Avec

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

$$(I_{cc2\phi}) = \frac{\bar{E}\sqrt{3}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i}$$

### II.10.3 Défaut biphasé-terre :

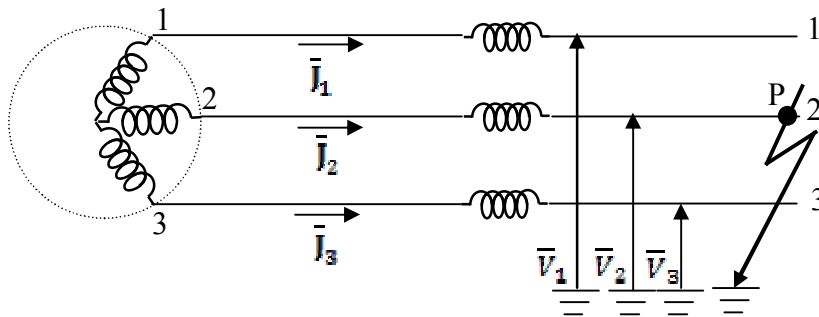


Fig II.3 : court-circuit biphasé à la terre

Equations du défaut

$$J_1 = 0 \dots \dots \dots (1)$$

$$J_2 + J_3 = J \dots \dots (2)$$

$$V_2 = V_3 = 0 \dots \dots (3)$$

De l'équation (3), on déduit

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

D'autre part on a

$$V_d = V_n - J_d Z_d \Rightarrow J_d = \frac{V_n - V_d}{Z_d} \dots \dots \dots (4)$$

$$V_i = -J_i Z_i \Rightarrow J_i = \frac{-V_i}{Z_i} \dots \dots \dots (5)$$

$$V_0 = -J_0 Z_0 \Rightarrow J_0 = \frac{-V_0}{Z_0} \dots\dots\dots(6)$$

De l'équation (1), on peu écrire

$$J_1 = 0 = J_d + J_i + J_o \dots\dots\dots(7)$$

En remplaçant  $J_o$ ,  $J_i$  et  $J_d$  par leurs expressions dans l'équation (7), on aura :

$$\frac{V_n - V_d}{Z_d} - \frac{V_i}{Z_i} - \frac{V_o}{Z_o} = 0 \dots\dots\dots(8)$$

Comme :  $V_d = V_i = V_o = \frac{1}{3} V_n$  , alors on aura :

$$V_d = V_i = V_o = V = \frac{3(Z_o Z_i V_n)}{Z_i Z_o + Z_d Z_i + Z_o Z_d} \dots\dots\dots(9)$$

En remplaçant l'équation (9), dans les équations (4), (5) et (6), on obtiendra les expressions composantes symétriques des courants :

$$J_0 = \frac{-Z_i V_n}{Z_d Z_o + Z_d Z_i + Z_i Z_o}$$

$$J_i = \frac{-Z_o V_n}{Z_d Z_o + Z_d Z_i + Z_i Z_o}$$

$$J_d = \frac{-(Z_o + Z_i) V_n}{Z_d Z_o + Z_d Z_i + Z_i Z_o}$$

Alors :

$$J_2 = \frac{Z_i(a^2 - 1) + Z_o(a^2 + a)}{Z_d Z_o + Z_d Z_i + Z_i Z_o} V_n$$

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

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

$$J = J_2 + J_3 \Rightarrow I_{cc2phT} = \frac{-3Z_i}{Z_d Z_o + Z_d Z_i + Z_i Z_o} V_n = 3J_0$$

**II.10.4 Défaut triphasé**

Equations du défaut:

$$V_1 = V_2 = V_3 \dots\dots\dots(1)$$

$$J_1 + J_2 + J_3 = 0 \dots\dots\dots(2)$$

D'autre part, on a :

$$\bar{V}_d = \frac{1}{3}(\bar{V}_1 + a\bar{V}_2 + a^2\bar{V}_3) \Rightarrow \frac{1}{3}(1+a+a^2)V_1 = 0$$

$$\bar{V}_i = \frac{1}{3}(\bar{V}_1 + a^2\bar{V}_2 + a\bar{V}_3) \Rightarrow \frac{1}{3}(1+a^2+a)V_1 = 0$$

$$\bar{V}_o = \frac{1}{3}(\bar{V}_1 + \bar{V}_2 + \bar{V}_3) \Rightarrow \frac{1}{3}(1+1+1)V_1 = V_1$$

$$V_d = V_i = 0$$

$$V_o = V_i$$

On a aussi :

$$J_1 = J_d + J_i + J_o$$

$$J_2 = a^2J_d + aJ_i + J_o$$

$$J_3 = aJ_d + a^2J_i + J_o$$

D'où l'équation (2) devient :

$$\begin{aligned} J_1 + J_2 + J_3 = 0 &\Rightarrow (1 + a^2 + a)J_d + (1 + a^2 + a)J_i + 3J_o = 0 \\ &\Rightarrow 3J_o = 0 \Rightarrow J_o = 0 \end{aligned}$$

D'autre part on a :

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

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

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

Donc on aura :

$$I_{cc3ph} = \frac{V_n}{Z_d}$$

## II.11 Méthode des valeurs réduites pour le calcul du courant de court circuit [15]

### 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 à été choisie arbitrairement comme référence est appelée « grandeur de base ».

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

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

Les grandeurs réduites des différents éléments du réseau sont alors :

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

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

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

### II.11.2 Réactance des éléments du réseau

#### II.11.2.1 Impédance ramené à un seul niveau de tension $U_x$

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

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

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

#### II.11.2.2 Réactance réduites des éléments constituant le réseau

##### A- Composantes direct et inverse :

##### a- Ligne :

$$\bar{X} = X.L \frac{S_b}{U_b} ;$$

Avec : X : Réactance de la ligne

L : Longueur de la ligne

L : Longueur de la ligne

$S_b$  ,  $U_b$  : Puissance et tension de base.

**b- Alternateur :**

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

Avec  $X''_d$  : Réactance subtransitoire

**c- Transformateur à deux enroulements :**

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

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:**

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

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

$$\bar{X}_{31} = U_{cc}^2 \cdot \frac{S_b}{S_n} \cdot \frac{U_{3n}^2}{U_b^2}$$

**-Deuxième étape:**

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

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

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

**Remarque:** toutes les réactances sont ramenées au primaire.

**e- Réseaux amont :**

$$\bar{X}_a = \frac{U^2}{P_{cc}} \cdot \frac{1}{X_b} \quad ;$$

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

U Tension entre phase

**B- Composantes homopolaire :**

On utilise les valeurs pratiques, à savoir :

a) **Ligne :**

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

b) **Transformateur :**

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

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

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

**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:

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

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

**II.12 Conclusion**

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

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

L'élimination des défauts ne peut être obtenue que par les appareils de protection qui ont un rôle primordial dont la fonction est la protection des réseaux de distribution. Ces appareils de protection qui doivent être réglés de façon judicieuse, feront l'objet du prochain chapitre.



*CHAPITRE III*  
*Protection d'un départ MT*

### III.1 Introduction

Les réseaux électriques représentent des investissements considérables consentis par les compagnies d'électricité pour alimenter leurs clients aux meilleures conditions de coût et de qualité de service.

Pour des raisons techniques et économiques évidentes, il n'est pas possible de construire des réseaux exempts de défauts de fonctionnement ; ils sont, en particulier, exposés aux agressions naturelles comme la foudre.

Les réseaux sont donc affectés de perturbations qui peuvent mettre en cause la pérennité du matériel et la qualité de service rendu et dont il faut chercher à minimiser les conséquences.

Tout défaut doit donc être identifié immédiatement et l'ouvrage affecté séparé du réseau sans délai ; c'est l'objet des protections des réseaux.

### III.2 Généralités [5]

#### III.2.1 Définition et rôle des protections

Une protection ou un système de protection peut être défini comme un ensemble de dispositifs plus ou moins complexe dont le rôle

Compte tenu de la typologie des défauts affectant les réseaux moyenne tension (Court-circuit, coupure d'une phase, câble tombé à terre....) le système de protection MT doit répondre aux objectifs suivants :

- préserver la sécurité des personnes et des biens (danger d'électrocution par élévation de potentiel) ;
- Eviter la destruction partielle ou totale des matériels de réseau par élévation dangereuse des températures, incendie ou explosion dus à l'amorçage d'un arc entre phase.
- Assurer la continuité de fourniture en éliminant rapidement l'élément de réseau défectueux.

#### III.2.2 Qualités d'un système de protection : [5]

On cherche dans tout système de protection à obtenir le meilleur compromis entre :

- la sensibilité : qui est l'aptitude des protections à détecter les défauts très résistants, qui peuvent mettre en péril la sécurité des tiers ;
- la rapidité : pour réduire les conséquences néfastes des courts-circuits du moins lorsque ceux –ci ne sont pas des défauts auto extincteurs ;
- La fiabilité : qui est l'aptitude des protections à éviter les déclenchements intempestifs (sécurité) et à assurer le bon fonctionnement en cas de défaut (sûreté).
- La simplicité : pour faciliter les mises en œuvre et la maintenance.

- Sélectivité : [13]

Les protections constituent entre elles un ensemble cohérent dépendant de la structure du réseau et de son régime de neutre .Elles doivent donc être envisagées sous l'angle d'un système reposant sur le principe de sélectivité qui consiste à isoler le plus rapidement possible la partie du réseau affectée par un défaut et uniquement cette partie en laissant sous tension toutes les parties saines du réseau.

Différents moyens peuvent être mis en œuvre pour assurer une bonne sélectivité dans la protection d'un réseau électrique

- La sélectivité ampèremétrique
- La sélectivité chronométrique
- La sélectivité différentielle
- La sélectivité de distance
- La sélectivité logique

#### **1- La sélectivité ampèremétrique**

Elle est assurée par les réglages en valeur de courant des seuils de déclenchement

#### **2- La sélectivité chronométrique**

Elle est assurée par les réglages en valeur de temps des seuils de déclenchement

#### **3- La sélectivité différentielle**

Elle est assurée par un découpage du réseau en zones indépendantes , et la détection dans chacune de ces zones d'une différence entre la somme des courants entrant et la somme des courants sortant .Cette technique nécessite une filerie entre les unités de protection situées aux différentes extrémités de la zone surveillée

#### **4- La sélectivité de distance**

Elle est assurée par un découpage du réseau en zones, et les unités de protection par calcul de l'impédance "aval", peuvent localiser dans quelle zone est situé le défaut.

#### **5- 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 située plus en amont .Elle permet d'augmenter le nombre d'étage de sélectivité sans allonger les temps de déclenchement en amont .Des fils pilotes sont nécessaires entre les unités de protection.

### III.2.3 Architecture du système de protection [7]

On peut organiser les protections du poste comme suit :

- Les protections principales
- Les protections secondaires

#### ❖ Les protections principales

Elles sont organisées en 3 niveaux en cascade :

- Niveau 1 : se situant au niveau des disjoncteurs des départs MT.
- Niveau 2 : disjoncteurs d'arrivée MT
- Niveau 3 : liaison des transformateurs au tableau MT

#### ❖ Les protections secondaires

Elles consistent à :

- La détection des terres résistantes ;
- La protection de la masse du tableau MT ;
- La protection interne des transformateurs HT/MT ;
- La protection de la cuve du transformateur

Le schéma de la **Fig III.1** illustre le plan de protection du poste.

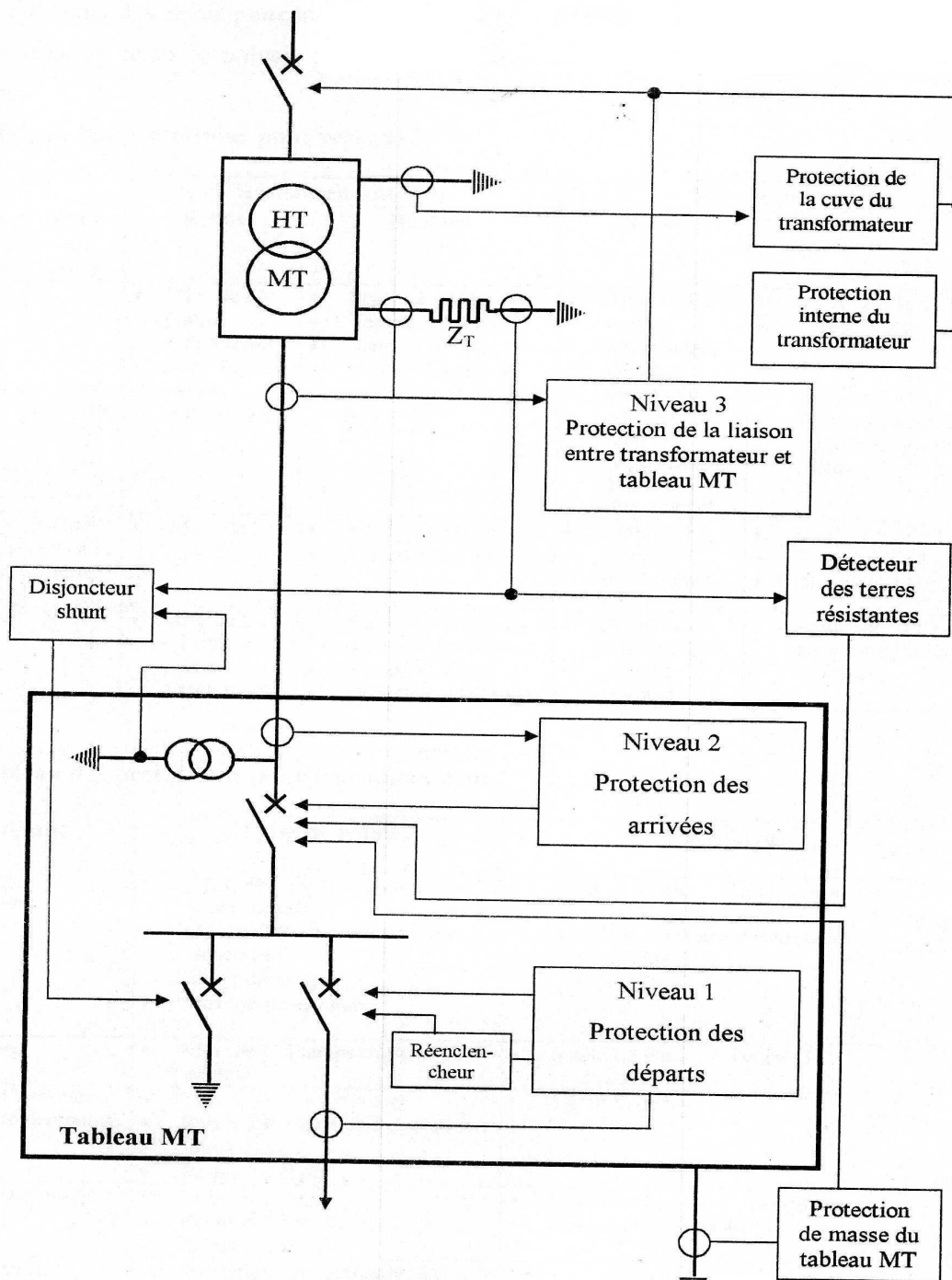


Fig III.1: Plan de protection des postes HT /MT

### III.2.4 Régime de neutre [1]

La façon dont le point neutre d'un réseau est mis à la terre est importante dans l'étude des systèmes de protection. La majorité des défauts débutent dans une configuration phase terre.

Le régime du point neutre a donc un effet direct sur le niveau de courant de défaut entre une phase et la terre et par conséquent sur les méthodes pour le détecter. A Hydro Québec, le point neutre est mis à la terre, ce qui permet d'alimenter des charges monophasées et rend plus simple la détection de défaut à la terre. Cependant, les clients d'affaire optent souvent pour des régimes de neutre différent, généralement dans le but d'améliorer la continuité d'alimentation de leur installation.

#### III.2.4.1 Base du choix du régime de neutre : [5]

Le choix du régime de neutre s'analyse en fonction des critères suivants :

- Niveau de tension, car le matériel doit avoir un niveau d'isolement compatible avec les surtensions engendrées lors des défauts monophasés ;
- Coordination des isolements, les courants de défauts à la terre des ouvrages, des montées en tension locales compatible avec les isolements des matériels à basse et moyenne tension ;
- Réglementation et législation concernant les élévations de tension de masse la sensibilité de détection.

#### III.2.4.2 Les différents régimes de neutre [6 , 8]

##### 1 - Neutre isolé:

Dans ce cas, il n'existe aucune liaison électrique entre le point neutre et la terre.

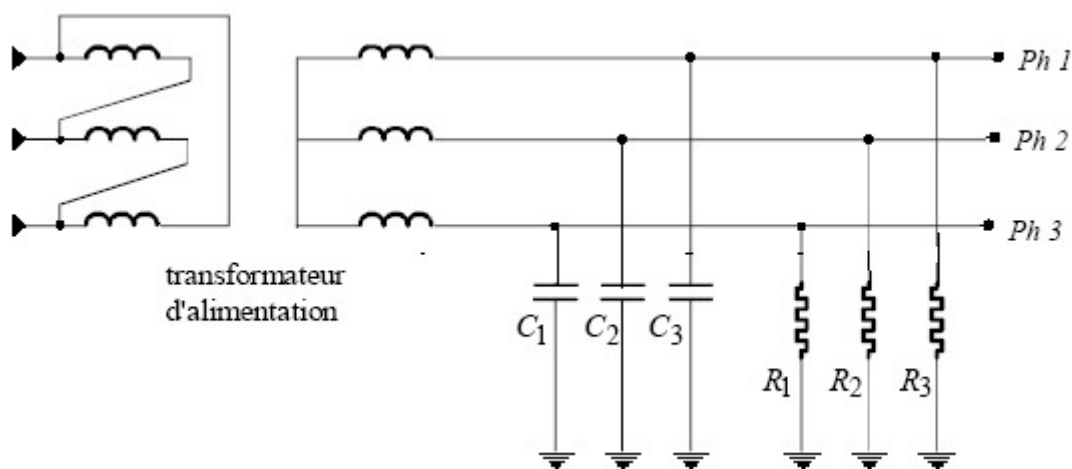
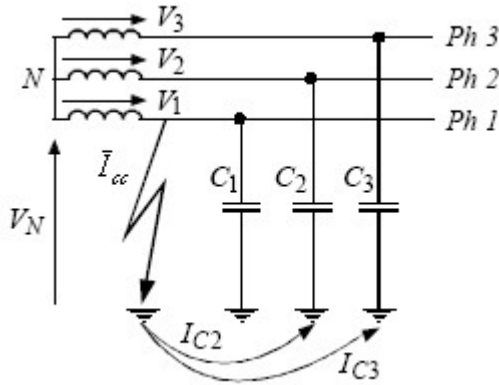


Fig III.2: Neutre isolé

Pour un réseau ayant un tel mode de raccordement, les surtensions prennent des valeurs très importantes. Par contre, les courants de court-circuit sont limités à des valeurs faibles ; ce qui permet la continuité de service pourvu que les isolements sont prévus pour des tensions composées et non pour des tensions simples.

Dans de tels réseaux, en cas de défaut monophasé, le courant de court-circuit s'établit entre la phase en défaut et la terre et se referme par les capacités et résistances de fuite des phases saines .



**Fig III.3**

Les résistances de fuite sont généralement négligeables (très faibles). Donc, le courant de court-circuit a un seul chemin de circulation qui comprend la somme des capacités de fuite des phases saines d'impédance globale égale à  $\frac{1}{jC\omega}$  et l'impédance homopolaire du transformateur et du câble ( $\bar{Z}_{OT} = \bar{Z}_{OT} + \bar{Z}_{Ol}$ ).

Par conséquent, l'impédance homopolaire résultante ou globale est constituée par la mise en série de  $(\frac{1}{jC\omega})$  et  $(\bar{Z}_{OT})$ , D'où :

$$\bar{Z}_O = \bar{Z}_{OT} + \frac{1}{jC\omega}.$$

Alors, le courant de court-circuit monophasé pour un réseau à neutre isolé est :

$$\bar{I}_{cc1ph} = \frac{3\bar{V}_n}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_O} = \frac{3\bar{V}_n}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_{Ol} + \bar{Z}_{OT} + \frac{1}{jC\omega} + 3R}$$

Avec :

$$\bar{Z}_d = \bar{Z}_{dT} + \bar{Z}_{dl} : \text{Impédance directe globale.}$$

$$\bar{Z}_i = \bar{Z}_{iT} + \bar{Z}_{il} : \text{Impédance inverse globale.}$$

$\bar{Z}_o = \bar{Z}_{oT} + \bar{Z}_{oI} + \bar{Z}_{oc}$  : Impédance homopolaire globale.

R : Résistance du câble en défaut.

Si  $\bar{Z}_d$ ,  $\bar{Z}_i$  et  $\bar{Z}_{oIT}$  sont négligeables devant  $\frac{1}{jC\omega}$  et le défaut est franc (R=0), l'expression du

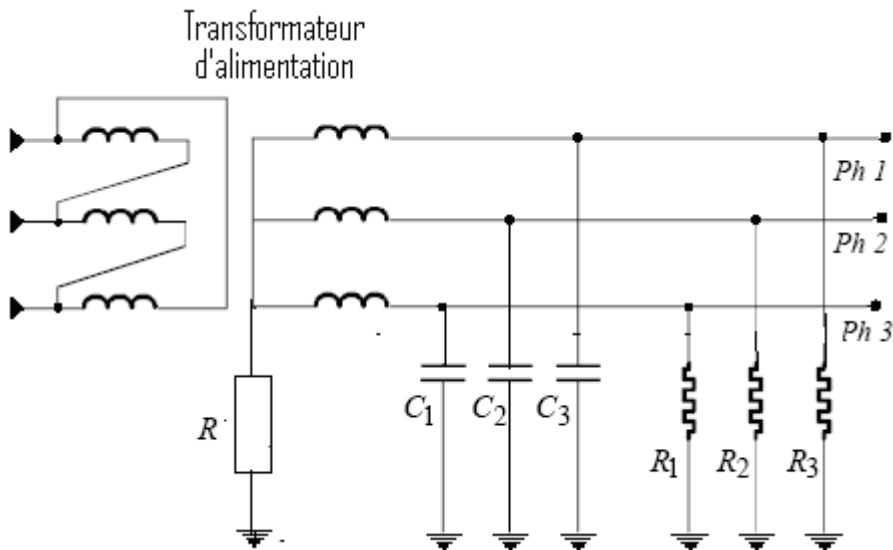
courant de défaut prend la forme suivante :

$$\bar{I}_{cc1ph} = \frac{3\bar{V}_n}{\frac{1}{jC\omega}} = j3C\omega\bar{V}_n$$

## 2- Neutre mis à la terre à travers une impédance

### a- Neutre mis à la terre à travers une résistance

Dans ce type de réseau, une impédance résistive est insérée entre le neutre et la terre ; ce qui permet de limiter le courant de défaut à la terre tout en permettant un bon écoulement des surtensions. La valeur de la résistance insérée est déterminée de façon à optimiser les deux contraintes (réduction des surtensions et des courants de défaut), tel que pour des réseaux alimentant des machines tournantes, on choisit une résistance qui nous permet d'avoir un courant de défaut de 10 à 50A et pour des réseaux de distribution, on choisit une résistance de façon à avoir un courant de défaut de 100 à 1000A .

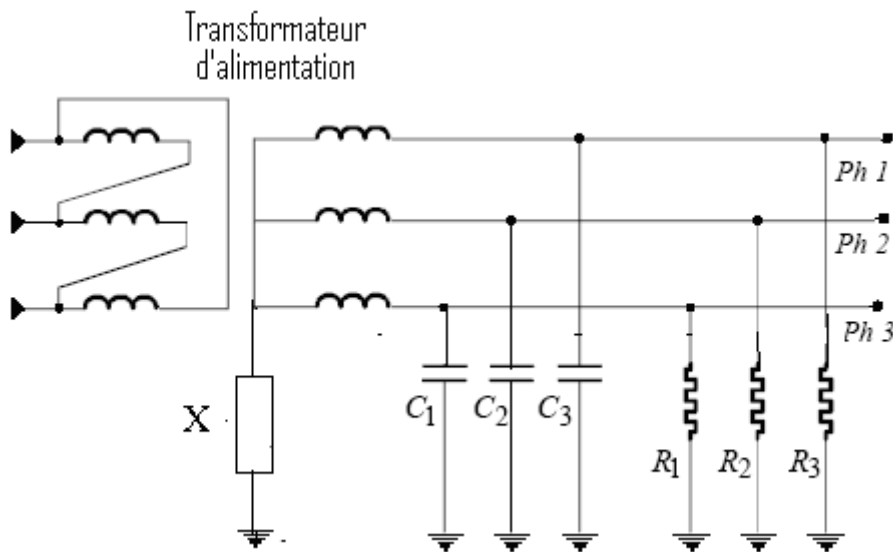


FigIII.4 : Neutre mis à la terre une résistance

### b- Neutre mis à la terre à travers une réactance

Dans les réseaux possédant une telle disposition, le courant capacitif est compensé. En effet, le courant de défaut est la somme des courants qui circulent à travers la mise à la terre par réactance (courant inductif) et les capacités des phases saines par rapport à la terre

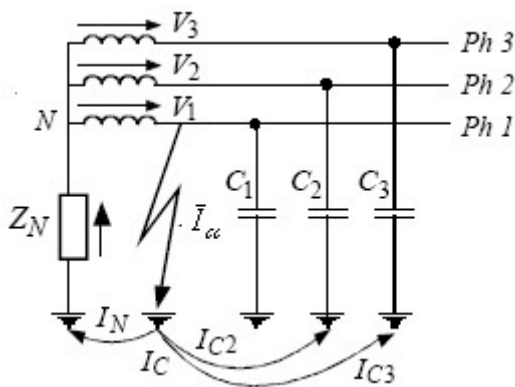
(courant capacitif) ; ainsi, on obtient la somme de deux courants de signe différents correspondant à un faible courant de défaut.



**Fig III.5** : Neutre mis à la terre à travers une réactance

**c- Calcul du courant de défaut à la terre**

En cas de défaut monophasé, le courant de court-circuit s'établit entre la phase en défaut et la terre et se referme par le neutre du transformateur ainsi que par les capacités et les résistances de fuite .



**FigIII.6**

Pour un neutre mis à la terre à travers une impédance ( $\bar{Z}_N$ ) et pour des résistances de fuite négligeables, le courant de court-circuit circule à travers deux chemins :

**-Premier chemin** : Il comprend l'impédance du neutre qui est équivalente à trois impédances identiques placées chacune sur une phase du réseau et ayant pour valeur unitaire ( $3\bar{Z}_N$ ),

l'impédance homopolaire du transformateur ( $\bar{Z}_{OT}$ ) et l'impédance du tronçon compris entre le transformateur et le point de défaut ( $\bar{Z}_{OI}$ ).

L'impédance globale ou résultante de ce premier chemin a pour valeur :

$$3\bar{Z}_N + \bar{Z}_{OIT}$$

Tel que :  $\bar{Z}_{OIT} = \bar{Z}_{OT} + \bar{Z}_{OI}$ .

- **Deuxième chemin** : Il comprend les capacités de fuite des phases saines d'impédance globale égale à  $\frac{1}{jC\omega}$  et l'impédance homopolaire du transformateur et du câble

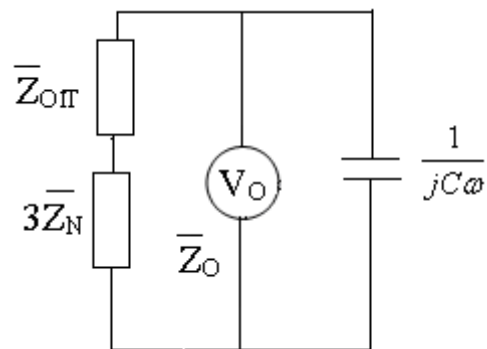
(  $\bar{Z}_{OIT} = \bar{Z}_{OT} + \bar{Z}_{OI}$  ).

On constate que l'impédance globale des capacités de fuite est prépondérante par rapport à l'impédance homopolaire du transformateur et de la liaison. Par conséquent, on peut les négliger devant ( $\frac{1}{jC\omega}$ ).

Alors, l'impédance résultante de ce deuxième chemin a pour valeur :

$$\frac{1}{jC\omega}$$

L'impédance homopolaire équivalente est la mise en parallèle du premier et deuxième chemin.



D'où :

$$\bar{Z}_O = \frac{(3\bar{Z}_N + \bar{Z}_{OIT}) \left( \frac{-j}{C\omega} \right)}{3\bar{Z}_N + \bar{Z}_{OIT} - \frac{j}{C\omega}} = \frac{3\bar{Z}_N + \bar{Z}_{OIT}}{1 + j(3\bar{Z}_N + \bar{Z}_{OIT})C\omega}$$

En conséquence, le courant de défaut est égal à :

$$\bar{I}_{ccl\ ph} = \frac{3\bar{V}_n}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_O} = \frac{3\bar{V}_n [1 + j(3\bar{Z}_N + \bar{Z}_{OIT})C\omega]}{[\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + 3R][1 + j(3\bar{Z}_N + \bar{Z}_{OIT})C\omega] + 3\bar{Z}_N + \bar{Z}_{OIT}}$$

Si  $\bar{Z}_d$ ,  $\bar{Z}_i$  et  $\bar{Z}_{OIT}$  sont négligeables devant  $3\bar{Z}_N$  et le défaut est franc ( $R=0$ ), l'expression du courant de défaut prend la forme suivante :

- Dans le cas où le circuit de mise à la terre du neutre est résistant :

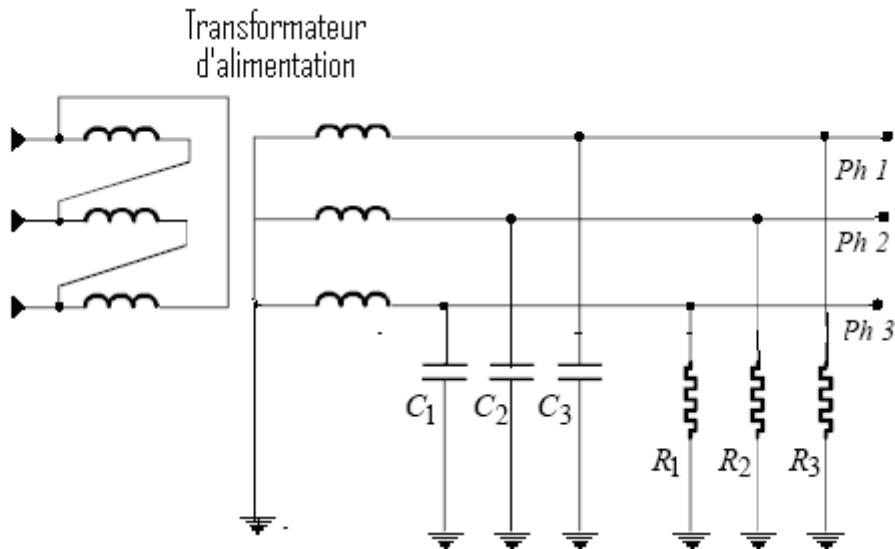
$$\bar{I}_{cc1ph} = \frac{\bar{V}_n}{R_N} + j3C\omega\bar{V}_n$$

- Dans le cas où le circuit de mise à la terre du neutre est inductif :

$$\bar{I}_{cc1ph} = -j\frac{\bar{V}_n}{X_N} + j3C\omega\bar{V}_n$$

### 3- Neutre mis directement à la terre

Dans ce cas, une liaison électrique est réalisée intentionnellement entre le point neutre et la terre. Le neutre est raccordé directement à la terre.



**Fig III.7:** Neutre mis directement à la terre

Dans de tels réseaux, en cas de défaut à la terre, un fort courant de court-circuit survient ; ce qui implique le déclenchement des protections. Ainsi, la continuité de service n'est pas assurée. Par contre, les surtensions sont limitées par leurs écoulements à la terre à travers le conducteur du neutre.

### III.3 Appareillage de protection

#### III.3.1 Appareillage de protection contre les surtensions

Les dispositifs de protection des réseaux électriques contre les surtensions sont généralement de deux types : l'éclateur et le parafoudre.

### III.3.1.1 Les parafoudres [1]

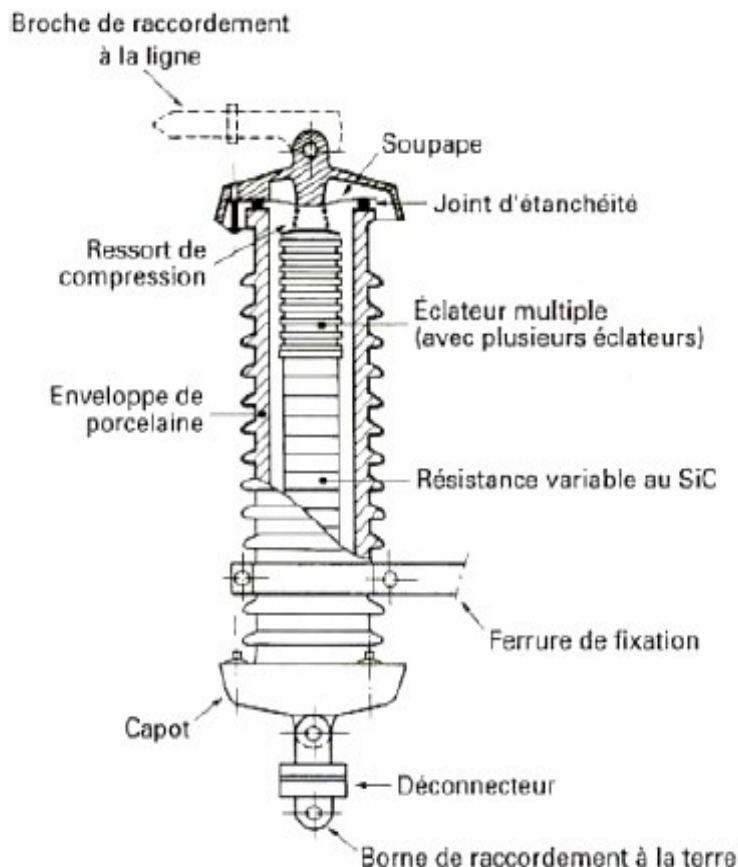
Les parafoudres sont des dispositifs de protection destinés à protéger les appareils et les installations contre les coups de foudres directs ou indirects.

#### a. Le parafoudre moyenne tension

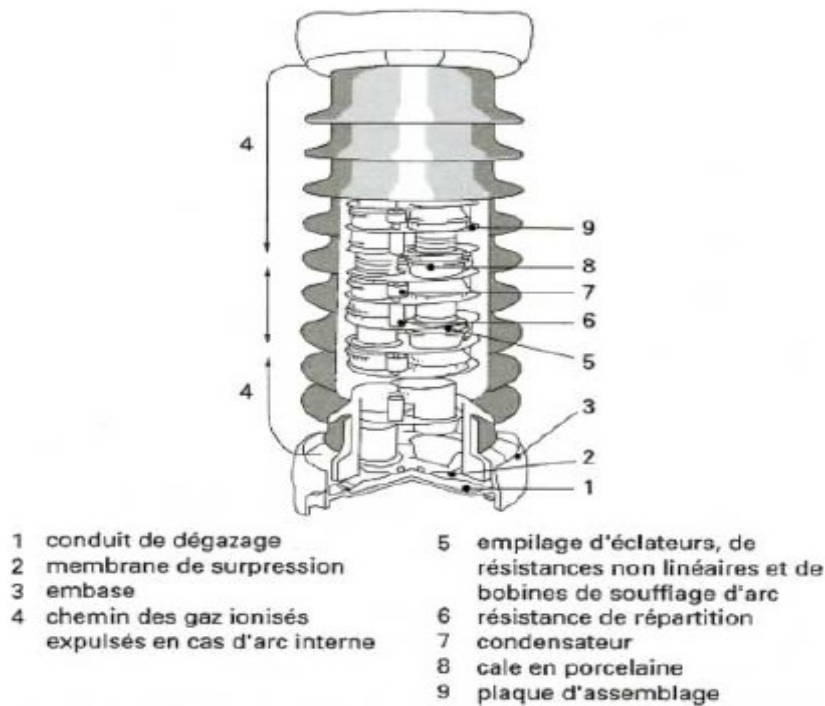
Il est constitué de plusieurs résistances non linéaires, au carbure de silicium associées en série avec un ou plusieurs éclateurs. L'ensemble est rempli d'un gaz sec (Azote). Ce type de parafoudre à expulsion.

#### b. Le parafoudre haut tension

Il comporte en série des éclateurs et une résistance (R), sa valeur décroît quand la tension augmente. Les condensateurs assurant l'équilibre de la tension entre les éclateurs. Ce dispositif est assez coûteux, il est utilisé en THT



**Fig III.8:** Schéma constitutif d'un parafoudre HTA au carbure de silicium et à éclateurs.



**FigIII.9** : Schéma constitutif d'un parafoudre HTB au carbure de silicium et à éclateurs.

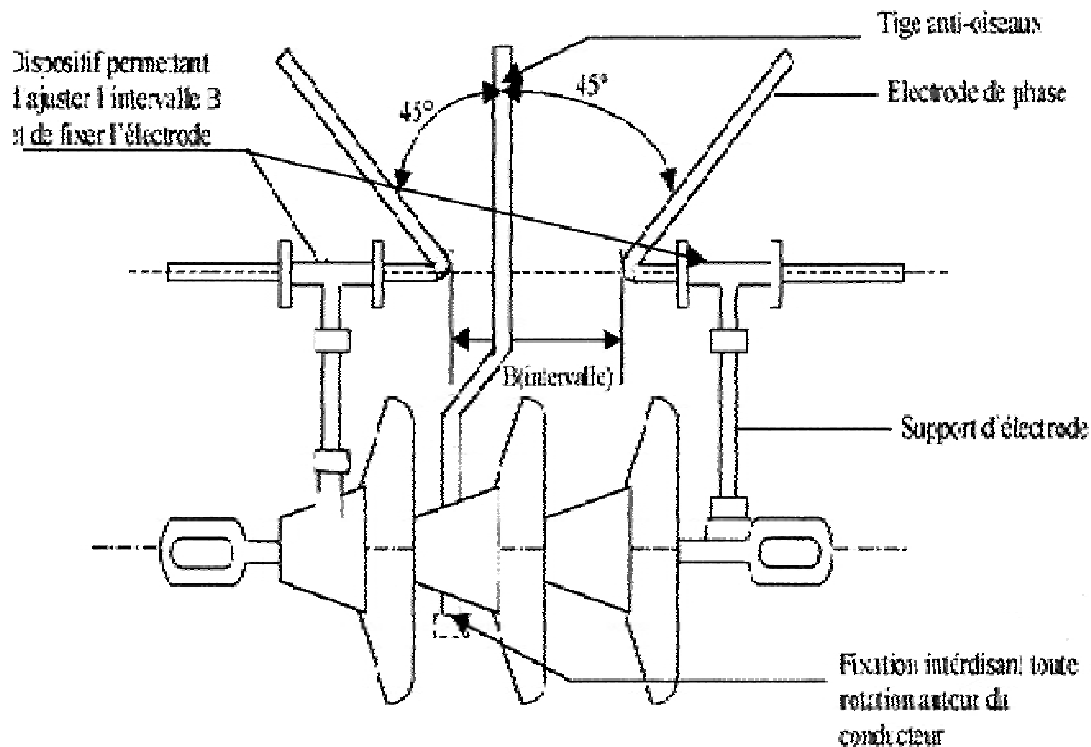
### III.3.1.2 Les éclateurs [2]

Les éclateurs constituent un moyen de protection contre les surtensions, utilisés depuis très longtemps en raison de leurs simplicités. On distingue deux types d'éclateurs :

#### III.3.1.2.1 Eclateur a cornes

Il est constitué de deux électrodes **Fig III.10**, relié l'une au conducteur de ligne et l'autre à la terre. Ces deux électrodes sont montées sur une chaîne d'isolateurs rigide. La distance entre les deux électrodes est réglée de manière à obtenir un amorçage pour une certaine valeur de la tension appliquée afin d'empêcher certains amorçages intempestifs.

Les éclateurs utilisés en MT comportent fréquemment entre leurs électrodes une tige anti-oiseaux.

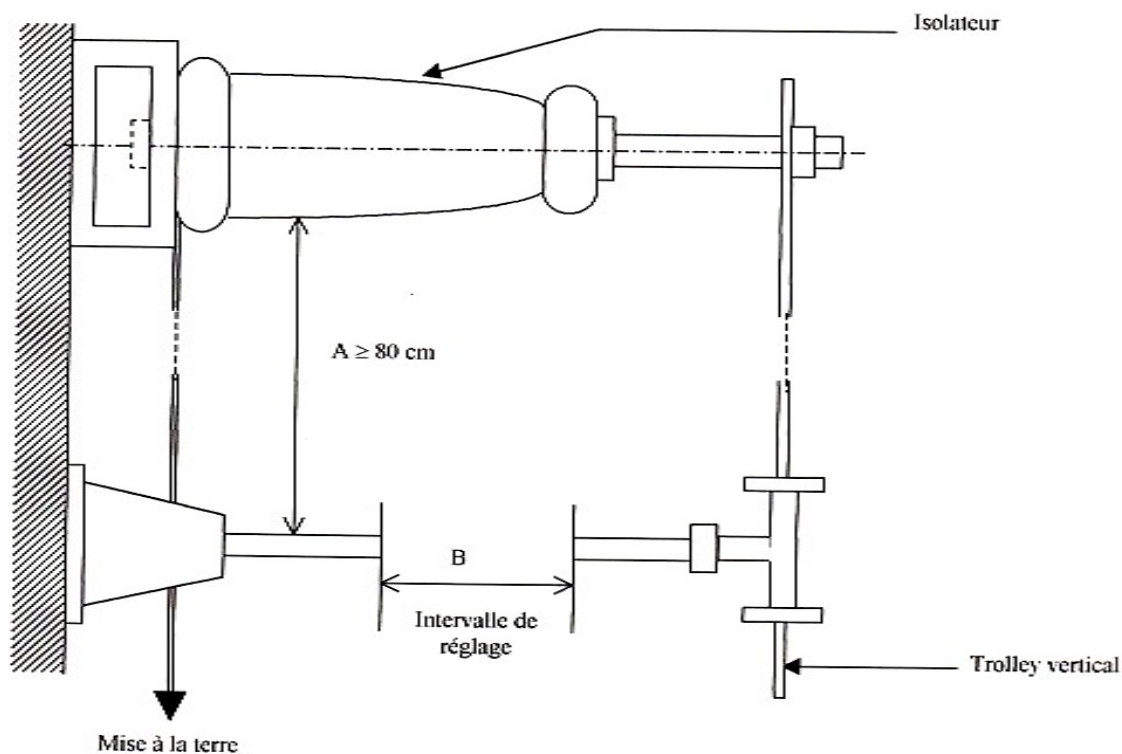


**Fig III.10 : Eclateur à cornes**

### III.3.1.2.2. Eclateurs à tige

Dans certains postes existants, l'installation d'éclateurs à cornes peut se heurter à des difficultés, en particulier du fait de sa façon dont est réalisé l'ancrage de l'arrivée MT, on peut alors utiliser des éclateurs à tige **Fig III.11** à l'intérieur du poste, en oubliant pas d'éliminer tout fusible en amont du point d'installation. Dans ce type d'éclateurs, l'usure a pour effet d'augmenter progressivement la distance entre électrode, il est nécessaire de revoir leur réglage. Sur les réseaux à neutre à la terre ou le courant de défaut franc à la terre peut atteindre 900 A, il faut s'assurer que sont remplies les conditions nécessaire pour limiter l'usure des éclateurs et qui sont :

- Le poste protégé doit être suffisamment éloigné du point d'alimentation du réseau pour que le courant de défaut triphasé ne dépasse guère 500A.
- Le poste protégé est situé sur le départ MT équipé de déclenchement non temporisé.



**Fig III.11** : Eclateur à tige

### III.3.2 Appareillage de protection contre les surintensités

#### III.3.2.1 Les disjoncteurs [2]

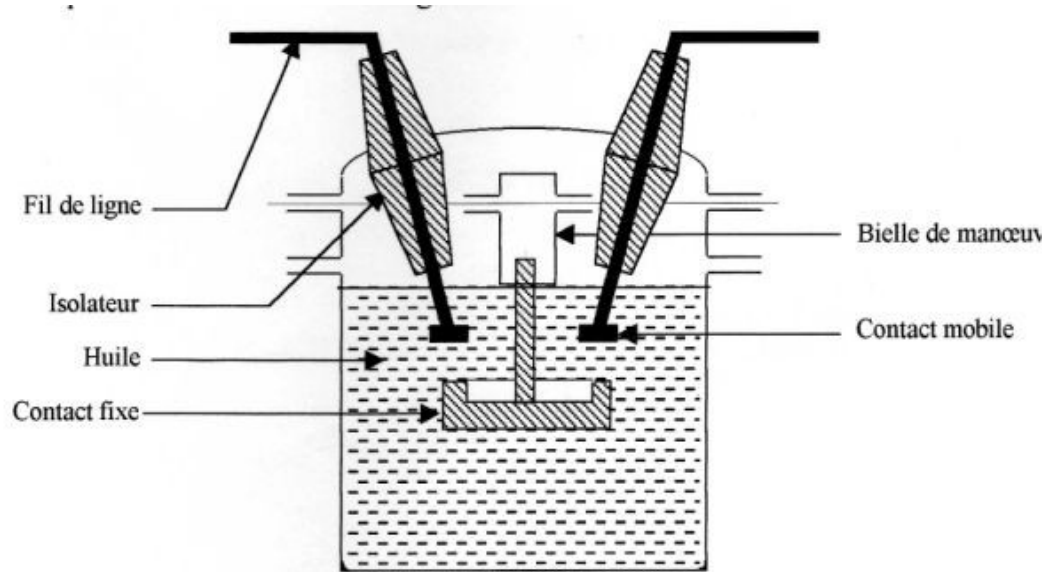
Ce sont des appareils mécaniques de connexion capables d'établir, de supporter et d'interrompre des courants dans les conditions normales et anormales des circuits. Ils sont destinés à la protection des réseaux de distribution et des postes de transformation. Ils vont de 3 à 36 KV et doivent être capables de couper en un temps très court (quelques millièmes de seconde) une intensité valant quatre à cinq fois l'intensité nominale sous une tension très élevée, donc ils jouent un rôle d'une importance capitale.

##### III.3.2.1.1 Différents types de disjoncteurs

###### a- Disjoncteur à huile

Ce type de disjoncteur actuellement peu utilisé est donné à la **Fig III.12**. Ce disjoncteur est constitué :

- d'une pièce métallique appelée contact fixe ;
- de mâchoires fixes appelées contact mobiles ;
- d'une tige de commande appelée Bielle de manœuvre ;

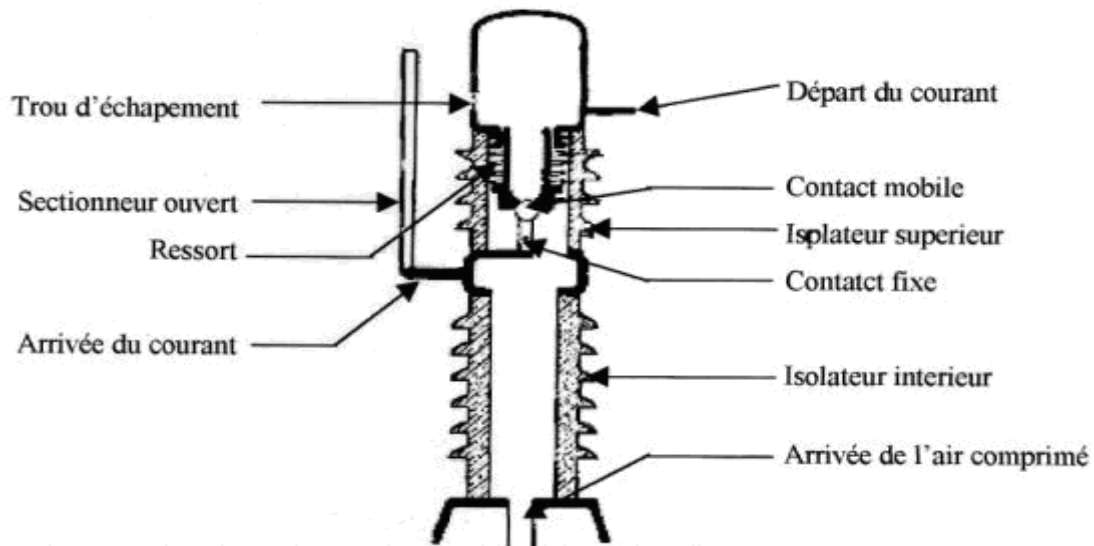


**Fig III.12** : Constitution d'un disjoncteur à huile

### **B- Disjoncteur à air comprimé**

Ce type de disjoncteur **Fig III.13** se présente sous forme d'une colonne, et constitué de parties suivantes :

- Un contact fixe lié généralement à l'une des bornes du sectionneur accouplé au disjoncteur ;
- Un contact mobile ;
- Une chambre inférieure, par laquelle arrive de l'air comprimé quand il faut que l'appareil déclenche ;
- Une chambre supérieure, dite chambre d'extinction par laquelle l'air comprimé pourra s'échapper dans l'atmosphère ;
- Une surface de contact qui sépare la colonne en deux chambres ;

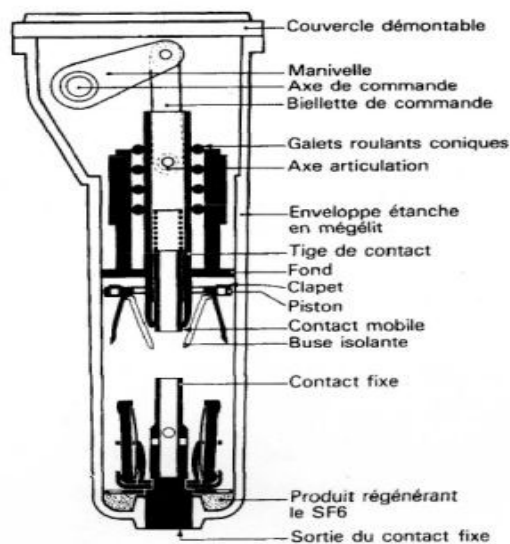


**Fig III.13 :** Constitution d'un disjoncteur à air comprimé

**C- Disjoncteur à l'hexafluorure de soufre (SF6)**

Ce type de disjoncteur a la tendance à remplacer les disjoncteurs à air comprimé est constitué **Fig III.14** essentiellement :

- D'un contact fixe ;
- D'un contact mobile ;
- D'une pièce de commande.



**Fig III.14:** Constitution d'un disjoncteur à l'hexafluorure de soufre

### III.3.2.1.2 Caractéristiques

Les disjoncteurs sont caractérisés par :

- Le courant nominal : c'est l'intensité nominale qu'un disjoncteur doit protéger ;
- Tension nominale : elle dépend des distances d'isolement ;
- Nombre de pôles : de 1 à 4 selon les applications;
- Pouvoir de coupure : c'est l'intensité du courant limite que le disjoncteur peut couper sous tension de rétablissement ;
- Pouvoir de fermeture : c'est l'intensité du disjoncteur à fermer le circuit à protéger dans les conditions de fonctionnement ;
- Le temps de déclenchement : ce temps est indispensable pour le choix d'un disjoncteur dans les cas suivants

Protection des transformateurs ;

Protection sélective avec association avec disjoncteur.

### III.3.2.2 Les sectionneurs

Les sectionneurs sont des appareils destinés à ouvrir ou fermer un circuit électrique à vide. Ils ne possèdent pas de pouvoir de coupure, la position « ouvert » ou « fermé » doit être nettement visible. Les sectionneurs sont utilisés pour effectuer à vide les manœuvres d'isolement des lignes ou des réseaux pour en permettre l'entretien, la visite et les réparations.

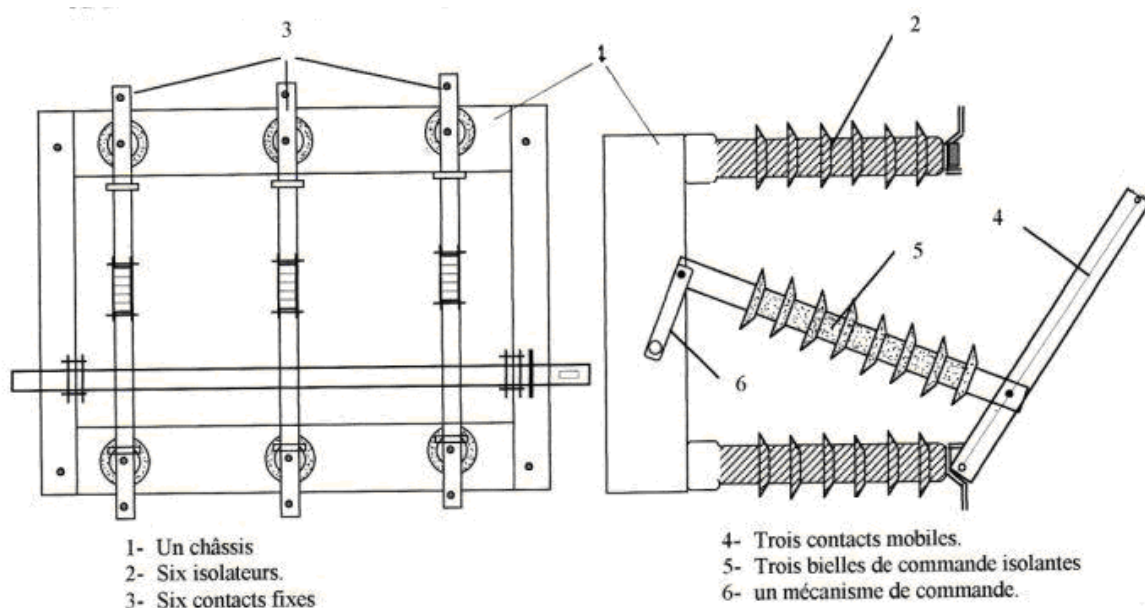


Fig III.15 : Constitution d'un sectionneur MT

### III.3.2.3 Relais de protection [9]

#### III.3.2.3.1 Définition :

Ce sont des dispositifs de surveillance des grandeurs électriques du réseau. Ils sont destinés à donner des ordres de coupure ou de mise hors tension du circuit de ce réseau lorsque les grandeurs qui l'alimentent franchissent un seuil prédéterminé.

#### III.3.2.3.2 Mode d'exploitation

Ils sont exploités suivant leur constitution:

##### 1- Relais électromagnétique

Il est constitué d'une armature mobile sur laquelle agissent des bobines ou des aimants ou des conducteurs.

La bobine parcourue par un courant provoque l'aimantation du circuit magnétique dont la partie mobile se déplace. La force d'attraction sur la partie mobile sera d'autant plus grande que l'intensité du courant sera plus élevée et l'entrefer plus faible.

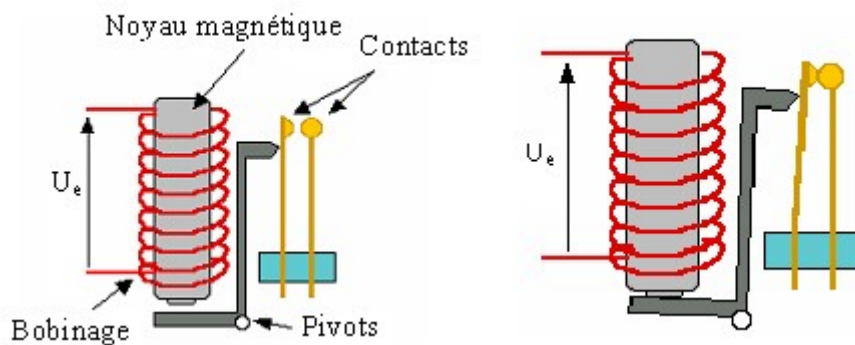


Fig III.16: Relais électromagnétique

##### 2- Relais thermique

Il est composé d'un bilame métallique à coefficient de température différent

Fig III.17. Le courant parcourant ce relais, s'il est supérieur à la valeur de réglage du relais, engendre l'échauffement et la déformation du bilame qui entraîne à l'aide d'un contact électrique associé à ce bilame le déclenchement du circuit de commande.

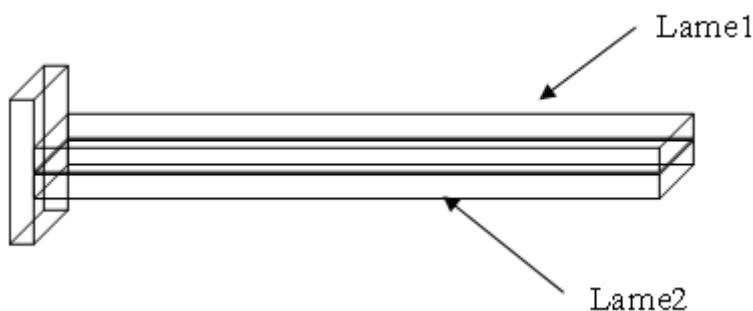


Fig III.17: Schéma d'un bilame

### 3-Relais statique

Les relais statiques remplacent de plus en plus les relais électromagnétiques pour les avantages suivants : Plus précis, plus sensibles, plus rapides, plus sélectifs, rapidité de dépannage, durée de vie plus longue, faible consommation, moins encombrants.

#### III.3.2.3.3 Types de relais

Il existe différents types de relais :

##### 1- Relais de tension

Ce sont des relais sensibles à toutes variations de la tension de l'installation, soit par accroissement soit par diminution.

Dans ce type, on distingue :

- Les relais instantanés : Ils fonctionnent dès qu'on atteint la tension de réglage.
- Les relais temporisés : Ils réagissent si et seulement si la tension dépasse le seuil de réglage pendant un temps égal à la temporisation prédéterminée.

##### 2- Relais de courant

Ces relais réagissent pour toutes variations de courant dans l'installation considérée. Il existe plusieurs types de relais d'après le mode de temporisation :

###### ❖ Relais instantané de courant de phase

Ces relais sont caractérisés à la fois par leur rapidité d'action (temps de fonctionnement  $\leq 40$  à  $100\text{ms}$ ) et leur insensibilité aux régimes transitoires imposés par le réseau.

###### ❖ Relais instantané de courant de pourcentage

Ce relais de mesure compare la valeur instantanée de courant à une autre valeur de courant au lieu d'une valeur fixe comme pour les autres relais. Ce deuxième courant est souvent lié au premier. Cette méthode de mesure réduit le risque de fonctionnement intempestif lié aux erreurs de mesure lors d'un régime transitoire.

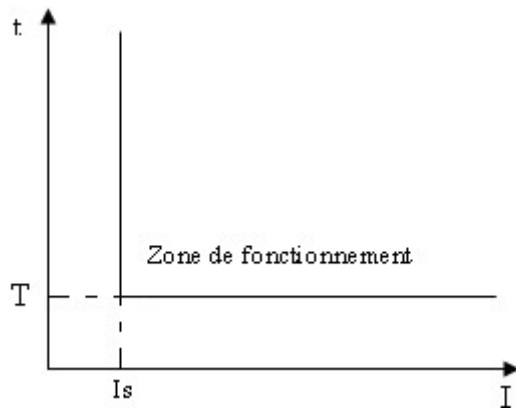
###### ❖ Relais de courant temporisé

Dans ce type de relais, le détecteur de seuil est suivi d'une temporisation et cette temporisation peut être :

- **A temps indépendant Fig III.18**

Dans ce cas, la temporisation est indépendante de la valeur du courant mesuré.

La temporisation est constante.

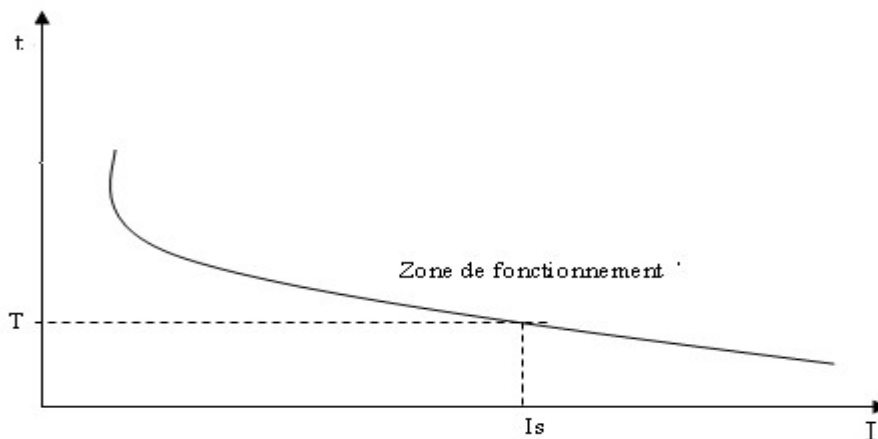


**Fig III.18.a :** Courbe de fonctionnement d'un relais à temps indépendant

- **A temps dépendant Fig III.19**

Dans ce cas, la temporisation dépend du rapport entre le courant mesuré et le

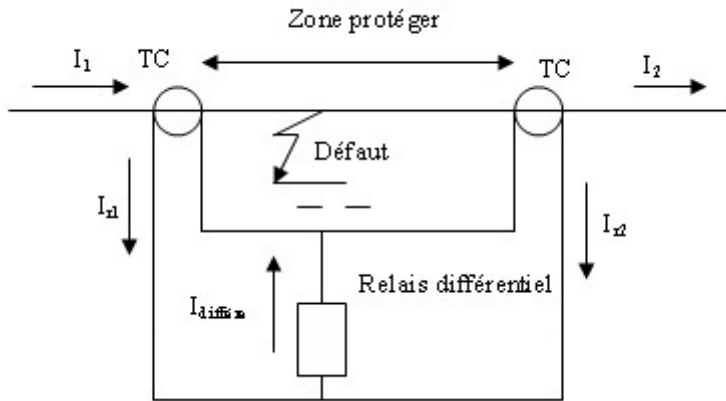
Seuil de fonctionnement ( $I_s$ ). Plus le courant mesuré est élevé, plus la temporisation est faible.



**Fig III.18.b:** Courbe de fonctionnement d'un relais à temps dépendant

### 3- Relais différentiels

Ils sont sensibles à la différence de deux grandeurs électriques. Leur principe repose sur la comparaison de deux grandeurs (voire Fig III.19) ; l'une d'entrée et l'autre de sortie. Ils sont utilisés dans la protection des machines (alternateurs, transformateurs) ou des lignes de distribution.



**Fig III.19:**Schéma de principe d'un relais différentiel-

Avec :

$$I_{diff} = |I_{r1} - I_{r2}|$$

TC : transformateur de courant

### c- Circuit de déclenchement

Il sert à transmettre à l'organe de coupure l'ordre issu du relais.

### III.3.2.4 Coupe circuit à fusible [6]

#### a- Définition :

Le coupe circuit à fusible est un appareil dont la fonction est de couper, par la fusion l'un de ses éléments appelé conducteur fusible, le circuit dans lequel il est inséré, lorsque le courant qui parcourt l'élément dépasse une certaine limite qui dépend de la durée.

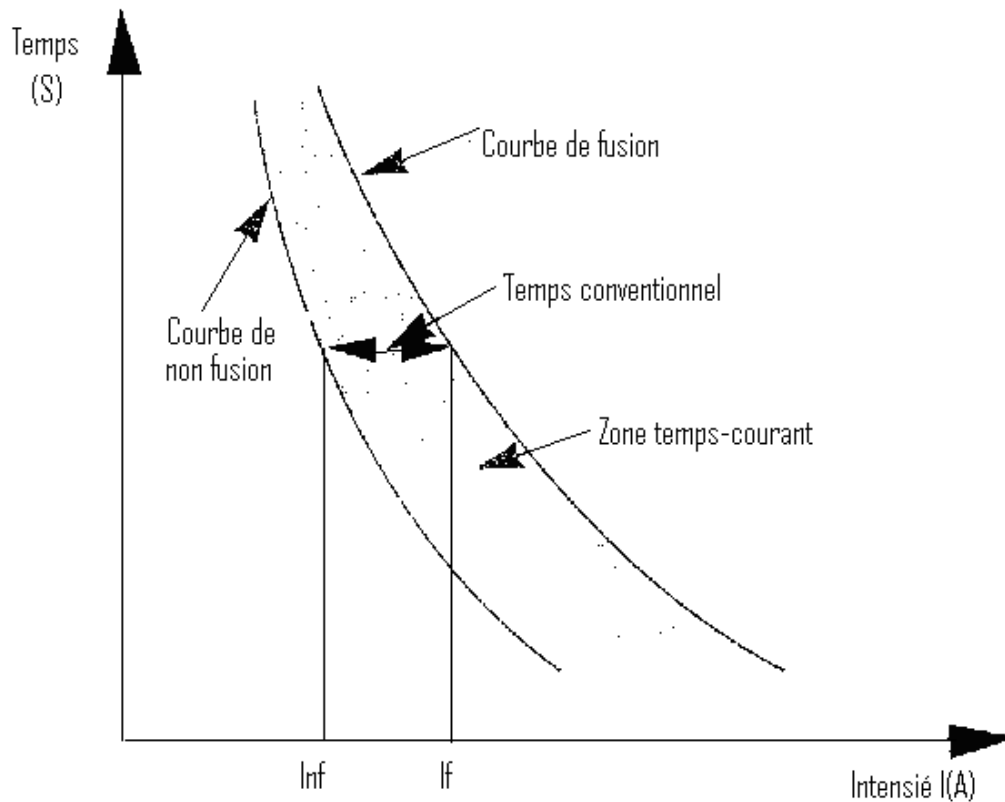
Le conducteur fusible est généralement en plomb ou en argent placé dans du sable fin

#### b- Caractéristique du fusible :

Un fusible possède une zone de fonctionnement comprise entre deux courbes  $t=f(I)$ .

Cette particularité suppose une dispersion qui résulte :

- De la température des fils fusibles au moment ou débite le court-circuit ;
- De la précision apportée au calibrage des fils fusibles ;
- De la composition des alliages utilisés pour la fabrication des ils fusibles.



**FigIII.20:** courbe caractéristique d'un fusible

L'usage est donc seulement assuré d'un fonctionnement correct à l'intérieur de la zone hachurée, la courbe  $t=f(I)$  de fonctionnement réel pouvant, à la limite, être tangente aux deux courbes enveloppes.

### c- Constitution d'un coupe circuit

Le plus utilisé est le coupe circuit à fusion enfermée à matière pulvérulente, ces coupes circuits sont constitués :

- d'un ou plusieurs fils d'argent enroulés sur un cylindre de céramique ;
- d'une matière pulvérulente (sable, silice) entourant le ou les fils fusible ;

- d'un cylindre isolant en céramique renfermant l'ensemble et supportant les extrémités conductrices auxquelles sont raccordées les fils fusibles.

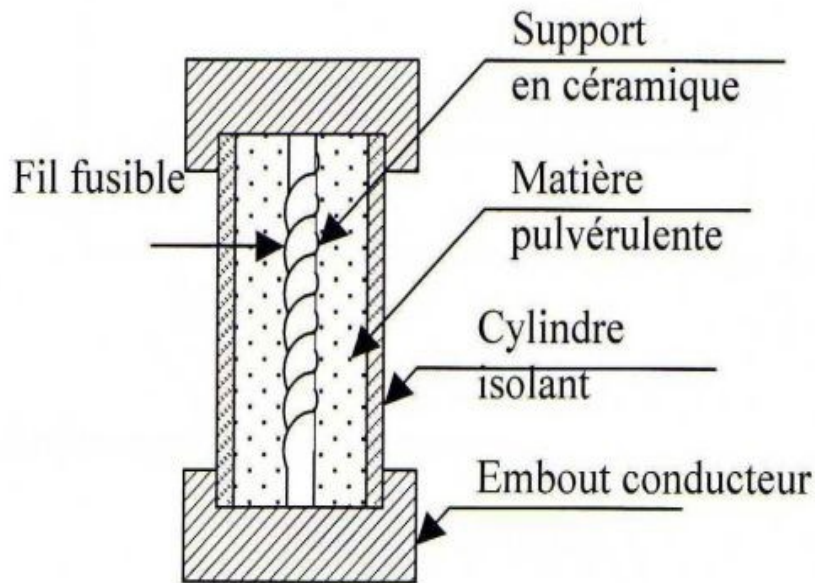


Fig III.21: constitution d'un coupe circuit

#### III.4 Protection des transformateurs [10]

Les transformateurs sont les équipements les plus importants dans un réseau électrique. Ils peuvent être affectés par plusieurs défauts : mal refroidis, surchargés ou affectés par des courts-circuits. Il faut, donc, les protéger à l'aide de différentes protections.

##### III.4.1 Protection thermométrique de cuve

Son principe repose sur la mesure de la température de l'huile contenue dans la cuve du transformateur. A une certaine température, la protection réagit par la fermeture d'un contact d'alarme puis, si la température continue à augmenter au-delà d'une température prédéterminée, la protection se déclenche (ces températures sont fixées à l'avance et elles sont généralement de 70°C pour l'alarme et de 80°C pour le déclenchement).

Cette protection est destinée à déceler les anomalies de refroidissement de la cuve dans les transformateurs (arrêt du dispositif de ventilation ou de circulation de l'huile).

##### III.4.2 Protection par relais thermique

Dès que la température dans la cuve du transformateur dépasse une valeur prédéterminée, le bilame composant le relais se déforme sous l'effet de la chaleur provoquant ainsi le déclenchement de la protection. Ce relais est placé sur chaque phase du transformateur.

### III.4.3 Protection par image thermique

permet la relève et le contrôle de la température des enroulements du transformateur par la mesure du point le plus chaud de ces enroulements.

Elle est constituée d'une sonde à résistance. La sonde mesure la température de la résistance qui est parcourue par le courant traversant les enroulements du transformateur à protéger. Dès que la température dépasse la valeur spécifique, la protection signale cette anomalie. Cette protection est utilisée pour la signalisation.

### III.4.4 Protection de BUCHHOLZ

Cette protection est destinée à détecter les défauts pour tout appareil immergé dans un isolant liquide. Pour les transformateurs, lors d'un défaut interne, un dégagement de gaz dû à la décomposition de l'huile ou à la dégradation des isolants par l'arc électrique survient. Ce gaz remonte vers le relais de BUCHHOLZ et entraîne le basculement des flotteurs soit en position de déclenchement dans le cas d'un défaut sévère, soit en position d'alarme dans le cas d'un défaut moins sévère. Le gaz qui s'accumule dans le conservateur ou dans l'accumulateur nous renseigne par sa couleur sur l'origine du défaut :

- Gaz blanc provient de la destruction du papier.
- Gaz jaune provient de la destruction des pièces en bois.
- Gaz noir ou gris provient de la détérioration de l'huile.

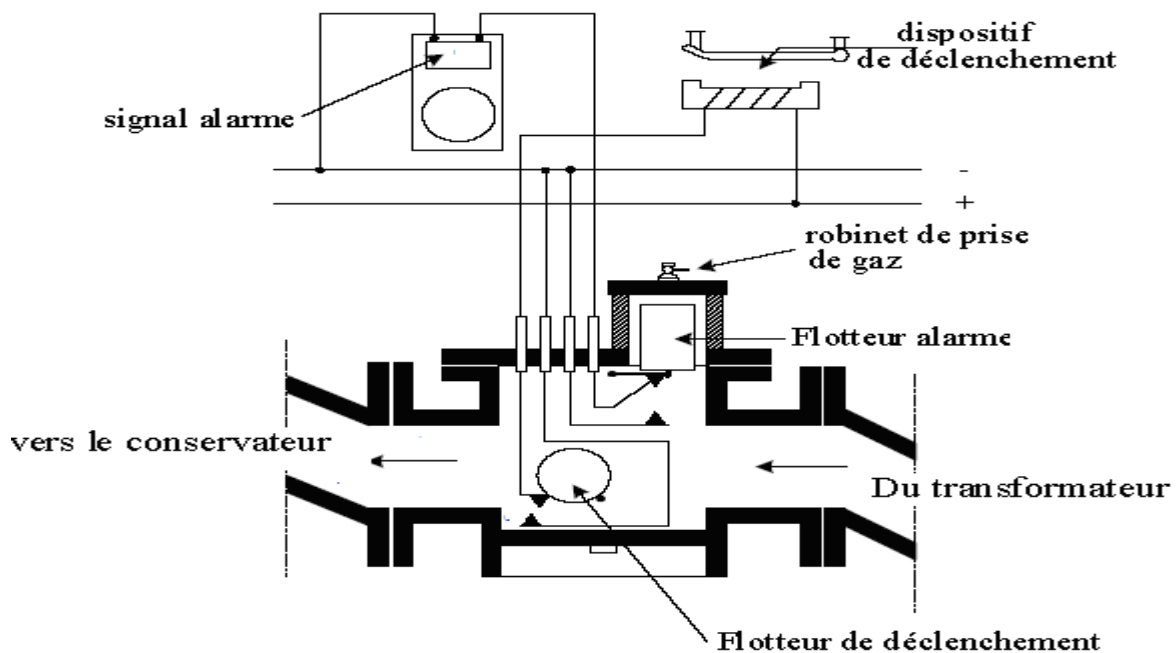
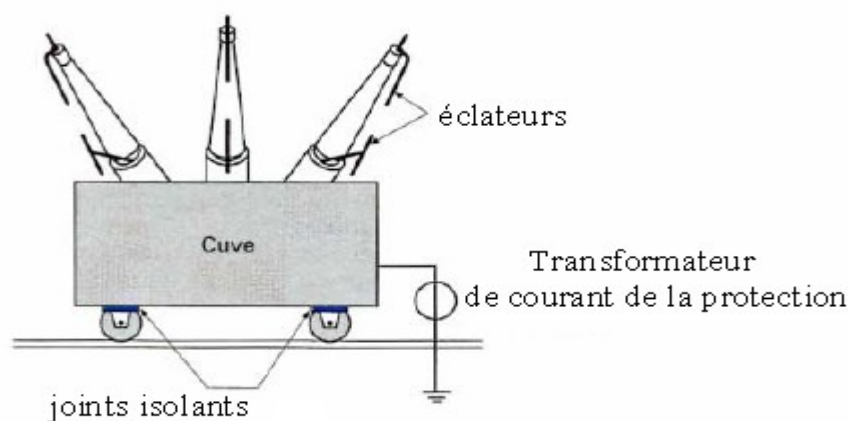


Fig III.22: Schéma de principe du relais BUCHHOLZ

### III.4.5 Protection de masse-cuve

Cette protection est utilisée dans la détection des défauts d'isolement ou de courts-circuits à la masse. Pour cela, on utilise un relais à maximum de courant instantané alimenté par un transformateur de courant dont le primaire est monté en série avec la connexion de la mise à la terre de la cuve. Ce relais permet de détecter la circulation du courant entre la cuve et la terre. Quand le courant circulant dépasse la valeur de consigne, le relais bascule et ordonne l'ouverture du disjoncteur.

Cette protection est utilisée seulement pour les transformateurs dont le neutre est relié à la terre.



**Fig III.23:**Protection masse-cuve

### III.4.6 Protection différentielle

Son principe est basé sur le fait que tout courant entrant dans un organe électrique est égal à celui qui en sort et toute inégalité indique un défaut. Toutefois, cette inégalité n'entraîne pas essentiellement un déséquilibre, elle peut être due à l'incertitude des transformateurs de mesure ou encore au courant magnétisant du transformateur protégé. Ces sources de déséquilibre sont inévitables et c'est pour cette raison que le relais différentiel est à pourcentage et ne fonctionne que si le déséquilibre dépasse un certain pourcentage de courant de charge (20 à 40%).

### III.5 Protection des jeux de barre

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

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

### **III.5.1 Protection de masse**

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

### **III.5.2 Protection différentielle**

Son principe repose sur la comparaison entre le courant arrivant de la source et la somme des courants sortant par les départs. Si la différence est nulle le jeu de barres est sain, dans le cas contraire, il existe un défaut et l'appareil de coupure associé se déclenche.

### **III.6 Protection du réseau moyenne tension**

Comme vu précédemment, les réseaux moyenne tension s'étendent des postes sources, constitués de transformateurs HT/MT, jusqu'aux abonnés MT ou BT en passant par des lignes aériennes ou souterraines. La protection du réseau consiste à la protection des différents équipements le constituant.

#### **III.6.1 Protection des transformateurs HT/MT**

En plus des protections principales (Buchholz, température, masse cuve et différentielle), les transformateurs HT/MT sont généralement protégés par deux protections à maximum de courant.

-La première, côté MT : est une protection à un seuil contre les surcharges du transformateur, elle constitue, aussi, une protection de secours vis-à-vis des défauts polyphasés sur les lignes MT.

-La deuxième, côté HT : est une protection à maximum de courant à deux seuils.

- Le premier seuil temporisé.
- Le deuxième seuil instantané pour les courts-circuits sur le primaire du transformateur. Il est réglé à un courant très élevé de façon à ne pas être sensible aux courts-circuits dans la tranche MT.

Vis-à-vis des défauts monophasés, une protection à maximum de courant est prévue dans la connexion du neutre

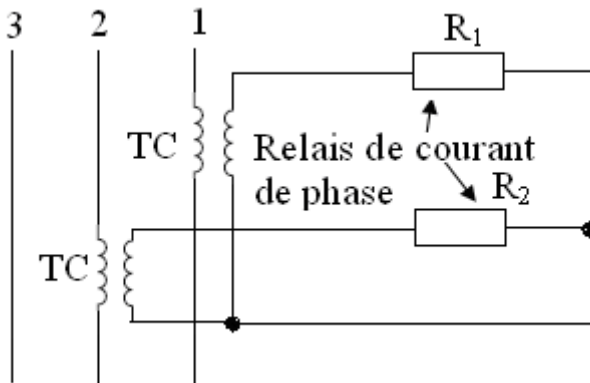
#### **III.6.2 Protection des départs moyenne tension**

Les protections sont installées en tête de départ. La protection est réalisée par trois relais ; deux relais de phase qui assurent la protection contre les défauts entre phases (polyphasé) et un relais homopolaire qui assure la protection contre les défauts entre phase et

terre (monophasé). Ces relais sont alimentés par des transformateurs de courant insérés dans les phases.

### III.6.2.1 Protection contre les défauts entre phases

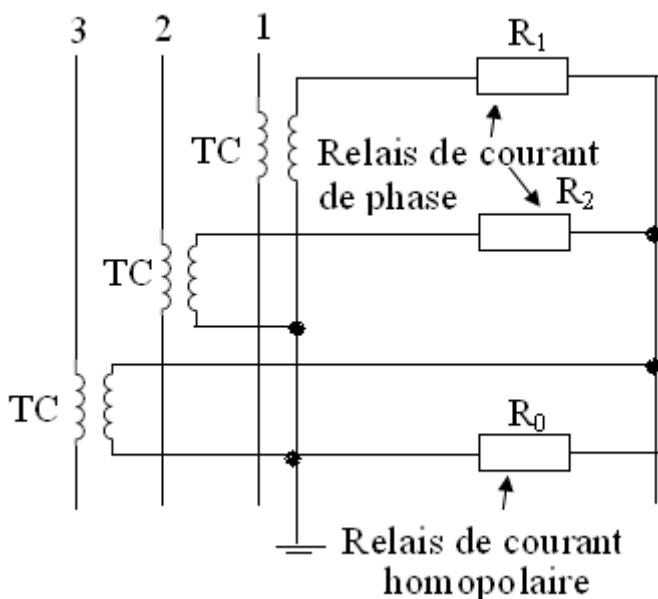
Elle est réalisée par deux relais à maximum de courant à deux seuils alimentés par deux transformateurs insérés dans deux phases **Fig III.24**. La phase ne comportant pas de relais se trouve protégée par les relais des deux autres phases car tout défaut entre phases intéresse au moins deux de ces dernières.



**FigIII.24:** Schéma de montage des relais de phases

### III.6.2.2 Protection contre les défauts entre phase et terre

Elle est effectuée par un relais, à maximum de courant résiduel, placé sur le neutre de l'étoile formée par les secondaires des transformateurs de mesure (comme la **Fig III.25** l'indique).



**FigIII.25:** Raccordement d'une protection à maximum de courant

### **III.7 Autres protections des départs moyenne tension**

La grande majorité des défauts sont fugitives. Afin d'éviter les longues coupures et l'intervention humaine, on utilise le réenclenchement automatique. Les différents modes de réenclenchement se distinguent par :

#### **a- Le nombre de phase déclenchées et réenclenchées**

##### **a-1- Réenclenchement triphasé**

Dans ce cas, les trois phases sont déclenchées et réenclenchées quelle que soit la forme du défaut. Ce mode a l'avantage d'être simple. Mais, il présente l'inconvénient de mettre hors tension tous les interconnectés de la ligne en défaut.

##### **a-2- Réenclenchement monophasé**

Seule la phase en défaut est déclenchée et réenclenchée. Ce mode possède l'avantage d'assurer quelque peu la stabilité du réseau par une certaine capacité de transit des phases saines. Cependant, il possède l'inconvénient qu'après le déclenchement monophasé, l'extinction de l'arc engendré par ce déclenchement est difficile en raison du couplage inductif et capacitif qui existe entre la phase en défaut et les phases saines. Il arrive, notamment sur les lignes longues, que le défaut soit retrouvé au réenclenchement.

#### **b-Le délai d'attente avant le réenclenchement**

##### **b-1- Réenclenchement rapide**

C'est un réenclenchement toujours triphasé commandé sans autre délai que celui strictement nécessaire à la désionisation du trajet de l'arc du défaut. Une mise hors tension complète de l'ordre de 300ms est généralement suffisante.

##### **b-2- Réenclenchement différé**

Le réenclenchement est triphasé ou monophasé, il est commandé après une temporisation qui peut varier de quelques secondes à quelques dizaines de secondes.

### **III.8 Réglage des protections [10]**

#### **III.8.1 Réglage des protections des départs MT**

##### **III.8.1.1 Réglage des protections contre les défauts entre phases**

###### **a) Réglage en courant**

Comme vu précédemment, la protection des phases est assurée par deux relais à maximum de courant à deux seuils et alimentés par deux transformateurs placés sur deux phases :

-Le premier seuil temporisé protège la ligne contre les surcharges et contre les défauts en bout de ligne. Le réglage de ce seuil tient compte de la limite thermique de la ligne (tenue thermique du conducteur) et des défauts biphasés en bout de ligne.

Le réglage est fait comme suit :

On prend :

$$I_{R1} \leq KI_{LT} \quad \text{si} \quad 0.8I_{ccbi} > KI_{LT}$$

ou

$$I_{R1} \leq 0.8I_{ccbi} \quad \text{si} \quad 0.8I_{ccbi} < KI_{LT}$$

Avec :

$I_{R1}$  : Courant de réglage du premier seuil.

$I_{LT}$  : Courant limite du câble.

K : coefficient de surcharge admissible sur les conducteurs K=1.2.

$I_{ccbi}$  : Courant biphasé à l'extrémité de la ligne.

-Le deuxième seuil est le seuil violent. Il doit éliminer rapidement les courts-circuits qui se produisent. Son réglage doit être suffisamment élevé. Généralement on prend :

$$2I_{R1} \leq I_{R2} \leq 1.3I_{cc}$$

Tel que :

$$I_{cc} = \frac{S_{nT} * 100}{\sqrt{3} * U_n * U_{cc}}$$

Avec :

$I_{R2}$  : Réglage du deuxième seuil.

$I_{R1}$  : Réglage du premier seuil.

$I_{cc}$  : Courant de court-circuit maximum coté BT

$S_{nT}$  : Puissance nominale du transformateur MT/BT.

$U_n$  : Tension composée nominale du transformateur MT/BT.

$U_{cc}$  : Tension de court-circuit du transformateur en%

1,3 : coefficient d'insensibilité aux défauts BT.

### **b) Réglage en temporisation**

Afin d'assurer la sélectivité entre les éléments successifs, l'échelon sélectif est de 1s pour le premier seuil et de 0.3s pour le deuxième seuil.

#### **III.8.1.2 Réglage des protections contre les défauts entre phases et terre**

Le relais homopolaire doit détecter les défauts les plus résistants, l'intensité de réglage doit être la plus petite possible car le courant passant dans le relais homopolaire est

inversement proportionnel à la résistance du défaut. Cependant, le réglage doit être fait de façon à ce que la protection ne soit pas sensible au courant capacitif pour éviter les déclenchements intempestifs

Le courant de réglage doit être :

$$I_{R0} = K3I_0 = K3VC_0\omega,$$

Avec :  $K=1.5$  : coefficient qui tient compte des multiples imprécisions des TC.

$C_0$ : Capacité de fuite du départ à l'état sain.

Toutefois, pour éviter les fonctionnements intempestifs provoqués par la composante homopolaire due à la dispersion des caractéristiques des transformateurs de courant en l'absence de défaut, le réglage ne doit pas être inférieur à 6% du calibre des transformateurs de courant.

### III.8.2 Réglage des protections à maximum de courant du transformateur HT/MT

#### III.8.2.1 Réglage de la protection côté MT

##### a) Réglage en courant

Le seuil de cette protection est réglé à :

$$I_R = 1.3 * I_{n2}$$

Avec :

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

$I_R$  : Courant de réglage.

##### b) Réglage en temporisation

La temporisation de cette protection est augmentée de 0.4s par rapport à la protection du départ MT.

$$t_T = t_D + 0.4$$

Avec :

$t_T$  : temporisation du transformateur.

$t_D$  : temporisation du départ MT.

La temporisation de cette protection ne peut pas dépasser 1.4s. Néanmoins, quand la protection côté HT du transformateur est à deux seuils, la temporisation MT sera de 2s quel que soit le réglage des départs MT.

#### III.8.2.2 Réglage de la protection côté HT

##### 1- Réglage du premier seuil

##### a) Réglage en courant

Le réglage de ce seuil est :

$$I_{R1} = 2.5 * I_{n1}$$

Avec :

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

### b) Réglage en temporisation

Le réglage de la temporisation dépend des protections des départs MT vis-à-vis desquelles on observe un échelon sélectif.

- La protection MT dispose de deux seuils :

$$t_1 = t_2 + 0.5 = 0.8 \text{ s ; avec : } t_2 = 0.3 \text{ s.}$$

- La protection MT dispose d'un seul seuil :

$$t_1 = t_D + 0.4 .$$

### 2- Réglage du deuxième seuil

Le réglage en courant de ce seuil est choisi de façon à l'empêcher de réagir aux défauts côté MT.

$$I_{R2} \leq \frac{1.3 * S_{nT} * 100}{\sqrt{3} * U_n * U_{cc}}$$

Avec :

$S_{nT}$  : Puissance nominale du transformateur HT/MT.

$U_n$  : Tension composée nominale du transformateur HT/MT.

$U_{cc}$  : Tension de court-circuit du transformateur en%

1.3 : coefficient d'insensibilité aux défauts MT.

Le réglage en temporisation est instantané

## III.9 Conclusion

Le système de protection a pour but d'éliminer les éléments en défaut en laissant dans toute la mesure du possible, les éléments sains en service. Associé à des dispositifs de reprise automatique de service, il a pour rôle de maintenir au niveau convenable la continuité de service de la distribution d'énergie électrique.

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 : Poste simplifié de FREHA*

## IV.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous allons étaler sur l'étude du réseau de distribution moyenne tension au niveau du poste FREHA et cette étude consiste à étudier les protections.

L'étude de la protection d'un réseau électrique est liée à la connaissance de l'intensité du courant de court-circuit dans tout points de l'installation, notre travail doit, donc, porter sur le calcul des différents courants de court-circuit.

## IV.2 Description du poste simplifié de FREHA (60KV/ 30KV)

### ❖ Alimentation

Il est alimenté par le poste d'interconnexion et de transformation THT/ OUED AISSI 220/60/30kv par deux lignes 60kv. Pour une longueur (distance) 17,6KM en conducteur Almélec de section  $S = 288 \text{ mm}^2$  de réactance  $X = 0,42 \Omega / \text{KM}$

### ❖ Caractéristiques techniques des départs 30kv (PS Freha) :

Le poste contient deux transformateurs de puissance, la puissance apparente de chacun  $S=30\text{MVA}$  et de couplage étoile-étoile à la terre. Sa tension de court-circuit  $U_{cc} = 12,5\%$ .

Le neutre de transformateur HT/MT relié à la terre par BPN, le courant de défaut est limité à 300 A.

#### 1) Disjoncteurs MT:

- Extinction de l'arc : SF6
- $I_N : 1250 \text{ A}$        $P_c = 12,5 \text{ KW}$

#### 2) Transformateur de courant de rapport : $K = 300/1$

#### 3) Transformateur de tension de rapport : $K = \frac{30000 / \sqrt{3}}{100 / \sqrt{3}}$

#### 4) Relais de protection des départs : Max I statique (TA532OR)

5) Le réenclencheur T120R : les cycles de fonctionnement sont un cycle rapide et deux cycles long.

6) Sections des départs : les dorsales sont en Almélec de section  $S=93,3 \text{ mm}^2$  et les dérivation en Almélec en  $S=34,4 \text{ mm}^2$

7) Nombre des départs en service : cinq départs

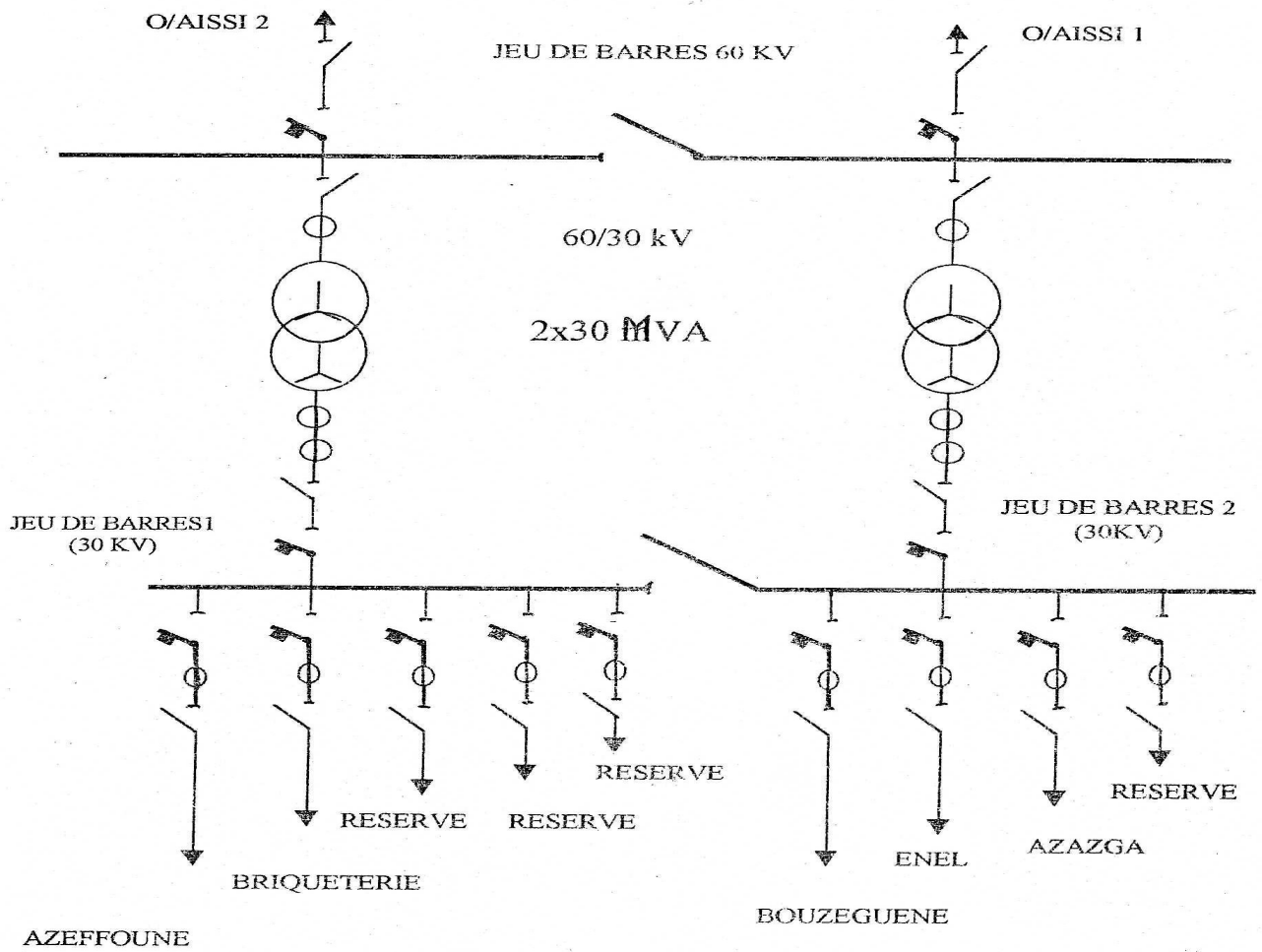


Fig. VI.1 : POSTE SOURCE FREHA

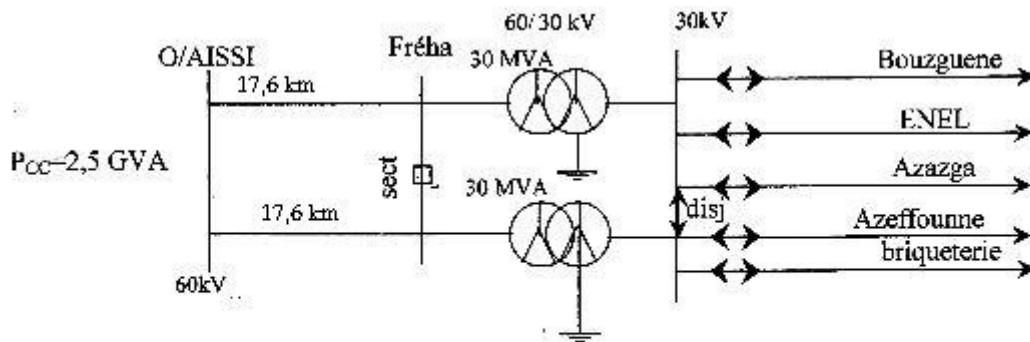


Fig.VI-2: Répartition des départs P.s Freha

❖ Les départs MT 30kv

l: Distance du point le plus éloigné du départ pour lequel l'impédance de court-circuit est la plus grande .

L: Longueur totale de départ en aérien compris les dérivations

$\lambda$  : Longueur totale du départ en souterrain ( MTS)

Départ	l (MTA) (KM)	L (MTA) (KM)	$\lambda$ (MTS) (KM)
BOUZGUENE	39,30	159,28	1,32
ENEL		0,270	
AZAZGA	40,026	112,84	6,038
AZEFFOUN	42	176,565	0,715
BRIQUETRIE	39,31	155,85	2,757

La section de la ligne aérien est :  $S = 93,3 \text{ m}^2$  Almélec,  $r = 0,35 \Omega/\text{KM}$ ,  $X = 0,45 \Omega/\text{KM}$

La section en MTS est :  $S = 70 \text{ m}^2$  Cuivre.

Le courant capacitif est de l'ordre 8 A/100 KM pour ligne 30kv aérienne avec  $C_o = 5 \cdot 10^{-9}$  Farad/KM, et  $3 I_o = 5,38$  A/KM pour câble MTS 30kv, avec  $C_o = 0,33 \cdot 10^{-6}$  Farad/KM.

### IV.3 Calcul les différents impédances

#### - Impédance du réseau HT amant ramenée en MT

$$X_a = \frac{U_N^2}{P_{cc}} \quad (\Omega)$$

$U_N$  : Tension en kv

$P_{cc}$  : Puissance de court-circuit en (MVA)

$$X_a = \frac{(30)^2}{2500} = 0,36 \Omega$$

#### - Impédance de ligne HT (60kv)

L'impédance de la ligne 60kv de 17,6KM de la longueur égale à sa réactance ( $X_{HT}$ )

Nous avons  $X_{HT} = 0,42 \cdot 17,6 = 7,392 \Omega$

L'impédance de la ligne HT ramenée en MT est

$$X_{HT} = 7,39 \cdot \left( \frac{30^2}{60^2} \right) = 1,85 \Omega$$

#### - L'impédance du transformateur HT/MT égal à :

$$X_T = \frac{U_{cc}}{100} \cdot \frac{U_{NT}^2 (KV)}{S_N (MVA)}, \quad X_T = \frac{12,5 \cdot (30^2)}{100 \cdot 30} = 3,75 \Omega$$

$S_N$  : Puissance nominale du transformateur en MVA

$U_{NT}$  : Tension nominale du transformateur prise égale à 30kv

$U_{cc}$  : Tension de court- circuit en %

#### -L'impédance de la ligne MT

Résistance de la ligne :  $R = r \cdot L$

La réactance de ligne :  $X = x \cdot L$

$$\text{Donc } Z_L = R_L + jX_L$$

**a- Départ BOUZGUENE :**

$$R_L = r.L = 0,35.39,30 = 13,76\Omega$$

$$X_L = x.L = 0,45.39,30 = 17,69\Omega$$

$$\bar{Z} = 13,76 + j17,69 \Omega$$

**b- Départ ENEL**

$$R_L = r.L = 0,35.0,270 = 0,09 \Omega$$

$$X_L = x.L = 0,45.0,270 = 0,12 \Omega$$

$$\bar{Z} = 0,09 + j0,12 \Omega$$

**c- Départ AZAZGA**

$$R_L = r.L = 0,35.40,026 = 14 \Omega$$

$$X_L = x.L = 0,45.40,026 = 18,01 \Omega$$

$$\bar{Z} = 14 + j18,01 \Omega$$

**d- Départ AZEFFOUNE**

$$R_L = 0,35.42 = 14,7 \Omega$$

$$X_L = 0,45.42 = 18,9 \Omega$$

$$\bar{Z} = 14,7 + j18,9 \Omega$$

**e- Départ BRIQUETERIE**

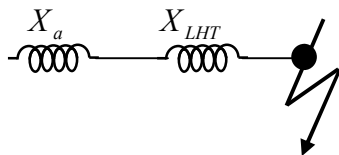
$$R_L = 0,35.39,31 = 13,76 \Omega$$

$$X_L = 0,45.39,31 = 17,69 \Omega$$

$$\bar{Z} = 13,76 + j17,69 \Omega$$

**IV.4 Calcul les courants de court-circuit****IV.4.1 Le court circuit se produisant sur le jeu de barre 60kv**

Le schéma correspondant est le suivant :

**a- Court-circuit Biphase**

$$I_{ccB} = \frac{U}{2Z_T}$$

$$\bar{Z} = X_a + X_{LHT} = 0,36 + 1,85 = 2,21 \Omega$$

$$I_{ccB} = \frac{60}{2(2,21)} = 13,57KA \quad , \quad I_{ccB} = 13,57KA$$

**b- Court-circuit Triphasé**

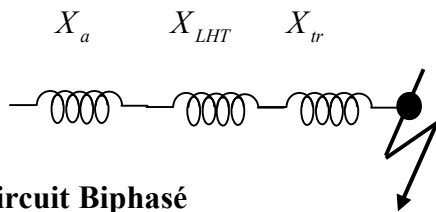
$$I_{ccTR} = \frac{U}{\sqrt{3}Z_T}$$

$$I_{ccTR} = \frac{60}{\sqrt{3}(2,21)} = 15,67KA \quad , \quad I_{ccTR} = 15,67KA$$

**IV.4.2 Le court circuit se produisant sur le jeu de barre 30kv**

**1<sup>er</sup> cas : Régime d'exploitation normal ( les deux transformateurs fonctionnent séparément)**

Le schéma correspondant est le suivant :



**a- court circuit Biphasé**

$$I_{ccB} = \frac{U}{2Z_T} = \frac{30}{2(5,96)} = 2,51KA \quad , \quad I_{ccB} = 2,51KA$$

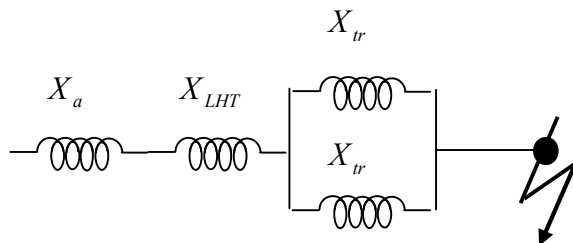
$$Z_T = X_a + X_{LHT} + X_{tr} = 0,36 + 1,85 + 3,75 = 5,96 \Omega$$

**b- Court-circuit Triphasé**

$$I_{ccTR} = \frac{U}{\sqrt{3}Z_T} = \frac{30}{\sqrt{3} \cdot (5,96)} = 2,90KA \quad , \quad I_{ccTR} = 2,90KA$$

**2<sup>eme</sup> cas : Régime de secours ( les deux transformateurs fonctionnent en parallèle).**

Le schéma correspondant est le suivant :



**a- Court-circuit Biphasé:**

$$I_{ccB} = \frac{30}{(2)(4,085)} = 3,67KA \quad \text{avec} \quad Z_T = X_a + X_{LHT} + \frac{X_{tr}}{2}$$

$$I_{ccB} = 3,67 KA$$

**b- Court-circuit Triphasé**

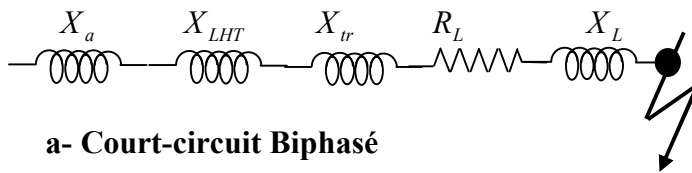
$$I_{ccTR} = 4,24 KA$$

**IV.5 Calcul le courant de court-circuit et le courant de réglage au niveau des départs:**

**❖ Départ BOUZGUENE**

**1- Courant de court-circuit**

**1Cas Régime d'exploitation normal (les deux transformateurs fonctionnent séparément)**



**a- Court-circuit Biphasé**

$$I_{ccB_1} = \frac{U}{2[(R_L^2 + (X_a + X_{LHT} + X_{tr} + X_L)^2)]^{\frac{1}{2}}}$$

$$I_{ccB_1} = \frac{30}{2[(13,76)^2 + (0,36 + 1,85 + 3,75 + 17,69)^2]^{\frac{1}{2}}}$$

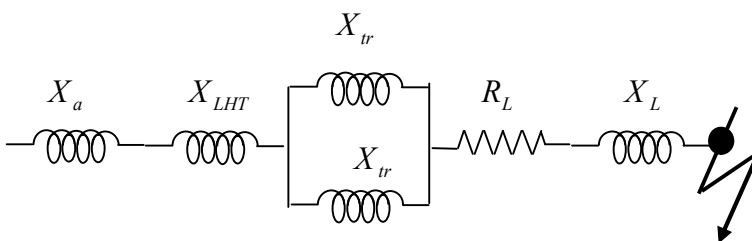
$$I_{ccB_1} = 0,548 KA$$

**b- Court-circuit Triphasé**

$$I_{ccTR_1} = \frac{U}{\sqrt{3}[(R_L^2 + (X_a + X_{LHT} + X_{tr} + X_L)^2)]^{\frac{1}{2}}}$$

$$I_{ccTR_1} = 0,633 KA$$

**2eme Cas : Régime de secours**



$$I_{ccB_2} = 0,582 KA$$

$$I_{ccTR_2} = 0,672 KA$$

**2- courant de réglage (réglage des protections d'un départ)**

$$0,8I_{ccB_1} = 438,4A$$

$$0,8I_{ccB_2} = 465,6A$$

Donc :  $K \cdot I_{LT} < 0,8I_{ccB_1} < 0,8I_{ccB_2}$  alors  $I_R < KI_{LT}$

Pour des TC de rapport : 300/1

$$I_P < I_{R_1} (BT) < 324 \cdot \frac{1}{300} = 1,08A$$

**a- Réglage des relais de phase (premier seuil)**

$I_{R_1} = 1A$ , qui est la valeur de réglage adopter et correspond à  $I_{R_1} (MT) = 300A$

**b- Réglage du relais de phase (deuxième seuil)**

$I_{R_2} = 2I_{R_1} = 2A$  donc la valeur de réglage adopter  $I_{R_2} (BT) = 2,4A$  correspond à

$$I_{R_2} (MT) = 720A$$

**c- Réglage du relais homopolaire**

Pour le départ Bouzguène le courant capacitif total est égal à :

$$\text{-Partie souterraine : } (3I_o) \times (\lambda) = 5,38 \times 1,32 = 7,10A$$

$$\text{-Partie aérienne : } (3I_o) \times (L) = 0,08 \times 159,28 = 12,74A$$

$3I_o$  est la somme des deux :  $3I_o = 19,84A$

$$K(3I_o) = 29,76A$$

$$\text{Soit } K(3I_o)(BT) = 29,76 \times \frac{1}{300} = 0,09A(BT).$$

$I_{oR} (BT) \geq 0,09A$  donc le réglage à adopter  $I_{oR} (BT) = 0,12A$  correspond à  $I_{oR} (MT) = 36A$

**Remarque:**

Le relais détectera tous les défauts de résistance inférieure ou égale à :

$$R = \frac{U / \sqrt{3}}{I_{oR}} - 57,7 = 423,42 \Omega$$

**❖ Départ ENEL****1- Courant de court-circuit**

$$\begin{aligned} \text{Régime Normal :} \quad & I_{ccB_1} = 2,46KA \\ & I_{ccTR_1} = 2,84KA \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Régime de secours :} \quad & I_{ccB_2} = 3,56KA \\ & I_{ccTR_2} = 4,11KA \end{aligned}$$

**2- Courant de réglage**

- Courant de pointe de départ ne dépasse pas 300 A
- Courant de limite thermique  $KI_{LT} = 324A$

**a-Réglage des relais de phase (premier seuil)**

Ce départ 0,270 KM n'enregistre pas des défauts de ce genre. Le réglage de ce seuil (éloigné) doit être insensible à ce type de défaut.

**b- Réglage du relais de phase (deuxième seuil)**

Le courant de réglage à adopter  $I_{R_2}(BT) = 2,4A$  correspond à  $I_{R_2}(MT) = 720A$

**c- Réglage du relais homopolaire**

Le courant capacitif total :

$$\text{-Partie aérienne : } (3I_o) \times (L) = 0,08 \times 0,270 = 0,022A \text{ A}$$

$I_{oR}(BT) \geq 0,033A$  Soit donc le réglage à adopter  $I_{oR}(BT) = 0,06A$  correspond à  $I_{oR}(MT) = 18A$

**❖ Départ AZAZGA****1- Courant de court-circuit**

Régime normal :	$I_{ccB_1} = 0,540KA$
	$I_{ccTR_1} = 0,624KA$
Régime de secours :	$I_{ccB_2} = 0,573KA$
	$I_{ccTR_2} = 0,662KA$

**2- Courant de réglage**

**a- Le seuil éloigné (premier seuil) :** réglage à adopter

$$I_{R_1}(BT) = 1A$$

$$I_{R_1}(MT) = 300A$$

**b-Le seuil violent (deuxième seuil):** réglage à adopter

$$I_{R_2}(BT) = 2I_{R_1} = 2,4A$$

$$I_{R_2}(MT) = 720A$$

**c- Le seuil homopolaire:** le courant capacitif total du départ :

- Partie aérienne :  $3I_o = 0,08 \times 112,84 = 9,27A$
- Partie souterraine:  $3I_o = 5,38 \times 6,038 = 32,48A$

$3I_o$  total est la somme de deux  $3I_o = 41,75A$

$$\text{Soit } K(3I_o)(BT) = 62,625 \times \frac{1}{300} = 0,2A$$

$I_{oR}(BT) \geq 0,2A$  donc le réglage à adopter  $I_{oR}(BT) = 0,2A$  correspond à  $I_{oR}(MT) = 60A$

**Remarque :**

Le relais détectera tous les défauts de résistance inférieure ou égale à:

$$R = \frac{U / \sqrt{3}}{I_{oR}} - 57,7 = \frac{30000 / \sqrt{3}}{60} - 57,7 = 231\Omega$$

**❖ Départ AZEFFOUNE****1-Courant de court-circuit**

Régime normal :	$I_{ccB_1} = 0,532KA$
	$I_{ccTR_1} = 0,614KA$
Régime de secours :	$I_{ccB_2} = 0,573KA$
	$I_{ccTR_2} = 0,662KA$

**2- Courant de réglage**

**a- Le seuil éloigné (premier seuil) :** réglage à adopter

$$I_{R_1}(BT) = 1A$$

$$I_{R_1}(MT) = 300A$$

**b-Le seuil violent (deuxième seuil):** réglage à adopter

$$I_{R_2}(BT) = 2I_{R_1} = 2,4A$$

$$I_{R_2}(MT) = 720A$$

**c- Le seuil homopolaire:** le courant capacitif total du départ :

$$\text{-Partie aérienne : } 3I_o = 0,08 \times 176,56 = 14,13A$$

$$\text{-Partie souterraine: } 3I_o = 5,38 \times 0,715 = 3,85A$$

$3I_o$  total est la somme de deux  $3I_o = 18A$

$$\text{Soit } K(3I_o)(BT) = 27 \times \frac{1}{300} = 0,09A$$

$I_{oR}(BT) \geq 0,09A$  donc le réglage à adopter  $I_{oR}(BT) = 0,1A$  correspond à  $I_{oR}(MT) = 30A$

**Remarque :**

Le relais détectera tous les défauts de résistance inférieure ou égale à:

$$R = \frac{U / \sqrt{3}}{I_{oR}} - 57,7 = \frac{30000 / \sqrt{3}}{30} - 57,7 = 519,65\Omega$$

**❖ Départ BRIQUETERIE**

**1- Courant de court-circuit**

Régime normal :  $I_{ccB_1} = 0,548KA$   
 $I_{ccTR_1} = 0,633KA$

Régime de secours :  $I_{ccB_2} = 0,582KA$   
 $I_{ccTR_2} = 0,672KA$

**2- Courant de réglage**

**a- Le seuil éloigné (premier seuil) :** réglage à adopter  $I_{R_1} (BT) = 1A$   
 $I_{R_1} (MT) = 300A$

**b- Le seuil violent (deuxième seuil):** réglage à adopter  $I_{R_2} (BT) = 2I_{R_1} = 2,4A$   
 $I_{R_2} (MT) = 720A$

**c- Le seuil homopolaire:** le courant capacitif total du départ :

-Partie aérienne :  $3I_o = 0,08 \times 155,85 = 12,47A$

-Partie souterraine:  $3I_o = 5,38 \times 2,757 = 14,83A$

$3I_o$  total est la somme de deux  $3I_o = 27,3A$

Soit  $K(3I_o)(BT) = 40,95 \times \frac{1}{300} = 0,1365A$

$I_{oR}(BT) \geq 0,1365A$  donc le réglage à adopter  $I_{oR}(BT) = 0,12A$  correspond à  
 $I_{oR}(MT) = 36A$

**Remarque :**

Le relais détectera tous les défauts de résistance inférieure ou égale à:

$$R = \frac{U / \sqrt{3}}{I_{oR}} - 57,7 = \frac{30000 / \sqrt{3}}{36} - 57,7 = 423,42\Omega$$

**Tableau des valeurs des courants de court circuit obtenus :**

	1 <sup>er</sup> cas : Régime normal		2 <sup>ème</sup> cas : Régime de secours	
	c.c triphasé (KA)	c.c biphasé (KA)	c.c triphasé (KA)	c.c biphasé (KA)
Arrivé 60kv	15,67	13,57	/	/
Arrivé 30kv	2,90	2,51	4,24	3,67
Bouzugue	0,633	0,548	0,672	0,582
ENEL	2,84	2,46	4,11	3,56
Azazga	0,624	0,540	0,662	0,573

Azefoune	0,614	0,532	0,662	0,573
Briqueterie	0,633	0,548	0,672	0,582

### Tableau des valeurs des courants de réglage

Depart	Le seuil éloigné	Le seuil violent	Le seuil homopolaire
Bouzugue	1	2,4	0,12
ENEL	$\infty$	2,4	0,06
Azazga	1	2,4	0,2
Azeffoune	1	2,4	0,1
Briqueterie	1	2,4	0,12

### Les résultats

Les résultats obtenus sont assez satisfaisants, ainsi le service concerné par le calcul et le réglage des protections du poste FREHA, nous a validé le travail.

-la diminution de la valeur de la réactance dans le régime de secours, explique la valeur de courant de court-circuit biphasé qui est importante par rapport au régime normal.

-un défaut triphasé est plus important qu'un défaut biphasé.

- le départ AZAZGA enregistre un courant capacitif élevé, cela revient aux longueurs MT aérienne et le réseau souterrain relativement long, ce qui explique sa valeur de réglage calculée.

-le départ ENEL avec sa longueur courte présente un courant capacitif faible. On constate immédiatement sa valeur de réglage actuel qui est élevé.



*Conclusion  
générale*

### ***Conclusion générale***

Le travail que nous avons effectué nous a permis d'approfondir nos connaissances sur les postes de transformation et de distribution. Nous avons traité successivement les différents défauts qui peuvent se manifester dans un réseau à moyenne tension et les méthodes de calcul des courants de court-circuit, nous avons ensuite étudié les principes de protection qui nous ont même à mieux nous familiariser avec les protections ainsi que les réglages.

La protection optimale d'un réseau est une condition pour l'amélioration de la continuité et la qualité de service en particulier dans l'environnement socio-économique actuel. L'application sur le poste 60/30 KV de FREHA nous a permis de mettre en évidence:

- Les avantages de la protection statique.
- Les inconvénients résultants de la temporisation commune entre le seuil violent et homopolaire.
- L'écart entre la valeur de réglage calculée et celle adoptée, ceci reflète la précision insuffisante de la protection statique d'où la nécessité d'installer la protection digitale.

Quant au mode de fonctionnement de cette protection on a conclu que :

Il est insuffisant de considérer uniquement le régime normal d'exploitation pour définir les grandeurs caractéristiques du réseau (les courants de pointe, de court-circuit, de capacité homopolaire, le réglage des protections). Il est alors nécessaire de considère le régime de secours (exceptionnel).

Il y a lieu de noter qu'habituellement, 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.

Nous espérons, enfin que, ce travail soit suivi, amélioré et aussi complétée par un programme informatique qui permettra d'effectuer des calculs rapides et précis.

# **BIBLIOGRAPHIE**

- [1] S.CHERNAI, H.HOUASSINE "Dimensionnement et protection d'un départ moyenne tension ,application au départ issers issus de TIZI \_MEDDEN.  
Projet de fin d'étude. Université de Tizi-Ouzou année 2007
- [2] Projet de fin d'étude .documentation de la SONELGAZ 1999
- [3] R.BELAICHA, C.DERRICHE « Restructuration du réseau électrique MT 30KV du centre de Tizi Ouzou »  
Projet de fin d'étude. Université de Tizi Ouzou année 1999
- [4]PHILIPPE CARRIVE " Réseaux de distribution "  
Technique de l'ingénieur D4210.
- [5] D.MELLAL "Protection des réseaux"  
SONELGAZ.
- [6]D.MOHAMMEDI,DJ.MOHAMMEDI,T.MOHANDSAID "Détermination des seuils de réglage des protections moyenne tension"  
Projet de fin d'étude .Université de Tizi-Ouzou année 2000.
- [7] M.MOUDOUD, RAHEM " Etude d'un poste de transformation et de distribution HT/MT 60/30 KV"  
Projet de fin d'étude .Université de Tizi-Ouzou année 2001.
- [8] ALAIN GROGUENOC "Protection des reseaux à moyenne tension"  
Technique de l'ingenieur D4810.Année 2000.
- [9] M. RAKKAB «Protection des réseaux »  
Ecole technique de Blida.
- [10]MOHAMED BACHIR BENABID " Les protections du réseau électrique "  
Office des publications universitaires. SONELGAZ. Année 1988.
- [11] HENRY NEY- NOEL MOREL «Installations électriques »  
Edition NATHAN. Année 1988.
- [12] HENRI NEY "Equipement de puissance "  
Edition Fernard Nathan 1988, volume
- [13] CHRISTIAN PURET "Les réseaux de distribution de publique moyenne tension dans le monde ".  
Technique de l'ingénieur 155 .année 1991.
- [14] 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.

[15] K.IDRIS et F.HAMOUDI "Calcul de protection d'un poste haute tension départ moyenne tension .Application poste si-mustapha-Boumerdes ".  
Projet de fin d'étude .Université de Tizi-Ouzou année 1991.