

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

UNIVERSITE MOULOUD MAMMARI DE TIZI-OUZOU



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

Mémoire de Fin d'Etudes de MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Génie Electrique

Spécialité : RESEAUX ELECTRIQUES

Présenté par
Nabil GHANINE
Ahcene BOULOUS

Theme

Etude des protections d'un réseau MT Application poste de BOUKHALFA 60/30kV

Mémoire soutenu publiquement le 03 juillet 2014 devant le jury composé de :

M Meziane AOUES

MA-A, UMMTO, Président

M Chafik BIROUCHE

MA-A, UMMTO, Rapporteur

M Azzouz MIOUAT

MA-A, UMMTO, Examineur

M Hakim DJOUDI

MA-A, UMMTO, Examineur



Sommaire

SOMMAIRE

Introduction général	1-2
----------------------------	-----

Chapitre I : Généralités sur les réseaux électriques

I-1-Introduction	3
I-2-Architecture des réseaux électriques	3
I-2-1-Réseaux de transport et d'interconnexion	4
I-2-2-Réseau de répartition	5
I-2-3-Réseau de distribution	5
I-3-Structures topologiques des réseaux de transport	6
I-3-1-Réseau maillé	6
I-3-2-Réseau bouclé	7
I-3-3-Réseau radial	8
I-4-Réseau moyenne tension MT.....	8
I-4-1-Réseaux moyenne tension aérien (MTA)	9
I-4-2-Réseaux moyenne tension souterrains (MTS)	11
I-4-3-Structures utilisables en réseaux souterraines	13
I-5-Schéma unifilaire d'un réseau moyen tension	16
I-6-Les lignes électriques	18
I-6-1-Lignes de distribution BT	18
I-6-2-Lignes de distribution MT	18
I-6-3-Lignes de transport HT	19
I-6-4-Lignes de transport THT	19
I-6-5-Composants d'une ligne aérienne	19
I-7-Les postes de transformation	20
I-7-1-Différents types de postes électriques	20
I-7-2-Les différents emplacements d'un poste électrique	21

I-7-3-Choix d'un poste de transformation	24
I-7-4-Les éléments constitutifs d'un poste de transformation	24
I-8-Conclusion	27

Chapitre II : Types des défauts et les éléments de protections

II-1-Introduction	28
II-2-Système de protection	28
II-2-1-Définition	28
II-2-2-Fonction du dispositif de protection	28
II-2-3-Constitution d'un système de protection	28
II-3-Qualités fondamentales d'un système de protection	29
II-3-1-Rapidité	29
II-3-2-Fiabilité	29
II-3-3-Sensibilité	30
II-3-4-Disponibilité	30
II-3-5-Sélectivité	30
II-4-Différents types de défauts	33
II-4-1-Courts-circuits	33
II-4-2-Surintensités	35
II-4-3-Surtensions	35
II-4-4-Les déséquilibres	35
II-5-Classification des défauts	35
II-5-1-Leur durée	36
II-5-2-Leur origines	36
II-5-3-Leur localisation	36
II-5-4-Nature de la connexion	36
II-6-Conséquences des défauts sur les réseaux	36
II-6-1-Chute de tension	37

II-6-2-Surtensions temporaires	37
II-6-3-Tension de contact	37
II-6-4-Surtensions de manœuvre	37
II-7-Appareils de protection	37
II-7-1-Appareillage de protection contre les surtensions	38
II-7-2-Appareillage de protection contre les surintensités	41
II-8-Protection des transformateurs	47
II-9-Protection des jeux de barres	49
II-10-Protection d'un départ MT	50
a-Protection contre les défauts entre phases	50
b-Protection contre les défauts entre phase et terre	51
II-11-Protection des liaisons (lignes et câbles)	52
a-Protection contre les surcharges thermiques	52
b-Protection contre les courts-circuits entre phases	52
c-Protection contre les courts-circuits entre phases et terre	52
II-12-Automate d'enclenchement	52
a-Cycle rapide	52
b-Cycle lents	53
c-Déclenchement définitif.....	53
II-13-Conclusion	53

Chapitre III : Régime du neutre et calcule des courants de courts-circuits

III-1-Introduction	54
III-2-Régime de neutre	54
III-3-Critère de choix du régime de neutre	54
III-4-Les différents régimes de neutre	54
III-4-1-Neutre mise directement à la terre	55
III-4-2-Neutre mise à la terre par une résistance	55
III-4-3-Neutre isolé de la terre	56

III-4-4-Neutre mise à la terre par une réactance	57
III-5-Méthodes de calcul des courts-circuits	58
III-5-1-Le court-circuit triphasé symétrique	58
III-5-1-4-Valeur des impédances des différents éléments du réseau	61
III-5-2-Méthode des valeurs réduits	63
III-6-Etude des courants de courts-circuits	65
III-6-1-L'intensité d'un courant de court-circuit	65
III-6-2-Décomposition d'un système en composantes symétrique	65
III-6-3-Principe de l'impédance des composantes	65
III-7-Analyses des courts-circuits.....	67
III-7-1-Les défauts monophasés	67
III-7-2-Les défauts biphasés	70
III-7-3-Les défauts triphasés	72
III-8-Conclusion	73

Chapitre IV : Application

IV-1-Introduction	74
IV-2- Calcul des courants de courts-circuits	74
IV-2-1-Courant de court-circuit triphasé	74
IV-2-2-Courant de court-circuit biphasé	74
IV-2-3-Courant de court-circuit monophasé (entre une phase et la terre)	75
IV-3-Plan de protection	75
IV-4-Application	75
IV-4-1-Données technique	75
IV-4-2-Méthode de calcul	76
IV-4-3-Choix de valeur de base	76
IV-5-Valeur des impédances réduites	76
IV-5-1-Composantes directs	76
IV-5-2-Composantes homopolaires	77

IV-6- Valeurs des courants de courts-circuits qui se produisant sur le jeu de barre 30kV	78
a- Court-circuit monophasé	78
IV-7-Calcul du courant de coupure	81
IV-7-1-Caractéristiques de disjoncteur	81
IV-7-2- Valeurs normalisée pour le choix des disjoncteurs	82
IV-7-3-Valeurs obtenues	82
IV-8- Conclusion	83
Conclusion générale	84

LISTES DES FIGURES

Figure I.1 : Architecture du réseau électrique	3
Figure I-2 : Schéma d'un réseau électrique	6
Figure I-3 : Structure d'un réseau maillée	7
Figure I-4 : Structure d'un réseau radial	8
Figure I-5 : Structure générale des réseaux aériens MT	10
Figure I-6 : Structure générale des réseaux souterrains MT	12
Figure I-7 : Structure maillée	13
Figure I-8 : Structure des réseaux souterrains MT type artère source à source développée vers structure fuseau	14
Figure I-9 : Structure des réseaux souterrains MT type épi	15
Figure I-10 : Structure des réseaux souterrains MT type fuseau	16
Figure I-11 : Schéma unifilaire d'un réseau MT	17
Figure I-12 : Schéma d'un poste de transformation en plein air	22
Figure I-13 : Schéma d'un poste de transformation en cabine	23
Figure I-14 : Schéma d'un poste de transformation sur poteau	24
Figure I-15 : Schéma d'un transformateur de tension MT/HT	25
Figure I-16 : Schéma d'un jeu de barres d'un poste	25
Figure II-1 : Schéma d'une chaîne de protection	29
Figure II-2 : Fiabilité d'une protection	30

Figure II-3 : Fonctionnement d'une sélectivité ampèremétrique	31
Figure II-3 : Principe de sélectivité chromométrique	32
Figure II-4 : Schéma d'un défaut monophasé	34
Figure II-5 : Schéma d'un défaut biphasé	34
Figure II-6 : Schéma d'un défaut biphasé-terre	34
Figure II-7 : Schéma d'un défaut triphasé	35
Figure II-8 : Schéma d'un parafoudre HTA au carbure de silicium et à éclateurs	38
Figure II-9 : Schéma d'un parafoudre HTB au carbure de silicium et à éclateurs	39
Figure II-10 : Eclateur à corne avec une tige anti-oiseaux	40
Figure II-11 : Eclateur à tige	41
Figure II-12: Image d'un sectionneur	42
Figure II-13: Constitution d'un disjoncteur à huile	43
Figure II-14: Disjoncteur à l'hexafluorure de soufre	44
Figure II-14: Disjoncteur à air comprimé	44
Figure II-15: Disjoncteur à vide	45
Figure II-16: Coupe schématique d'un fusible HTA	45
Figure II-17: Relais électromagnétique	46
Figure II-18: Principe du relais thermique	47
Figure II-19: Relais BUCHHOLZ	48

Figure II-20: Protection de masse cuve	49
Figure II-21: Schéma de protection contre les défauts entre phase	51
Figure II-22: Schéma de protection contre les défauts entre phase et terre	51
Figure III-1-Neutre mise directement à la terre	55
Figure III-2-Neutre mise à la terre à travers une résistance	56
Figure III-3-Neutre isolé de la terre	57
Figure III-4-Neutre mise à la terre à travers une réactance	57
Figure III-5-Schéma équivalent du réseau amont au court-circuit	58
Figure III-6-Schéma d'un défaut biphasé sans terre	70
Figure III-7-Schéma d'un défaut biphasé avec terre	71
Figure III-8-Schéma d'un défaut triphasé	73
Figure IV-1-Schéma unifilaire d'un court-circuit triphasé	78
Figure IV-2-Schéma unifilaire d'un court-circuit monophasé	79

LISTE DES TABLEAUX

Tableau I-1 Tableau des différentes tensions utilisées par SONELGAZ	5
Tableau I-2 Nature et section des conducteurs	9
Tableau I-3 Nature et section des conducteurs	11
Tableau IV-1 Tableau des valeurs normalisée	82
Tableau IV-2 Tableau des valeurs obtenus	82

LEGENDE

Indication abrégé	Description
BHT	Barre Haute Tension
BMT	Barre Moyenne Tension
C	Capacité
CA	Poste en Cabine
CP	Cellule de départ MT
CS	Câble de secours
CT	Câble de Travail
D	Dorsale
DD	Disjoncteur de Départ
DDC	Disjoncteur Débranchables de Couplage
DDD	Disjoncteur Débranchables de Départ
DDAT	Disjoncteur Débranchables d'Arrivé de Transformateur
DTR	Disjoncteur de Transformateur
F	Fusible
I	Interrupteur
IA	Interrupteur Automatique
ID	Interrupteur Débranchables
JB	Jeu de Barre
PA	Pont Amovible
PO	Poste sur Poteau
R	Resistance
SC	Sectionneur de Coupure
SD	Sous Dérivation
SM	Sectionneur
SMT	Sectionneur de ligne couteaux de Mise à la Terre
TC	Transformateur de Courant
TRH	Transformateur HT/MT
TRM	Transformateur MT/BT

Remerciements

*Nous remercions le bon **DIEU** de nous avoir donné le courage et la force de mener à terme notre travail.*

*Nous tenons à remercier notre promoteur M. **BIROUCHE** de L'(UMMTO) pour son aide précieuse, sa disponibilité jusqu'à l'aboutissement de ce travail malgré sa charge.*

*Sans oublier de remercier M^{lle}. **S.SENOUR** et M^{lle} **N.MEZIANE** de la SONELGAZ de Tizi-Ouzou pour leurs aides et leurs entières disponibilités pour finaliser et valoriser ce travail.*

Nous remercions également les membres de jury qui nous feront l'honneur en acceptant de juger notre travail.

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

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail :

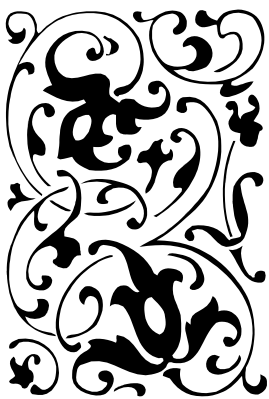
A mes très chers parents qui ont toujours été là pour moi, et qui ont donné un magnifique modèle de labeur et de persévérance. J'espère qu'ils trouveront dans ce travail toute ma reconnaissance et tout mon amour.

A mes très chers frères

A mes très chères sœurs

A ceux qui sont la source de mon inspiration et mon courage, à qui je dois de l'amour et de la reconnaissance.

A mes chers amis et chères amies pour tous les moments de joie et de peine qu'on a passée ensemble.



B. Ahcene

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail :

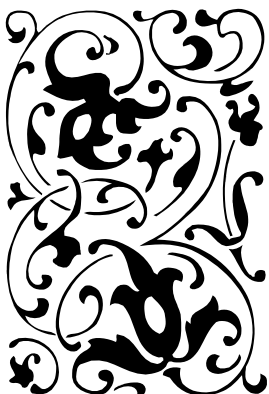
A mes très chers parents qui ont toujours été là pour moi, et qui ont donné un magnifique modèle de labeur et de persévérance. J'espère qu'ils trouveront dans ce travail toute ma reconnaissance et tout mon amour.

A mes très chers frères : Karim, Fayçal et Abdel Aziz.

A mes très chères sœurs : Nabila et Anissa.

A ceux qui sont la source de mon inspiration et mon courage, à qui je dois de l'amour et de la reconnaissance.

A mes chers amis et chères amies pour tous les moments de joie et de peine qu'on a passée ensemble.



G. NABIL



Introduction générale

Introduction

L'électricité est devenue indispensable à la plupart des activités de l'homme moderne, elle doit l'être plus encore dans l'avenir. Pour cela, les réseaux électriques doit répondre à trois exigences essentiels : stabilité, économie et continuité du service.

Les lignes et les câbles de distribution d'énergie électrique moyenne tension (HTA) constituent une partie essentielle d'un réseau électrique qui doit assurer la continuité de l'alimentation en électricité aux consommateurs HTA et BT. Ce qui n'est pas toujours le cas, car ces lignes sont souvent exposées à des incidents ou défauts qui peuvent interrompre ce service et engendrer des pertes financières importantes pour les industriels et des désagréments pour les simples consommateurs.

Durant les dernières années, l'industrie de l'énergie électrique est confrontée à des problèmes liés à des nouvelles contraintes qui touchent différents aspects de la production, du transport et de la distribution de l'énergie électrique. On peut citer entre autres les restrictions sur la construction de nouvelles lignes de transport, l'optimisation du transit dans les systèmes actuels, la cogénération de l'énergie, les interconnexions avec d'autres compagnies d'électricité et le respect de l'environnement [1].

Dans ce contexte, il est intéressant pour le gestionnaire du réseau de disposer des moyens permettant de contrôler les puissances réactives, les tensions et les transits de puissance dans les lignes afin que le réseau de transport existant puisse être exploité de la manière la plus efficace et la plus sûre possible.

Le maintien de l'équilibre entre la production et la consommation nécessite alors une surveillance permanente du système afin d'assurer la qualité du service (problème de contrôle), garantir sa sécurité (problème de protection), et sa stabilité (problème de réglage).

Notre travail consiste à une étude complète sur le réseau de distribution moyen tension 60kV et 30kV, en injectant plusieurs types des défauts afin de déduire le degré de performance et la fiabilité des seuils de réglage des relais de protections et les différentes méthodes de localisation des défauts de câble MT. Pour ce faire, on a subdivisé notre travail en quatre chapitres comme suite :

Le premier chapitre nous décrivons d'une façon générale l'architecture des réseaux électriques de distribution MT.

Le second chapitre consacré à l'étude des types des défauts et les éléments de protections des réseaux de distribution MT.

Le troisième chapitre est une étude des différentes régimes du neutre, ainsi le calcule des courants de courts-circuits.

Le dernier chapitre est une application qui consiste à calculer les courants de court-circuit qui peuvent exister dans un réseau de distribution MT.

Ce travail se termine par une conclusion générale dans laquelle on résume les principaux résultats obtenus.



Chapitre I

Généralités sur les réseaux électriques

I-1-Introduction

Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures énergétiques permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs d'électricité.

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

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

I-2-Architecture des réseaux électriques [2]

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

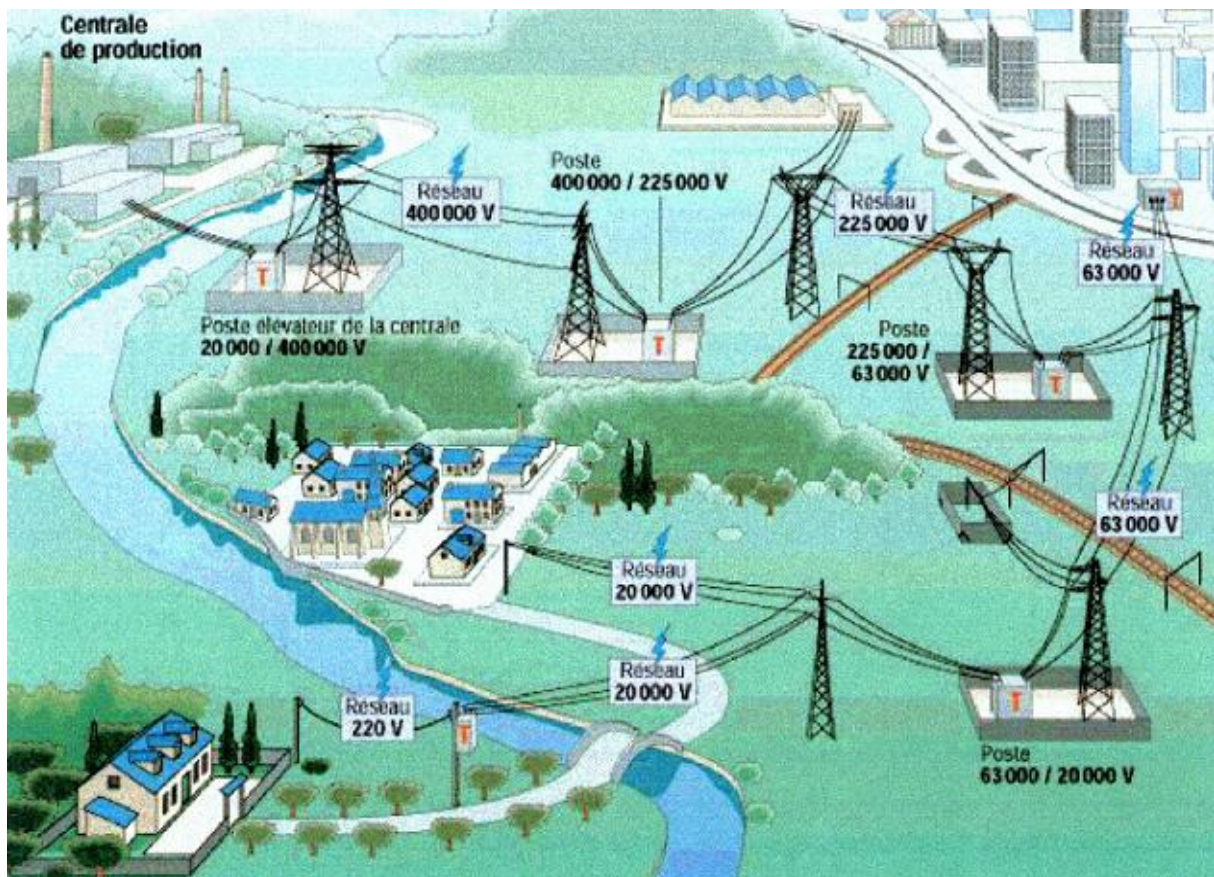


Figure I.1 : Architecture du réseau électrique [3]

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

- Le réseau de transport et d'interconnexion.
- Le réseau de répartition.
- Le réseau de distribution.

I-2-1-Réseaux de transport et d'interconnexion

Les réseaux de transport sont à haute tension (THT) de 50kV à 400kV et ont pour but de :

- Transporter l'énergie des grands centres de production vers les régions consommatrices d'électricité (fonction transport).
- assurer les échanges d'énergie entre différentes régions et même avec les pays voisins (fonction interconnexion).

L'interconnexion des réseaux présente principalement trois avantages principaux :

a- La stabilité

Les réseaux interconnectés forment un ensemble qui est plus puissant que les réseaux individuel, il s'ensuit que ces réseaux peuvent mieux supporter les perturbations qu'une centrale seule d'où une plus grande stabilité. Par exemple, si la charge augmente subitement sur l'un des réseaux interconnectés, un transfert d'énergie s'effectue immédiatement de sorte que la charge accrue puisse être supportée par plusieurs centrales au lieu d'une seule.

b- La continuité de service

Si une des centrales interconnectées venait à tomber en panne ou si l'on devait la débrancher pour des opérations d'entretien, les autres centrales prendraient immédiatement le relais pour assurer la continuité de service.

c- L'économie

Lorsque les réseaux sont reliés, on peut répartir la charge entre différentes centrales afin de minimiser le coût de fonctionnement global, on peut arrêter une centrale et faire fonctionner les autres à leur rendement maximum.

L'inconvénient principal de l'interconnexion provient de la nécessité d'une même fréquence pour toutes les centrales interconnectées et des relations très rigides qui relient les tensions de tous les points du réseau. Toute variation de ces grandeurs sera répercutée en tout

point du dispositif, et tout incident susceptible de perturber une partie du réseau, pourra déséquilibrer l'ensemble.

I- 2-2-Réseau de répartition

Les réseaux de répartition ou réseaux haute tension, de l'ordre de 30 à 150kV ont pour rôle de répartir, au niveau régional, l'énergie issue du réseau de transport.

Ces réseaux sont en grande part, constitués de lignes aériennes, dont chacune peut transiter plus de 60MVA sur des distances de quelques dizaines de kilomètres, leur structure est, soit en boucle fermée, soit le plus souvent en boucle ouverte, mais peut aussi se terminer en antenne au niveau de certains postes de transformation [4].

En zone urbaine dense, ces réseaux peuvent être souterrains sur des longueurs n'excédant pas quelques kilomètres.

Ces réseaux alimentant d'une part les réseaux de distribution à travers des postes de transformation HT/MT, et d'autre part les utilisateurs industriels dont la taille est supérieure à 60MVA nécessite un raccordement à cette tension.

I-2-3-Réseau de distribution

Les réseaux de distribution ont pour but d'alimenter l'ensemble des consommateurs. La SONELGAZ définit les niveaux des tensions alternatives et continues comme suit :

Domaines de Tension		Valeur de la tension composée nominale (U_n en Volts)	
		Tension Alternative	Tension Continue
Très Basse Tension (TBT)		$U_n \leq 50$	$U_n \leq 120$
Basse Tension	BTA	$50 < U_n \leq 500$	$120 < U_n \leq 750$
	BTB	$500 < U_n \leq 1000$	$750 < U_n \leq 1500$
Haute Tension	HTA ou MT	$1000 < U_n \leq 50000$	$1500 < U_n \leq 75000$
	HTB ou HT	$U_n > 50000$	$U_n > 75000$

Tableau I-1 : Tableau des différentes tensions utilisées par la SONELGAZ

Contrairement aux réseaux de transport et de répartition, les réseaux de distribution présente une grande diversité de solutions techniques à la fois selon les pays concernés, ainsi que selon la densité de la population.

Les réseaux à moyenne tension (MT) ont de façon très majoritaire une structure arborescente, qui autorise des protections simple et peu couteuses. À partir d'un poste source l'électricité parcourt une artère sur laquelle sont reliées directement des branches de dérivation au bout desquelles se trouvent les postes MT/BT de distribution publique, qui alimentent les réseaux basse tension (BT) sur les quels sont raccordés les plus faibles consommateurs. La structure arborescente de ces réseaux implique qu'un défaut sur une ligne électrique MT entrainera forcément la coupure des clients alimentés par cette ligne même si des possibilités de secours plus au moins rapides existent.

La liaison entre les sources d'énergies et les centres de consommation est illustrée dans le schéma suivant :

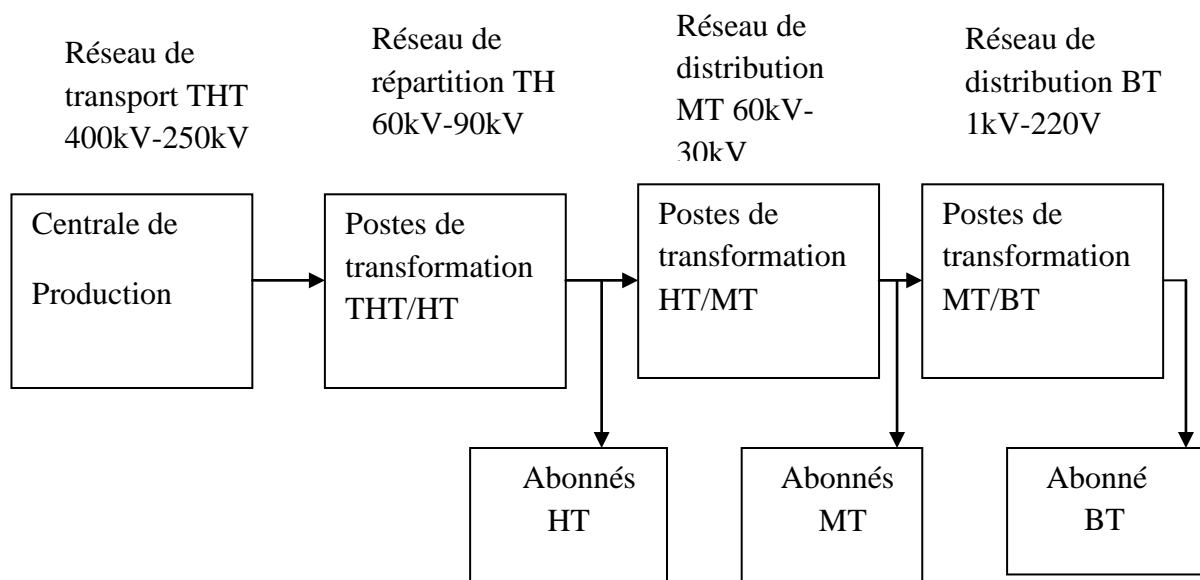


Figure I-2 : Schéma d'un réseau électrique

I-3-Structures topologiques des réseaux de transport [5]

Les réseaux électriques peuvent être organisés selon plusieurs types de structures suivant le niveau de tension, la puissance demandée et la sureté. A partir de ces trois paramètres, on définit trois types de structures pour un réseau électrique.

I-3-1-Réseau maillé

Le réseau complètement maillé et tous les nœuds sont alimentés au moins de deux cotés

- Avantages

Le réseau maillé est caractérisé par :

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

-Inconvénients

Les dépenses pour la réalisation d'un tel réseau sont énormes et nécessitent des protections sophistiquées.

La structure des réseaux maillés est représentée dans la figure I-3 :

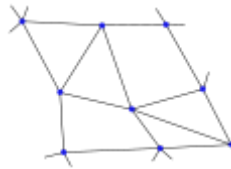


Figure I-3 : Structure d'un réseau maillée

I-3-2-Réseau bouclé [6]

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

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

- Avantages

Ce type de réseau possède les avantages suivants :

- avoir une meilleure continuité de service.
- être facile à construire et à étudier.

-Inconvénient

La construction d'un tel réseau est plus coûteuse que celle d'un réseau radial et il est plus difficile à exploiter.

I-3-3-Réseau radial

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

- **Avantage**

Les avantages d'un réseau radial sont :

-Facilité de construction et d'exploitation.

-les dépenses pour la réalisation et la protection d'un tel réseau sont minimales.

- **Inconvénients**

Ce réseau possède un inconvénient majeur qui est le déclenchement du disjoncteur principal qui entraîne une interruption du service pour tous les usages en aval, en cas d'avarie sur une ligne.

La structure des réseaux radiaux est représentée dans la figure suivante :

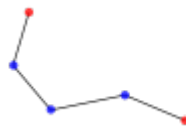


Figure I-4 : Structure d'un réseau radial

I-4-Réseau moyenne tension MT

Les réseaux moyennes tension s'étendent des postes sources constitués de transformateurs HT/MT jusqu'aux abonnés MT ou BT, suivant la puissance demandée, en passant par des lignes aériennes ou souterraines.

Il y'a deux types de réseaux électriques moyenne tension

- Réseau moyenne tension souterraine.

- Réseau moyenne tension aérien.

Les réseaux moyens tension sont généralement exploités en antenne

- En structure radial pour les réseaux souterraine.

- En structure arborescente pour les réseaux aériens.

I-4-1-Réseaux moyenne tension aérien (MTA)

La structure du réseau aérien est arborescente à deux ordres de lignes : dorsale et dérivation.

Des sous dérivations peuvent être utilisés pour alimenter des charges isolées ou pour regrouper sous un même interrupteur à commande manuelle un ensemble de postes MT/BT. (Figure I-5).

Cette structure destinée à desservir des zones à faible densité de charge est exploitée en radial. D'une façon générale le bouclage entre réseaux voisins ne doit pas être recherché sauf pour des contraintes d'exploitation justifiées.

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

Des interrupteurs automatiques seront installés à l'endroit de dérivation pour permettre l'élimination de la dérivation en défaut. Leur installation se fera suivant l'importance, la probabilité d'incident sur dérivation.

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

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

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

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

-Résistance thermique du sole $100^{\circ}\text{C}/\text{W Cm}$.

-Température des conducteurs

Câbles en papier-huile 75°C .

Câbles en caoutchouc 90°C .

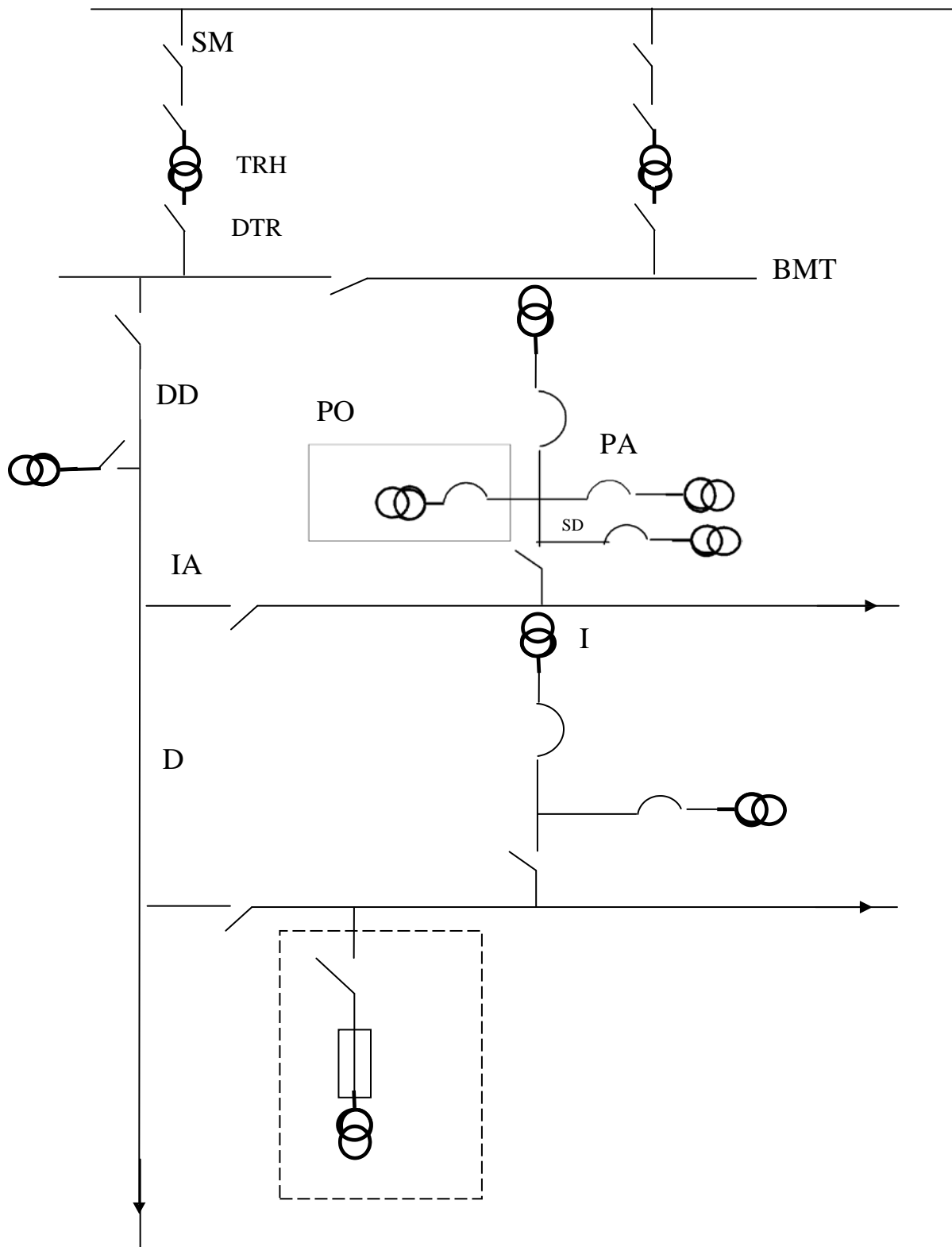


Figure I-5 : Structure générale des réseaux aériens MT

I-4-2-Réseaux moyenne tension souterrains (MTS)

Leurs structures est à un seul ordre de ligne, la dorsale exploitée en radiale permettant la prise éventuelle en cas d'incident (charge coupée et durée d'interruption plus élevée qu'en réseau aérien). Le réseau souterrain est à neutre non distribué, celui-ci étant mis à la terre au niveau des postes sources à travers une bobine de point neutre limitant ainsi le courant de défaut à 1000A. (Figure I-6).

La nature et la section des conducteurs à utiliser sont données dans le tableau ci-dessous.

Réseau (kV)	Conducteur	Section	Limite thermique(1) (A)
10	Cuivre	120	300
	Aluminium	180	
30	Cuivre	70	230

Tableau I-3 : Nature et section des conducteurs [7]

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

- Température du sol 20°C.
- Résistance thermique du sol 100°C/W Cm.
- Température des conducteurs :
 - Câbles en papier – huile 75°C.
 - Câbles en caoutchouc 90°C.

I-4-3-Structures utilisables en réseaux souterraines

a- Structure maillée

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

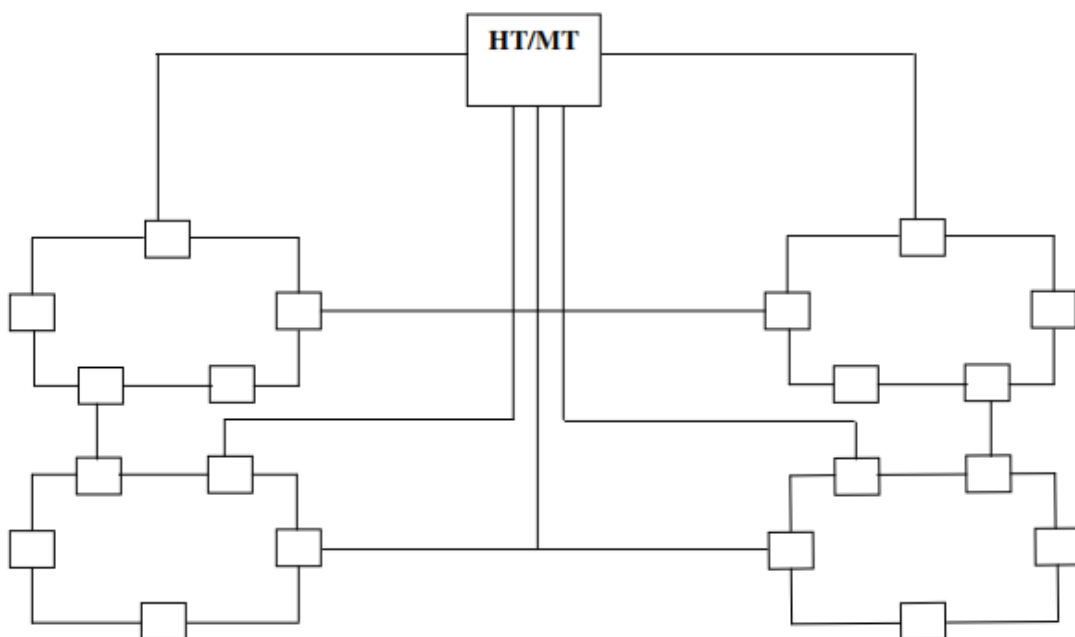


Figure I-7 : Structure maillée

b- Structure à artère source à source

Les câbles sont issus de deux sources distinctes. Cette structure est cependant utilisée dans le cas des postes HT/MT où la puissance ne peut être garantie. Elle limite la charge à la moitié de la capacité des câbles de distribution. Le secours dans cette structure est assuré par les câbles de secours durant leur première exploitation.

Cette structure peut se développer dès que la charge croît vers un cas particulier de la structure fuseau avec un câble de secours et une liaison par un câble entre les différents points d'ouverture. Ce câble est installé pour éviter la limitation des courants à des seuils très inférieurs aux capacités thermiques des conducteurs.

L'utilisation d'un deuxième câble de secours n'est pas justifiée même en cas d'incident affectant simultanément les deux câbles. Le gain en énergie non distribuée qu'il procure est minime par rapport au coût d'un deuxième câble de secours.

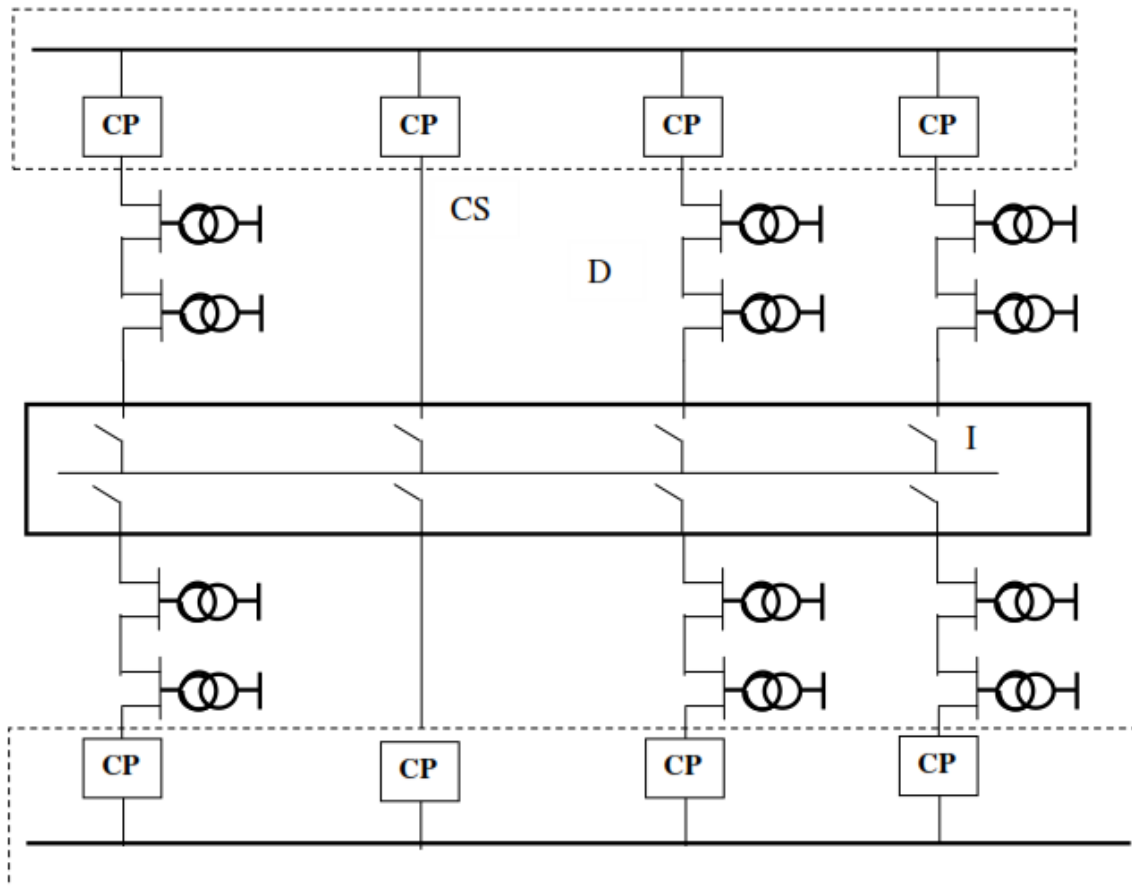


Figure I-8 : Structure des réseaux souterrains MT type artère source à source développée vers structure fuseau

c-Structure épi

Où chaque câble de distribution est rabattu à son extrémité au câble de secours. Le point de connexion, soit par un câble de secours. Cette structure permet une meilleure utilisation des câbles par rapport aux deux structures précédentes.

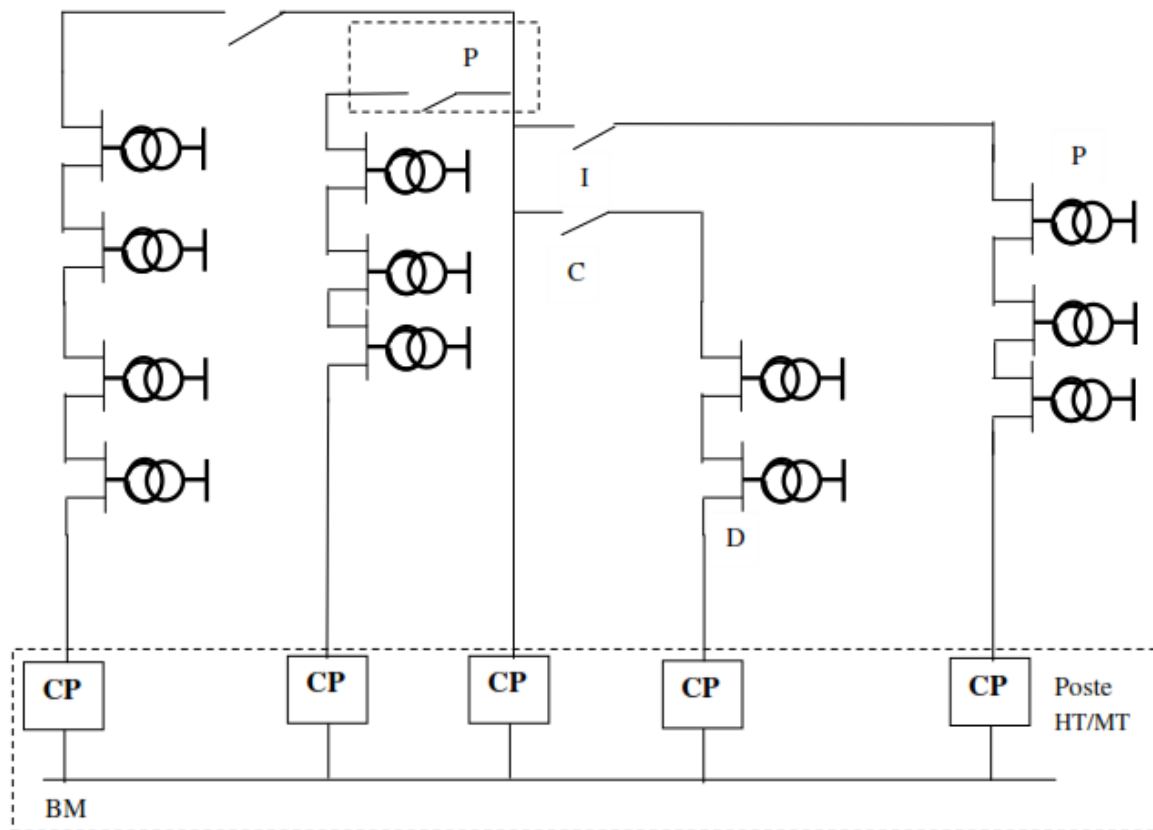


Figure I-9 : Structure des réseaux souterrains MT type épi

d- Structure en fuseau

Elle est considérée comme l'aboutissement de l'évolution de la structure en épi pour laquelle, tous les câbles de distribution aboutissent à un point unique permet de secourir chacun de ses derniers et contribuer à une reprise rapide du service par la diminution des durées d'interruption. Elle s'intègre bien dans les réseaux existant et permet une pose progressive des câbles, en particulier celle des câbles de secours.

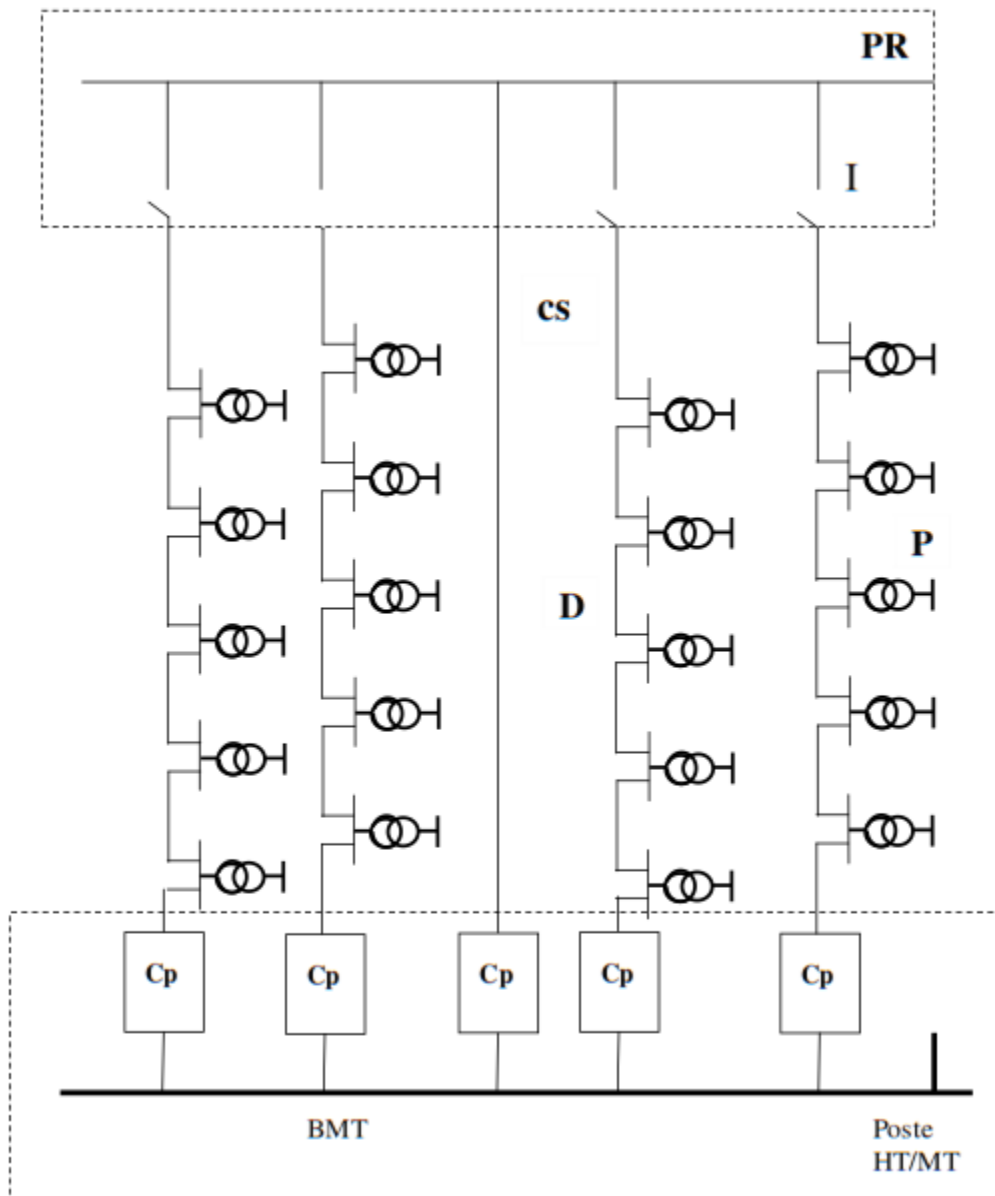


Figure I-10 : Structure des réseaux souterrains MT type fuseau

I-5-Schéma unifilaire d'un réseau moyen tension MT

Le schéma unifilaire du réseau moyen tension est représenté dans la figure I-11.

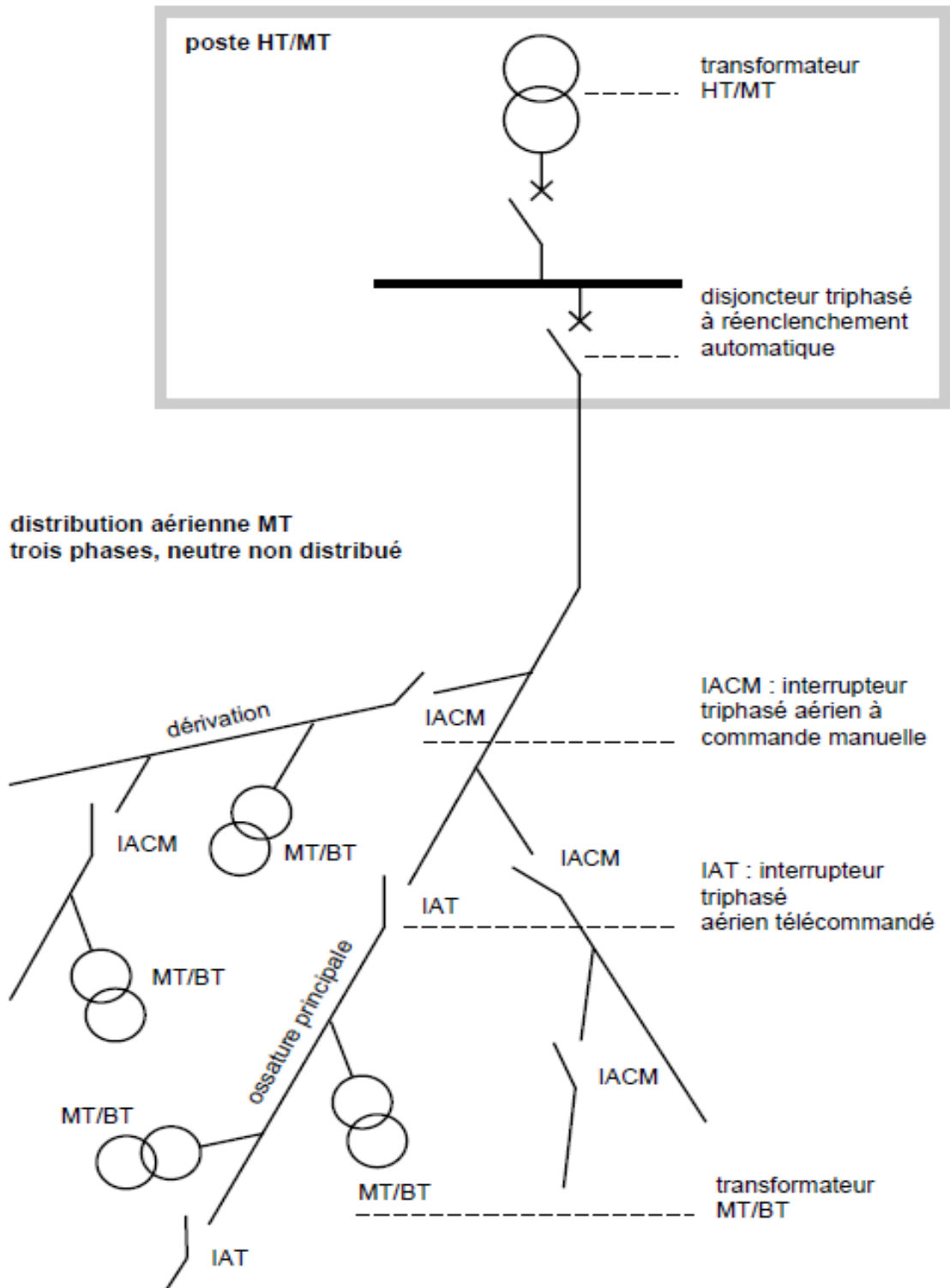


Figure I-11 : Schéma unifilaire d'un réseau MT

I-6-Les lignes électriques

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

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

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

-Les pertes joule ne doivent pas surchauffer les conducteurs.

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

-Puissance à transporter, distance de transport et le coût

-Esthétique, encombrement et facilité d'installation.

On distingue quatre types de lignes :

-Ligne de distribution à basse tension.

-Ligne de distribution à moyenne tension.

-Ligne de transport à haute tension.

-Ligne de transport à très haute tension.

I-6-1-Lignes de distribution BT

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

Les lignes sont habituellement des câbles ou des barres fonctionnant à des tensions inférieures à 600V.

I-6-2-Lignes de distribution MT

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

I-6-3-Lignes de transport HT

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

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

I-6-4-Lignes de transport THT

Ce sont des lignes qui relient les centrales éloignées aux centrales 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-6-5-Composants d'une ligne aérienne

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

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 réalisés 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. Ils 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 leurs masse par les tensions élevées qu'ils ont à supporter normalement. Afin d'augmenter leur distance de contournement, on leur donne une forme de jupe.

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

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

I-7-Les postes de transformation [3] [8]

Un poste électrique est un élément du réseau électrique servant à la fois à la transmission et à la distribution d'électricité. Il permet d'élever la tension électrique pour sa transmission, puis de la rebaisser en vue de sa consommation par les utilisateurs.

Il existe plusieurs types de postes électriques :

-Postes de sortie de centrale : sont rôle est de raccorder une centrale de production de l'énergie au réseau.

-Postes d'interconnexion : sont rôle est d'interconnecter plusieurs lignes électriques.

-Poste élévateurs : sont rôle est d'élever le niveau de tension, à l'aide d'un transformateur.

-Poste de distribution : sont rôle est d'abaisser le niveau de tension pour distribuer l'énergie électrique aux clients résidentiels ou industriels.

I-7-1-Différents types de postes électriques

I-7-1-1-Postes d'interconnexion :

Les postes à fonction d'interconnexion, qui comprennent un ou plusieurs points communs triphasés appelés jeu de barres, sur lesquels différents départ (ligne, transformateurs, etc.).

I-7-1-2-Poste mixte

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

I-7-1-3-Postes de transformation

Il existe plusieurs types de postes de transformation :

a- Le poste HT/MT :

Cet ouvrage est présent dans toute structure électrique d'un pays, il est situé entre le réseau de répartition et le réseau de distribution MT, sa fonction est d'assurer le passage de la HT (> 100kV) à la MT (>10kV).

b- Le poste MT/MT :

Cet ouvrage peut réaliser deux fonctions

- Assurer la démultiplication des départ MT en aval avec postes HT/MT. Dans ce cas, le poste ne comporte aucun transformateur, il est constitué de deux arrivées MT et de 8 à 12 départs MT. Ce type de poste est présent dans quelques pays, comme l'Espagne, la Belgique, l'Afrique du sud.
- Assurer le passage entre deux niveaux MT, de tels postes MT/MT intègrent des transformateurs.

c- Le poste MT/BT:

Localisé entre le réseau de distribution MT et le réseau de distribution BT, cet ouvrage assure le passage de la MT (>10kV) à la BT (>100kV). Ces postes sont constitués de quatre parties :

- l'équipement MT pour le raccordement au réseau amont.
- le transformateur de distribution MT/BT.
- le tableau des départs BT comme points de raccordement du réseau aval de distribution (en BT).
- une enveloppe extérieure préfabriquée (métallique ou en béton).

I-7-2-Les différents emplacements d'un poste électrique

L'aspect des postes électriques varie suivant leurs fonction, les postes peuvent être placé à l'extérieur (postes préfabriqués en bas ou en haut de poteau) ou à l'intérieur (postes avec cellules fonctionnelles).

I-7-2-1-Poste de transformation en plein air

Ce type de poste est représenté sur la figure (I-12). Les fils de lignes sont arrêtés à la charpente du poste par des chaînes isolatrices et connectés à l'appareillage par l'intermédiaire

du sectionneur de ligne auquel fait suite le réducteur combiné d'intensité et tension, le disjoncteur, enfin les deux sectionneurs permettent de brancher la ligne sur les barres. Le transformateur peut lui aussi être alimenté par l'un ou l'autre des jeux de barres, ces postes sont caractérisés par :

- La simplicité, la facilité qu'ils procurent à la disposition du matériel électrique.
- L'entraînement en général du moindre frais de premier établissement que les postes intérieurs puisque l'on fait l'économie du bâtiment.
- Il occupe plus d'espace vu qu'il est nécessaire d'augmenter les écartement entre les éléments constitutifs qui devraient être prévu plus largement puisqu'ils sont exposés aux effets averses des intempéries.



Figure I-12 : Schéma d'un poste de transformation en plein air

I-7-2-2-Poste de transformation en cabine

Ces postes alimentent les réseaux basse tension urbaine, les cabines doivent être en matériaux incombustibles, ils sont utilisés pour des transformateurs de puissance de 160 kVA ou 250 kVA, lorsqu'il est possible d'arriver en ligne aérienne MT jusqu'à l'emplacement choisi. Ce type de poste peut être également retenu pour des puissances de transformateurs inférieurs à 160 kVA.

-lorsqu'il est nécessaire de raccorder un poste à proximité immédiate d'une ligne principale et que l'utilisation d'un poste simplifié n'est pas possible,

-lorsqu'une augmentation de puissance est prévisible à courte échéance.



Figure I-13 : Schéma d'un poste de transformation en cabine

I-7-2-3-Poste de transformation sur poteaux

C'est un ensemble disjoncteur et transformateur sur poteau. Il est plus économique et plus simplifié que les postes en cabines. Ils sont implantés dans les zones rurales. Ces postes sont alimentés à partir des réseaux MT en antenne. Chaque transformateur sur poteau doit pouvoir être séparé du réseau par un appareil de sectionnement placé à côté de son alimentation sur un support distinct, manœuvrable du sol. Si l'appareil de sectionnement ne se trouve pas au voisinage du transformateur, celui-ci doit porter une inscription très visible du sol. Il est constitué :

- D'un interrupteur aérien : son installation n'est pas toujours obligatoire, selon le réseau existant.
- D'un support (poteau).
- D'un point de livraison, il est au point de raccordement des conducteurs MT sur le support du transformateur.
- D'un transformateur accroché sur le support.

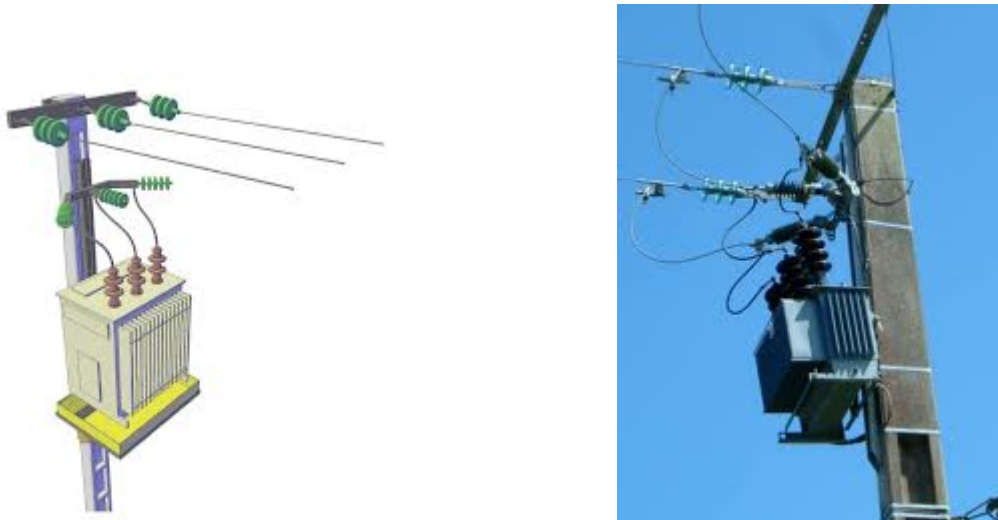


Figure I-14 : Schéma d'un poste de transformation sur poteau

I-7-3-Choix d'un poste de transformation :

Pour choisir le type de transformateur qu'il faut installer dans un endroit quel conque il faut prendre en considération les critères suivants :

- L'endroit de réalisation du poste.
- La valeur de la puissance admissible du transformateur à utiliser.
- les dimensions du poste.

I-7-4-Les éléments constitutifs d'un poste de transformation

Un poste électrique est constitué de plusieurs éléments.

I-7-4-1-Transformateur électrique [3]

Un transformateur électrique est un convertisseur permettant de modifier les valeurs de tension et d'intensité du courant délivrées par une source d'énergie électrique alternative, en un système de tension et de courant de valeur différente, mais de même fréquence et même forme.

I-7-4-2-Transformateur de mesure

a-Transformateur de courant TC

Un transformateur de courant est un transformateur de mesure dans lequel le courant secondaire est pratiquement proportionnel au courant primaire et déphasé par rapport à celui-ci d'un angle approximativement nul pour un sens approprié des connexions. Il est utilisé pour mesurer de forts courants électriques.

b-Transformateur de tension TT

Un transformateur de tension est un transformateur de mesure dans lequel la tension secondaire dans les conditions normales d'emploi, pratiquement proportionnelle à la tension primaire et déphasée par rapport à celui-ci d'un angle voisin de zéro, pour un sens approprié de connexion. Il est utilisé pour la mesure de fortes tensions électriques. Il sert à faire l'adaptation entre la tension élevée d'un réseau électrique et celle des appareils de mesure ou relais de protection.

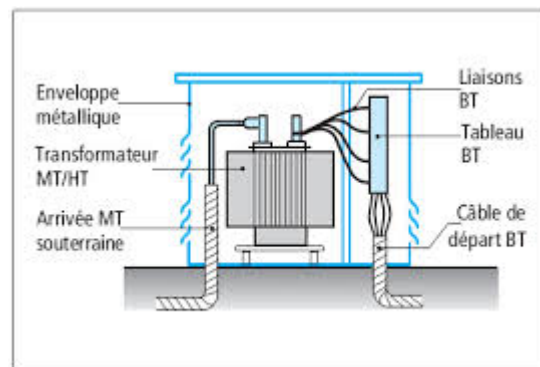


Figure I-15 : Schéma d'un transformateur de tension MT/HT

I-7-4-3-Jeu de barres [9]

Il s'agit d'un conducteur de faible impédance auquel peuvent être reliés plusieurs circuits électriques en des points séparés. La section conductrice est un paramètre important pour déterminer le courant maximum qui peut traverser un jeu de barres, ils ont une forme soit rectangulaire ou tube creux. Ces formes permettent de dissiper efficacement les pertes.



Figure I-16 : Schéma d'un jeu de barres d'un poste

I-7-4-4-Services auxiliaires

L'exploitation d'un poste de transformation HT/MT nécessite de source auxiliaire d'énergie électrique à basse tension en vue d'assurer des fonctions diverses telles que commande, signalisation, protection, éclairage, transmission...etc.

I-7-4-4-1-Différents services auxiliaires

Les services auxiliaires sont nombreux, on peut les classer comme suit :

-Services relatifs à l'alimentation des équipements de commande et de contrôle de la partie BT du poste : équipement de protection et équipement d'automatisme.

-Services relatifs à l'alimentation de l'appareillage du matériel MT ou HT : moteurs des disjoncteurs, sectionneurs, transformateurs, circuit de chauffage du matériel extérieur, circuit et matériel d'alimentation en air comprimé et huile pression.

-Services relatifs à l'alimentation des équipements annexes : station de compression (moteur, commande, signalisation), force motrice, chauffage des locaux, éclairage des installations intérieurs et extérieurs, équipements de télécommande.

I-7-4-4-2-Alimentation des services auxiliaires

Les services auxiliaires n'ont pas un seul degré de sécurité, c'est pourquoi le mode d'alimentation diffère. En conséquence, les postes HT/MT doivent comporter deux sources destinée à l'alimentation des services auxiliaires.

a- Source alternative 220V et 380V

Cette source est constituée par un ou deux transformateurs MT/BT.

b- Source continue 127V et 48V

La source 48V est destinée à l'alimentation de l'équipement de transmission (téléalarme) les deux sources (127V et 48V) sont constituées par une batterie d'accumulateur associée à un redresseur. Cette batterie doit pouvoir débiter le courant en cas de défaillance de l'alimentation du poste.

I-7-4-4-3-installations des sources des services auxiliaires

Les transformateurs des services auxiliaires sont installés auprès des transformateurs de puissance, les autres équipements (batterie d'accumulateur, redresseur) sont placés dans un bâtiment conçu à cet effet.

I-8-Conclusion

Dans ce premier chapitre nous avons présenté un aperçu sur les réseaux électriques où nous avons fait des rappels sur les différentes structures topologiques, ainsi nous avons énuméré les différents éléments constitutifs des réseaux électriques en allant de la production jusqu'à la distribution, afin qu'on facilite la compréhension de la suite de travail.



Chapitre **II**

**Types des défauts et les éléments de
protections**

II-1-Introduction

L'énergie électrique est un besoin vital pour l'homme dans sa vie de tous les jours. Elle est l'œuvre de l'implication de l'homme et la machine, tous les deux se protègent mutuellement, les réseaux électriques font l'objet d'incidents de causes diverses s'ils ne sont pas éliminés rapidement, ils peuvent être préjudiciable aux personnes et aux matériels d'où la nécessité des dispositifs de protection qui entrent dans le cadre de la protection du personnels et de la machine.

Le réseau électrique comprend trois grandes étapes. La production, le transport et la distribution de l'énergie électrique. Chaque équipement est doté d'un ensemble de protections instantané.

L'objectif primordial de la protection est d'éliminer le défaut par l'action instantanée d'un relais électromagnétique ou retardée par un relais temporisé, selon le type de défaut, la protection intelligente émet un signal de déclenchement du disjoncteur et par conséquent la mise hors tension et la signalisation pour informer les opérateurs sur la nature du défaut et de prendre les mesure nécessaires pour la protection.

II-2-Système de protection

II-2-1-Définition

C'est un ensemble d'organes destinés à protéger soit les équipements, soit le personnel. Il est définie aussi par la commission électrotechnique internationale (C.E.I), comme l'ensemble des dispositions destinées à la détection des défauts et des situations anormales des réseaux afin de commander le déclenchement d'un ou de plusieurs systèmes de protection, si nécessaire d'élaborer d'autres ordres de signalisations.

II-2-2-Fonction du dispositif de protection [10]

Un système de protection assure les fonctions principales suivantes :

- Protéger la totalité du système pour assurer la continuité de service.
- Minimiser les dommages et les coûts de réparation.
- Garantir la sécurité du personnel.
- Détection, signalisation et localisation des parties en défauts.

II-2-3-Constitution d'un système de protection

Un système de protection se compose d'une chaine constituée des éléments suivants :

- Des capteurs de mesure de courant et de tension fournissant les informations de mesure nécessaire à la détection des défauts.

- Des relais de protection, chargé de la surveillance permanente de l'état électrique du réseau jusqu'à l'élaboration des ordres d'élimination des parties défectueuses et leur commande par le circuit de déclenchement.
- Un organe de coupure dont leurs fonction est l'élimination des défauts (interrupteurs, fusibles, disjoncteurs...).

Les organes de la chaine de protection sont représentés dans le schéma suivant :

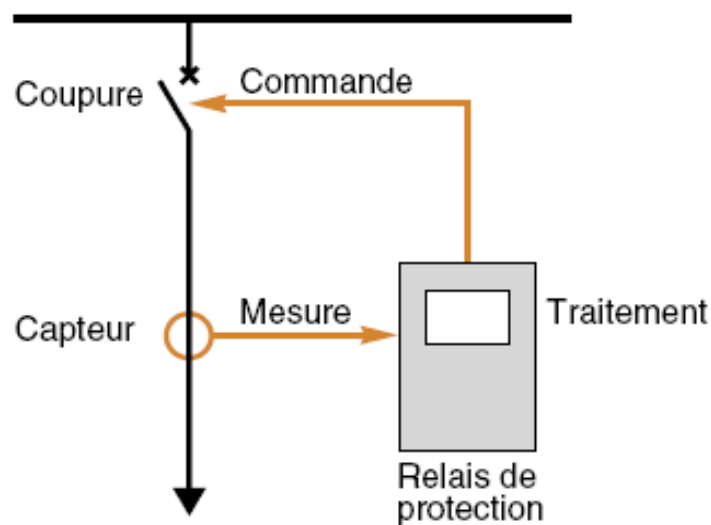


Figure II-1 : Schéma d'une chaîne de protection.

II-3-Qualités fondamentales d'un système de protection

Un système de protection doit posséder les qualités suivantes :

II-3-1-Rapidité

La protection élimine rapidement le défaut. Le temps de déclenchement comprend celui de la protection elle-même, auquel vient s'ajouter le délai d'ouverture des disjoncteurs.

II-3-2-Fiabilité

Elle combine les notions de sécurité, la protection doit être précise dans ces décisions. Une protection a un fonctionnement correct lorsqu'elle émet une réponse à un court-circuit sur le réseau en tout point conforme à ce qui est attendu.

A l'inverse, pour un fonctionnement incorrect, elle comporte deux aspects :

-Le défaut de fonctionnement ou non-fonctionnement lorsqu'une protection, qui aurait due fonctionner, mais n'a pas fonctionné.

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

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

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

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



Figure II-2 : Fiabilité d'une protection

II-3-3-Sensibilité

La protection doit détecter tous les défauts, même les plus faibles.

II-3-4-Disponibilité

La protection doit toujours être en opération. Concrètement une bonne protection doit être conçue de sorte à parer à tout défaut électrique grâce à ces deux types de protections différentes. Celle déclenchant en fonctionnement normal, on parle de déclenchement instantané, et celle déclenchant en cas de défaillance de la première, on parle de déclenchement temporisé et de protection de secours.

II-3-5-Sélectivité

Elle consiste à ne mettre hors tension que la partie du réseau concernée par un défaut

Il existe plusieurs types de sélectivité

a- Sélectivité ampèremétrique

La sélectivité ampèremétrique repose sur le fait que le courant de défaut est d'autant plus faible que celui-ci est éloigné de la source. Le réglage de courant de déclenchement décroissant vers l'aval du réseau. Son avantage est sa simplicité. Son inconvénient est en conséquence que les protections situées en amont, proche de la source, ne secourent pas celles situées en aval. Par ailleurs, il est difficile de régler convenablement deux protections en cascades afin d'obtenir une bonne sélectivité car le courant de défaut n'est pas forcément notablement différent entre deux zones adjacentes. En haute tension notamment, les lignes ayant une faible impédance, elle ne peut être utilisée. Elle peut par contre être utilisée de par

d'autre dans les transformateurs, le courant étant très différent des deux côtés. Elle l'est également en basse tension.

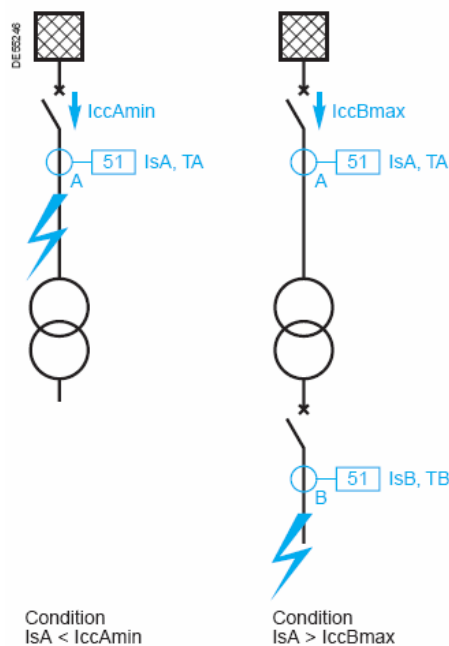


Figure II-3 : Fonctionnement d'une sélectivité ampèremétrique

b-Sélectivité chronométrique

La sélectivité chronométrique agit indépendamment du courant. Elle consiste à donner des temporisations différentes aux protections à maximum de courant échelonnées le long du réseau. Ces temporisations sont d'autant plus longues que le relais est proche de la source. La temporisation augmente de l'ordre de 300 ms par relais sur le réseau. Ainsi, on attend à chaque niveau que les niveaux aval aient le temps de couper le défaut, avant de couper une plus grande partie du réseau. Un tel écart temporel est nécessaire pour tenir compte des tolérances des temps de réponse des éléments de la chaîne de protection ainsi que du temps d'arc du disjoncteur aval.

Sa simplicité est avantageuse. Son inconvénient est lorsque le nombre de relais est élevé, la temporisation devient extrêmement longue. La protection n'assure alors plus son rôle pour éviter l'endommagement des équipements électriques en cas de court-circuit. Elle est utilisée dans le cas des réseaux en antenne.

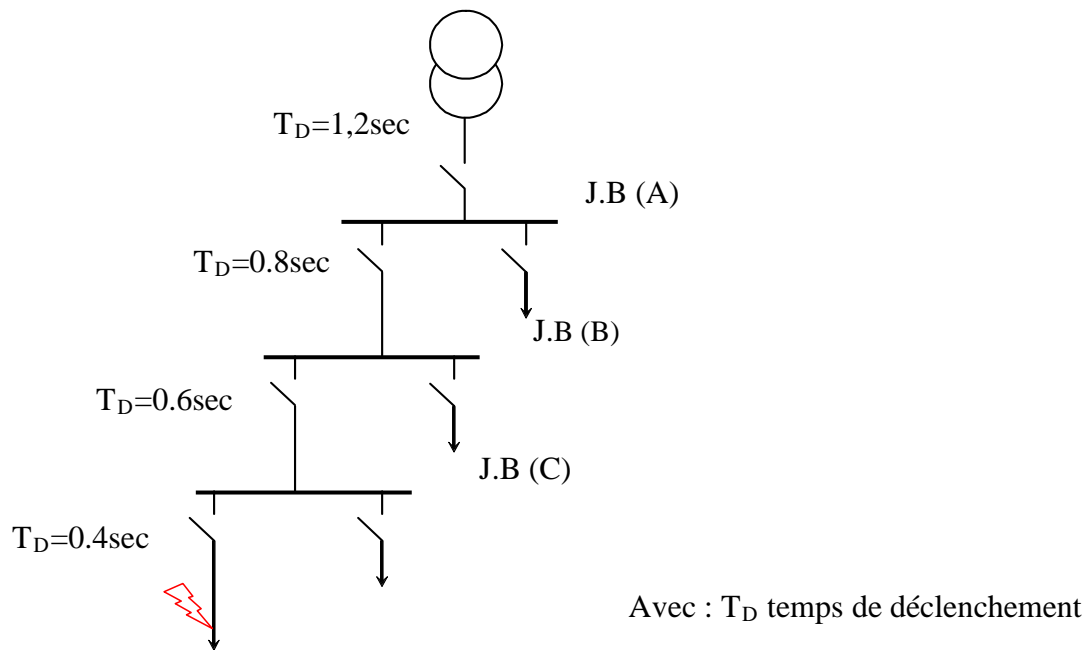


Figure II-3 : Principe de sélectivité chronométrique

c-Sélectivité Logique

La sélectivité logique a été développée pour remédier aux inconvénients de la sélectivité chronométrique. Elle requiert un échange d'informations entre les différents organes de protection. L'échange d'informations logiques entre protections successives permet la suppression des intervalles de sélectivité, et donc de réduire considérablement le retard de déclenchement des disjoncteurs situés les plus près de la source.

En effet, dans un réseau en antenne, les protections situées en amont du point de défaut sont sollicitées, celles en aval ne sont pas ; cela permet de localiser sans ambiguïté le point de défaut et le disjoncteur à commander.

Chaque protection sollicitée par un défaut envoie :

- Un ordre d'attente logique à l'étage amont (ordre d'augmentation de la temporisation propre du relais amont).
- Un ordre de déclenchement au disjoncteur associé sauf s'il a lui-même reçu un ordre d'attente logique de l'étage aval.

Son inconvénient est la nécessité de mettre en communication les différents relais. Elle est utilisée pour les réseaux en antenne moyenne tension composée de nombreux étages de sélectivité.

En plus de ses qualités la protection doit être :

- Peu consommatrice d'énergie.
- Insensible aux composantes apériodiques.
- Facile à mettre en œuvre et à maintenir.

II-4-Différents types de défauts

Il existe plusieurs types de défauts qui peuvent apparaître dans les réseaux moyens tensions par exemple : les courts-circuits, les surintensités, les sursensions et les déséquilibres.

II-4-1-Courts-circuits

Un court-circuit est la mise en connexion volontaire ou accidentelle de deux points ou plus d'un circuit électrique entre lesquelles existe une différence de potentielle. Ils sont dus, soit à un contact accidentel entre phases ou entre phases et terre, soit à un défaut d'isolement, soit encore à une fausse manœuvre.

Ces courts-circuits peuvent être d'origine intérieure ou extérieure.

a-Origine externe

1-Origine mécanique

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

2-Origine atmosphérique

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

b-Origine interne

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

c- Les différents types de court-circuit

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

c-1-Courts-circuits monophasés

Les défauts monophasés sont les défauts les plus fréquents, ils résultent de la mise en contact d'un conducteur à la terre (figure II-4).

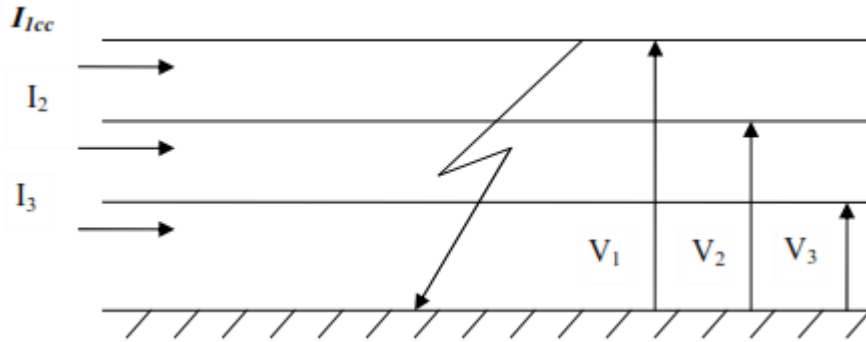


Figure II-4 : Schéma d'un défaut monophasé

c-2-Courts-circuits biphasés

C'est la mise en contact de deux conducteurs se trouvant à potentiels différents (figure II-5).

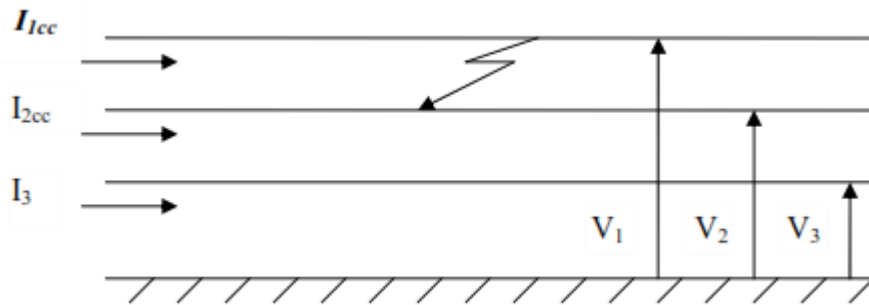


Figure II-5 : Schéma d'un défaut biphasé

c-3-Courts-circuits biphasés-terre

C'est la mise en contact de deux conducteurs se trouvant à potentiels différents à la terre (figure II-6).

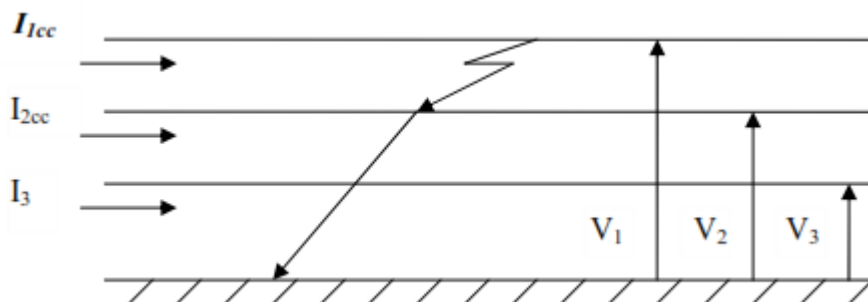


Figure II-6 : Schéma d'un défaut biphasé-terre

c-4-Courts-circuits triphasés

C'est la mise en contact des trois phases se trouvant à un potentiel différent (Figure II-7).

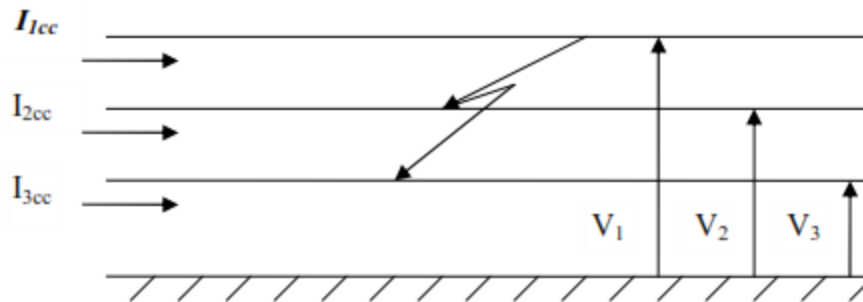


Figure II-7 : Schéma d'un défaut triphasé

II-4-2-Surintensités

Les surcharges sur une ligne ou un équipement apparaissent lorsqu'ils sont traversés par un courant supérieur au courant pour lequel ils sont conçus. Leurs origines sont les surcharges et les courts-circuits.

On a deux types de surcharges :

a-Surcharges normales : Elles se produisent lors de la mise sous tension des moteurs, des transformateurs et des appareils électrique divers.

b-Surcharge anormales : Les appareils de grande puissance causent des échauffements lents nuisibles aux installations.

II-4-3-Surtensions

La surtension est le passage de la tension nominale à une valeur supérieure à la normale. Elle survient suite aux différentes manœuvres sur les organes de coupure, les surtensions sont dangereuses dans les réseaux, car elles soumettent les isolants à des contraintes qui risquent de les détériorer.

II-4-4-Les déséquilibres

Il y'a déséquilibre sur un réseau triphasé lorsque les valeurs de la tension ou du courant sur les trois phases sont différentes.

En fonctionnement normal, les réseaux de transport et distribution d'énergie électrique fonctionnent dans des conditions très proches d'une symétrie parfaite. Cependant la répartition de très nombreuses consommations monophasées engendre au niveau des distributions basses et moyennes tension des déséquilibres entre les trois phases qui se traduisent par l'échauffement des conducteurs et des coupures répétées.

II-5-Classification des défauts

Sur les réseaux de distribution, les défauts peuvent être classés comme suit :

II-5-1-Leur durée

- Auto extincteur, si le défaut disparaît de lui-même en un temps très court sans faire appel aux appareils de coupure (fusible ou disjoncteur).
- Fugitif, si le défaut disparaît après une plusieurs coupures brèves du réseau d'alimentation sans nécessité d'intervention.
- Semi permanent, si le défaut disparaît après une ou plusieurs coupures longues (quelques dizaines de secondes), sans nécessité d'intervention.
- Permanent, si le défaut provoque un déclenchement définitif, et nécessite l'intervention du personnel pour la reprise du service.

II-5-2-Leur origines

- Mécanique, rupture de conducteur, liaison électrique établie entre deux conducteurs par un mauvais câble, une branche, un oiseau...
- Surtension électrique d'origine interne (surtension de manœuvre) ou atmosphérique (coup de foudre).
- Dégradation de l'isolement due à la chaleur, à l'humidité, au vieillissement, ou à une atmosphère corrosive.

II-5-3-Leur localisation

Interne ou externe à une machine, sur une ligne aérienne ou souterraine.

II-5-4-Nature de la connexion

- Court circuit franc si deux points mis en court circuit se touchent directement.
- Court circuit impédant si les deux points mis en court circuit sont reliés par un milieu impédant.

On distingue aussi les courts circuits suivants :

- Monophasées (80% des cas) où une phase et la terre ou le neutre se touchent.
- Biphasés (15% des cas) où deux phases sont raccordées.
- Triphasées (5% des cas) où les trois phases sont reliées ensemble.

II-6-Conséquences des défauts sur les réseaux

Les défauts électriques peuvent provoquer plusieurs conséquences sur les réseaux électriques.

II-6-1-Chute de tension

Un défaut dans une installation industrielle, ou sur le réseau d'alimentation a pour conséquence une tension faible, inférieure à la tension minimale admissible en régime normal. Ce qui entraîne :

- L'ouverture des appareils de coupure qui peuvent ne pas se refermer après l'élimination des défauts.
- Un ralentissement ou un arrêt des moteurs asynchrones.
- Une perte de synchronisme des machines synchrones.
- Un fonctionnement anormal des équipements électroniques de puissance.

II-6-2-Surtensions temporaires

Pendant le défaut la tension Phase/Neutre dite longitudinale ne change pas. La tension Phase/Phase dite transversale diminue (défaut biphasé ou triphasé), la tension transversale Phase/Terre peut augmenter. Si le défaut n'est pas éliminé rapidement, et si l'isolation n'est pas dimensionnée pour supporter la surtension temporaire cela provoquerait la détérioration des équipements.

II-6-3-Tension de contact

Lorsqu'un défaut résulte d'une phase et une masse, ou deux phases et une masse, il apparaît entre la masse et la terre ou entre deux masses voisines une différence de potentiel ou une tension provenant du passage d'un courant dans le conducteur de terre des masses. Cette tension dite tension de contact ne doit pas être dangereuse pour les personnes et à ce titre doit répondre à des critères bien précis.

II-6-4-Surtensions de manœuvre

L'élimination d'un défaut engendre la coupure de circuit généralement selfique. Cette coupure génère une surtension de manœuvre. La technologie des disjoncteurs, grâce à l'introduction de résistance dans les chambres de coupure, permet d'éviter l'apparition de surtension. Des surtensions de manœuvre subsistent néanmoins et sont de l'ordre de 2 à 3 fois la valeur efficace nominale de la tension.

II-7-Appareils de protection

Les éléments de protection sont des organes essentiels de la conduite des réseaux électrique. Ils assurent la continuité du service et la stabilité, en séparant du réseau de façon sûre, rapide et sélective les éléments perturbés. Ils existent plusieurs appareils de protection, ils sont placés dans les réseaux électriques selon les défauts comme suit :

II-7-1-Appareillage de protection contre les surtensions

Ils existent deux types des dispositifs de protection des réseaux électriques contre les surtensions : les parafoudres et les éclateurs.

II-7-1-1-Les parafoudres

Les parafoudres sont des dispositifs destinés à protéger les appareils et les installations électriques contre les coups de foudres directs ou indirects, il existe plusieurs type de parafoudres.

a- Le parafoudre moyen tension

Il est constitué de plusieurs résistances au carbure de silicium non linéaires associées en série avec un ou plusieurs éclateurs.

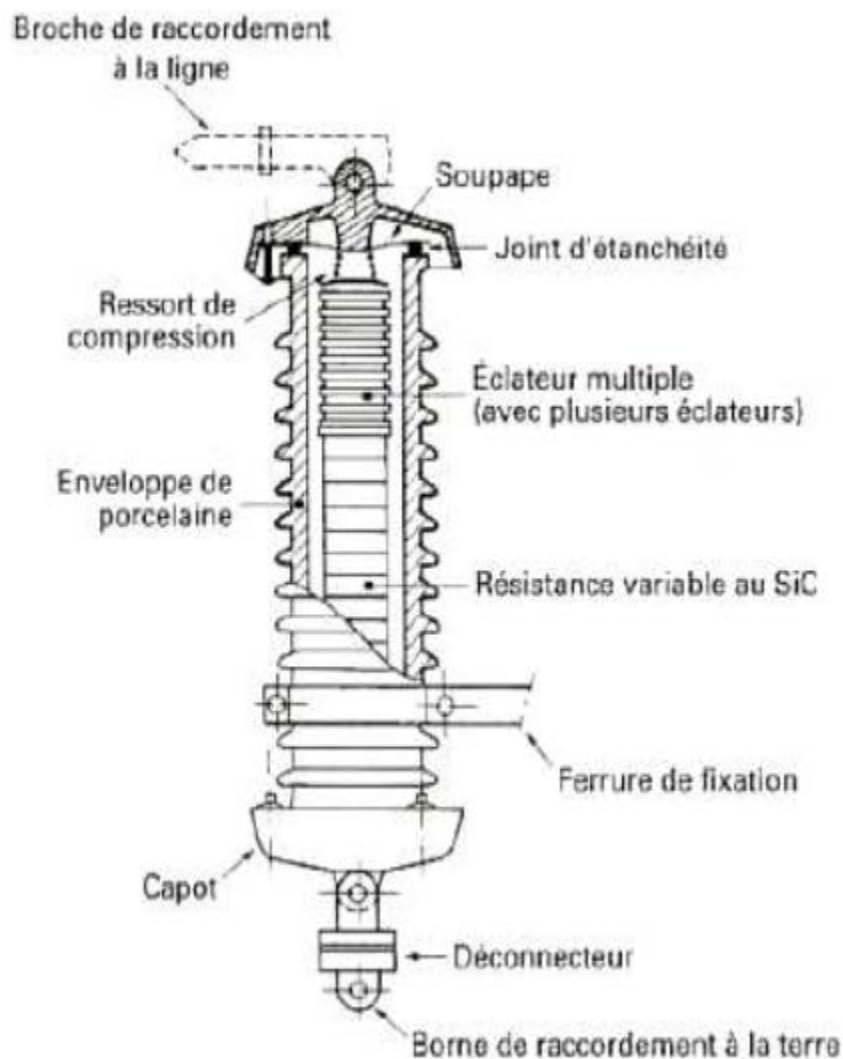


Figure II-8 : Schéma d'un parafoudre HTA au carbure de silicium et à éclateurs

b-le parafoudre haute tension

Il comporte des éclateurs en série et une résistance qui change de valeurs en changeant la tension elle décroît quant la tension augmente. Ce dispositif est assez coûteux.

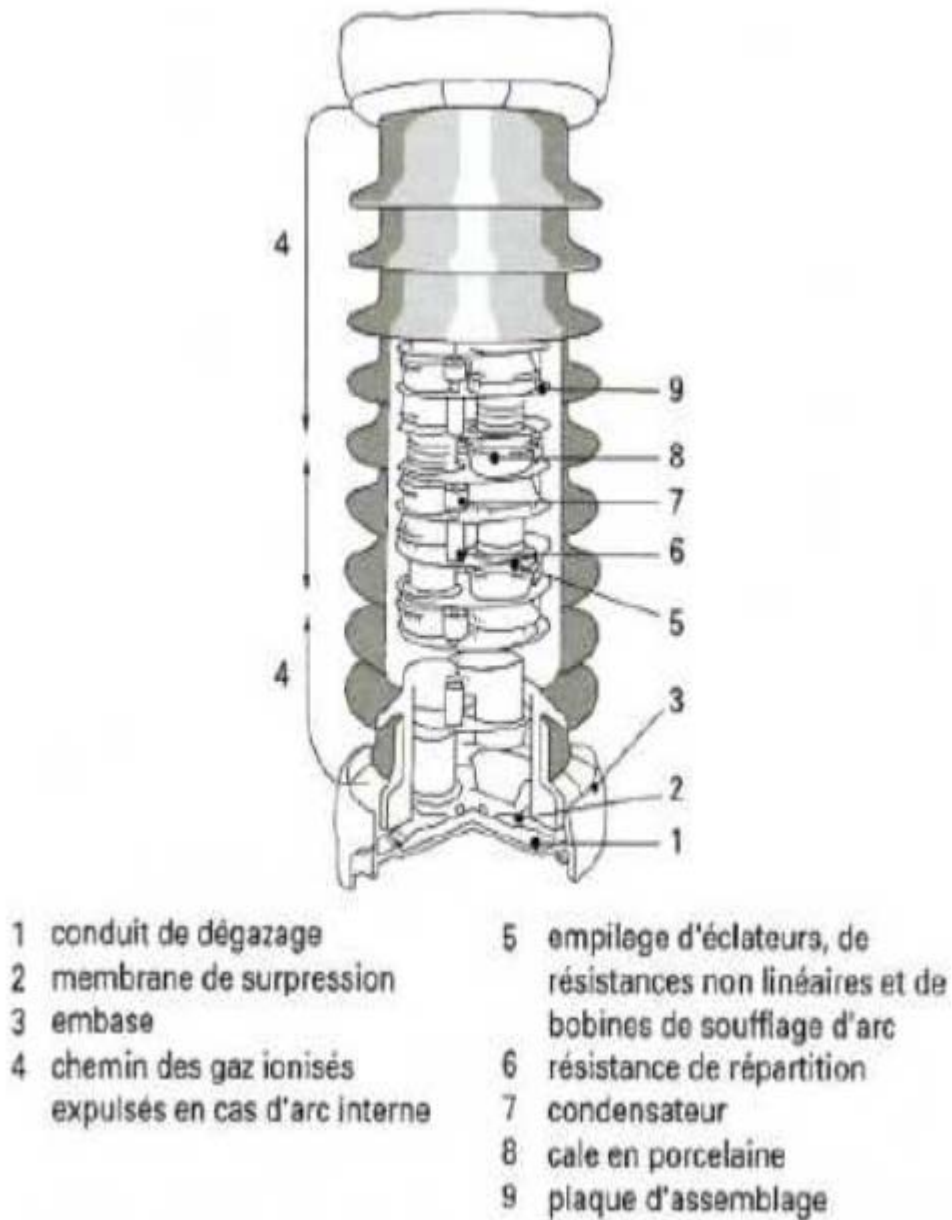


Figure II-9 : Schéma d'un parafoudre HTB au carbure de silicium et à éclateurs

II-7-1-2-Les éclateurs

L'éclateur c'est un moyen de protection contre les surtensions, il est utilisé depuis longtemps en raison de sa simplicité. Il existe deux types d'éclateurs.

a-Eclateur à cornes

Il est constitué de deux électrodes, l'une relié 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.

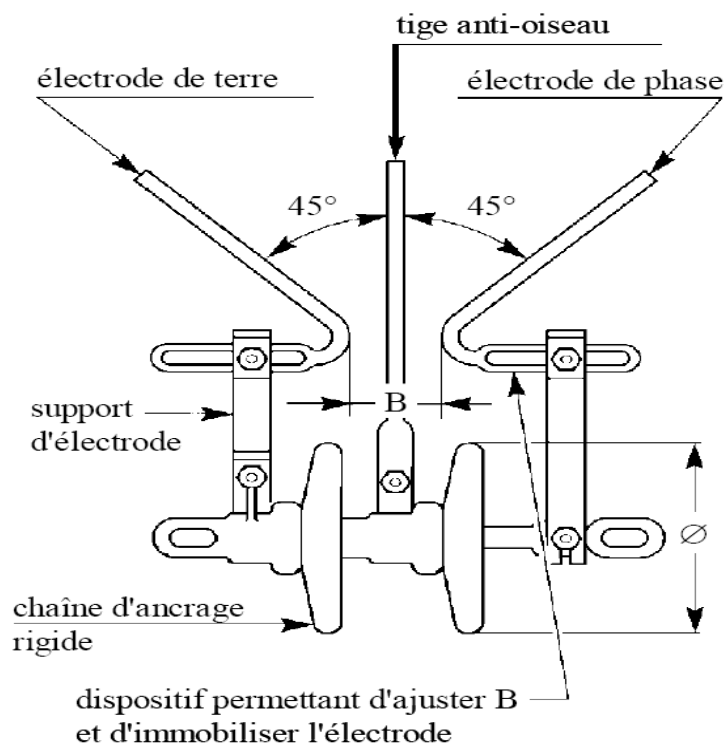


Figure II-10 : Eclateur à corne avec une tige anti-oiseaux

b-Eclateur à tige

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

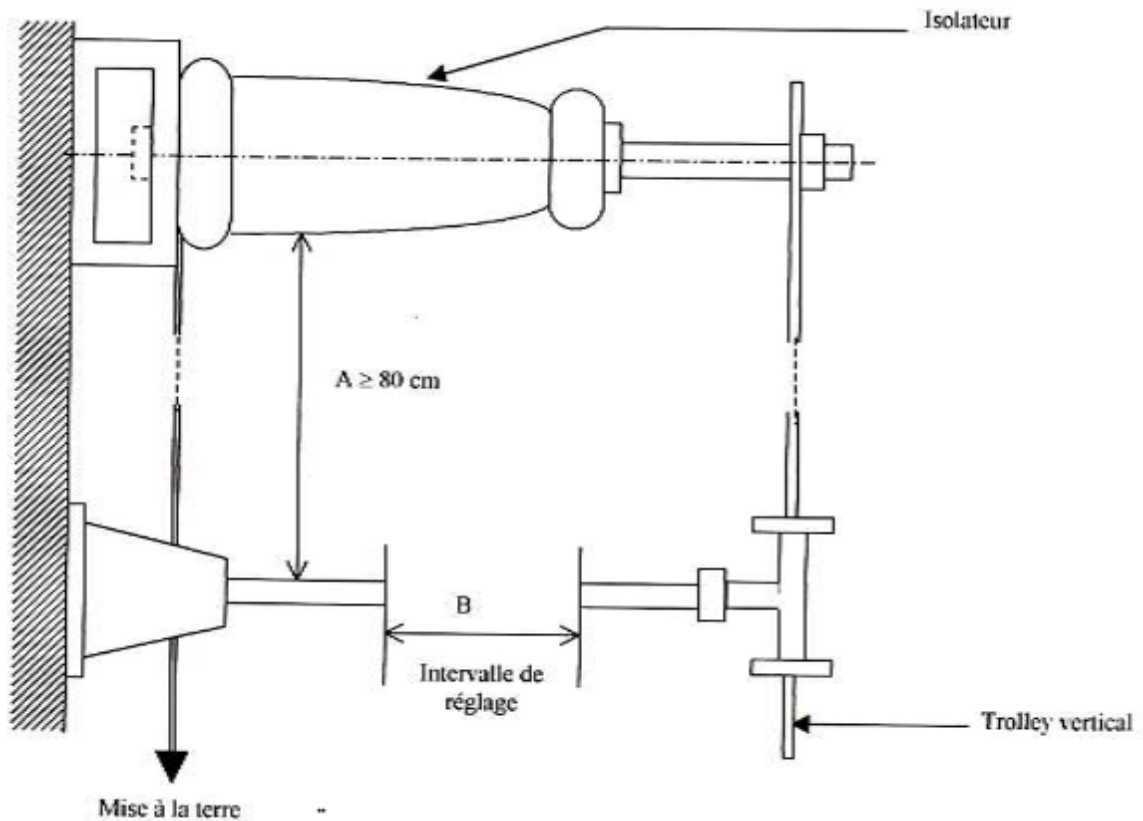


Figure II-11 : Eclateur à tige

II-7-2-Appareillage de protection contre les surintensités

II-7-2-1-Sectionneur

Le sectionneur est un appareil mécanique de connexion permettant de séparer un circuit électrique de leur source d'énergie afin de pouvoir intervenir sur les installations en garantissant la sécurité des intervenants.

Le sectionneur ne possède aucun dispositif d'extinction de l'arc (aucun pouvoir de coupure), c'est pourquoi il ne faut jamais l'ouvrir en charge car il peut causer un danger pour le personnel ainsi pour le matériel. Le sectionneur peut être décomposé en deux parties.

- Une partie puissance : ce sont les pôles repérés sur le symbole et l'appareillage par les chiffres allant de 1 à 6 ou de 1 à 8 pour les sectionneurs tétra polaires.
- Une partie commande : ce sont les contacts auxiliaires repérés 13-14, ils permettent de couper le circuit de commande. Lors de l'ouverture ces contacts s'ouvrent en premier et se ferment en dernier lors de la fermeture.

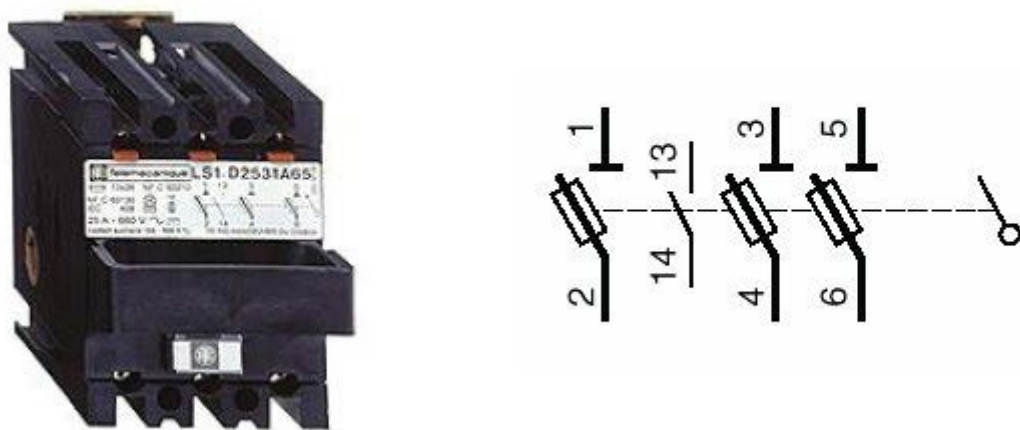


Figure II-12: Image d'un sectionneur

Il existe deux types des sectionneurs selon leurs rôles.

- Sectionneur de ligne, reliant deux parties de réseau.
- Sectionneur de terre, permettant de relier à la terre des parties flottantes du réseau.

II-7-2-2-Disjoncteur

Le disjoncteur est un organe de protection qui est destiné à établir, supporter et interrompre des courants sous sa tension assignée (la tension maximale du réseau électrique qu'il protège) à la fois.

- Dans les conditions normales de service, il sert à connecter ou déconnecter une ligne dans un réseau électrique.
- Dans les conditions anormales spécifiées, il sert en particulier pour éliminer les courts-circuits.

Les disjoncteurs sont caractérisés par :

- Le courant nominal. C'est l'intensité nominale qu'un disjoncteur doit protéger.
- La tension nominale : elle dépend des distances d'isolement.
- Le pouvoir de coupure : c'est l'intensité du courant limite que le disjoncteur peut couper sous tension de rétablissement.
- Le pouvoir de fermeture : c'est l'intensité du disjoncteur à fermer le circuit à protéger dans les conditions de fonctionnement.
- Nombre de pôles : de un à quatre selon les applications.
- Le temps de déclenchement : ce temps est indispensable pour le choix d'un disjoncteur dans le cas d'une protection des transformateurs et la protection sélective avec association des disjoncteurs.

Suivant le moyen utilisé pour éteindre l'arc électrique lors de l'ouverture ou de la fermeture du circuit, les disjoncteurs MT et HT peuvent être :

- Disjoncteur à l'huile.
- Disjoncteurs à air comprimé.
- Disjoncteurs sous vide.
- Disjoncteurs à hexafluorure de soufre SF₆.

a-Disjoncteur à huile

La coupure dans l'huile s'est imposée en haute tension après avoir été utilisée en moyenne tension. Sous l'action de l'arc électrique, l'huile est décomposée, plusieurs types de gaz sont produits (essentiellement de l'hydrogène et de l'acétylène) lors de cette décomposition, l'énergie de l'arc est dissipée dans l'huile, ce qui permet de refroidir le milieu entre les contacts et par la suite d'interrompre le courant. Ce type de disjoncteurs est appliqué pour des tensions assignées atteignant 765 kV et des courants de défaut très élevés, pouvant atteindre 50 kA.

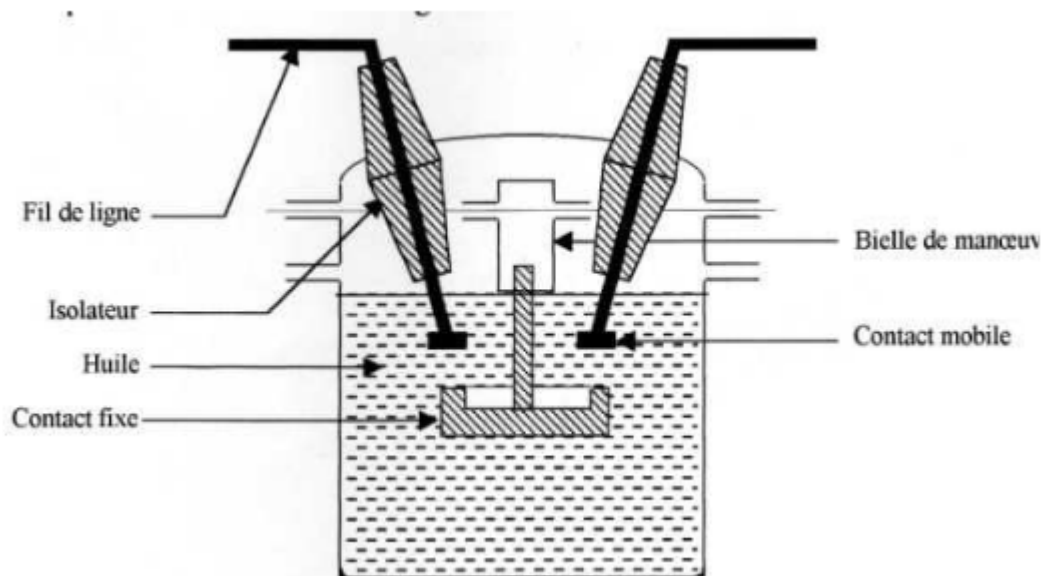


Figure II-13: Constitution d'un disjoncteur à huile [11]

b- Disjoncteur au SF₆ (hexafluorure de soufre)

Le SF₆ est un gaz lourd, inodore, incolore, non toxique, inflammable et ayant de très bonnes caractéristiques. Son pouvoir d'extincteur à l'arc est dix fois supérieur à celui de l'air. En plus, il permet une grande économie d'espace tout en étant silencieux que les disjoncteurs à air comprimé.

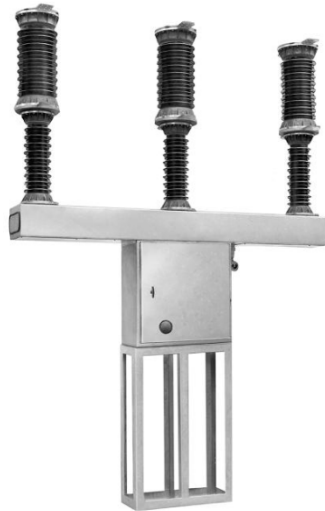


Figure II-14: Disjoncteur à l'hexafluorure de soufre

c- Disjoncteur à air comprimé

Le gaz contenu dans les disjoncteurs à air comprimé maintenu sous haute pression (30 à 35 bars) à l'aide d'un compresseur. Cette haute pression permet d'assurer la tenue diélectrique et de provoquer le soufflage de l'arc pour la coupure. Le soufflage intense exercé dans ces disjoncteurs a permis d'obtenir de très hautes performances (courant coupé jusqu'à 100KA sous haute tension) et avec une durée d'élimination du défaut très courte permettant d'assurer une bonne stabilité des réseaux en cas de défaut.

Ces disjoncteurs nécessitent un entretien périodique, en particulier de leurs compresseurs, ce qui explique qu'ils ont été progressivement supplantés par une génération de disjoncteurs, les disjoncteurs à hexafluorure de soufre SF6.



Figure II-14: Disjoncteur à air comprimé

c- Disjoncteur à vide

Le principe de fonctionnement de ce disjoncteur est différent de celui des autres, car l'absence d'un gaz évite le problème d'ionisation lors de l'ouverture des contacts. Ces disjoncteurs sont scellés hermétiquement de sorte qu'ils n'occasionnent aucun problème de contamination ni de bruit. Leur tension de rupture est limitée à une valeur de 30 kV environ. Pour des tensions plus élevées, on monte plusieurs modules en série.



Figure II-15: Disjoncteur à vide

II-7-2-3-Fusibles [12]

Les fusibles interrompent le circuit surchargé par la fusion de la cartouche-fusible et par l'extinction de l'arc dans un bourrage de sable de quartz. Les fusibles doivent être remplacés après chaque intervention. Les fusibles à courant limité interrompent rapidement, normalement dans l'espace de 10 ms, (temps de fusion <5ms), les fusibles assurent ainsi une protection efficace contre les actions mécaniques du courant de court-circuit. On distingue deux types de fusibles, fusible basse tension et haute tension.

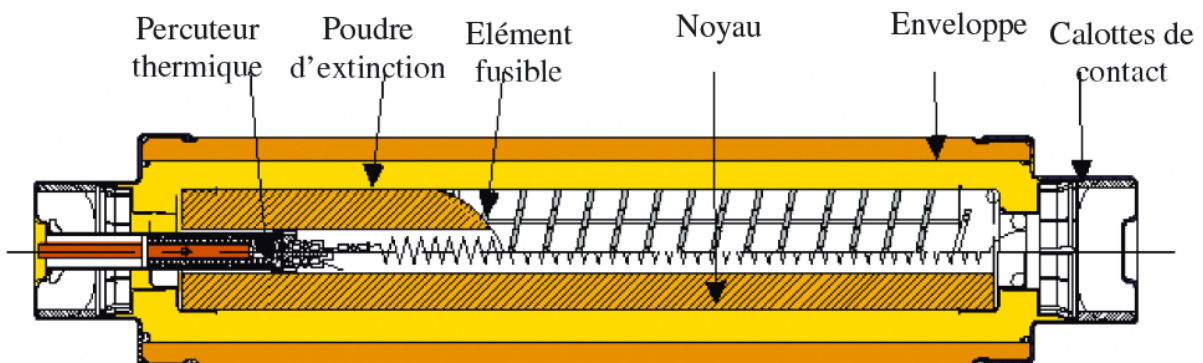


Figure II-16: Coupe schématique d'un fusible HTA

II-7-2-4-Relais

Un relais de protection est un dispositif de surveillance continue de l'état électrique du réseau. Il est destiné à donner des ordres de mis hors tension du circuit de ce réseau, sièges d'un fonctionnement, normal lorsque les grandeurs électriques qui l'alimentent (courant, tension, température...). On distingue plusieurs types de relais.

a-Relais électromagnétique

Un relais électromagnétique comporte une armature ou un équipage mobile sur lequel agissent les bobines ou des aimants ou des conducteurs. Ils dépendent de la conception du circuit magnétique

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 élevée et l'entre fer plus faible. Le relais électromagnétique intervient pour protéger le système contre les courants de court-circuit.

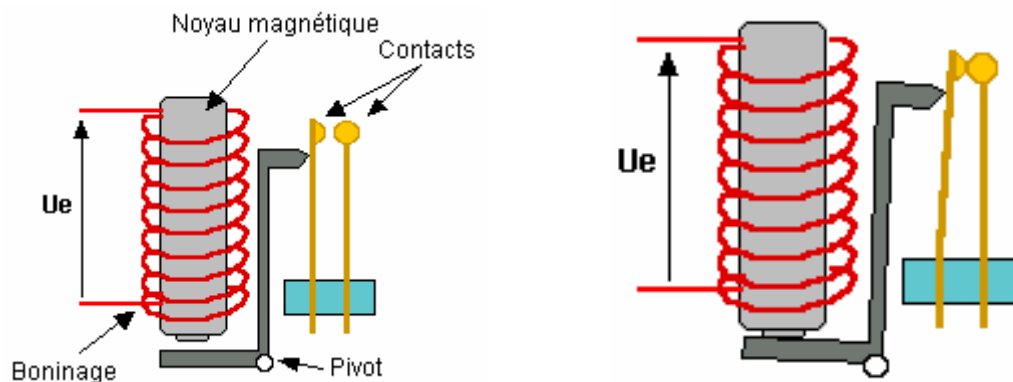


Figure II-17: Relais électromagnétique

b- Relais thermique

Le relais de protection thermique est un appareil qui protège le récepteur placé en aval contre les surcharges et les coupures de phases. Pour cela il comporte un élément actif chauffé par le passage de l'intensité du courant absorbé par l'appareil à protéger. Cet élément est une lame bimétallique qui se déforme sous l'effet de l'augmentation de la température engendrée par la surintensité.

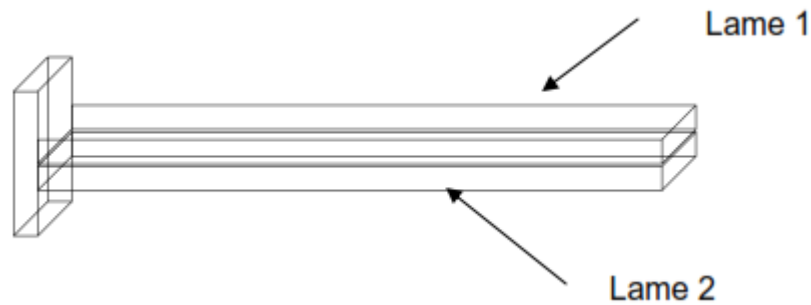


Figure II-18: Principe du relais thermique

c- Relais statique

Le relais statique est un composant électronique réalisant une fonction d'interfaçage entre un circuit de commande, généralement bas niveau, et un circuit de puissance alternatif ou continu connecté à des charges pouvant être de forte puissance (résistances, moteurs, pompe, électrovannes...). De plus cette fonction s'effectue d'une manière totalement statique sans pièces mobiles. Le relais statique remplace de plus en plus le relais électromagnétique pour les avantages suivants : plus précis, plus sensible, plus rapide, rapidité de dépannage, durée de vie plus longue, faible consommation et moins encombrant.

II-8-Protection des transformateurs [12]

Les transformateurs sont protégés contre les défauts internes et externes. La protection la plus importante contre les défauts internes est la protection différentielle, elle est accompagnée par une protection contre les surintensités, cette dernière protège directement la zone non protégée située entre le réducteur de courant et le disjoncteur. Cette protection constitue en même temps une protection de réserve pour les défauts internes et pour le réseau. Les transformateurs de petite puissance jusqu'à quelques 100kVA sont protégés par des fusibles.

Une protection également de grande importance, est celle contre les courts-circuits entre spires, ces derniers étant un des défauts les plus fréquents. Ils sont provoqués par des surtensions qui, à la suite de variations rapides de courant, se propagent sous forme d'onde et pénètrent dans les transformateurs

Une protection qui a fait ses preuves pour les transformateurs refroidis à l'huile, est celle par relais BUCHHOLZ. Tout arc interne ou toute surchauffe interne décompose l'huile et produit du gaz, en cas de défauts graves, il peut même se produire une forte circulation

d'huile accompagnée d'une onde de pression. En cas de production lente du gaz, le relais BUCHHOLZ fait basculer un premier flotteur qui actionne une alarme.

a- Protection par BUCHHOLZ

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

-Si les gaz ne sont pas inflammables on peut dire que c'est l'air qui provient soit d'une poche d'air ou de fuite d'huile.

-Si les gaz s'enflamment, il y a eu destruction des matières isolantes donc le transformateur doit être mise hors service.

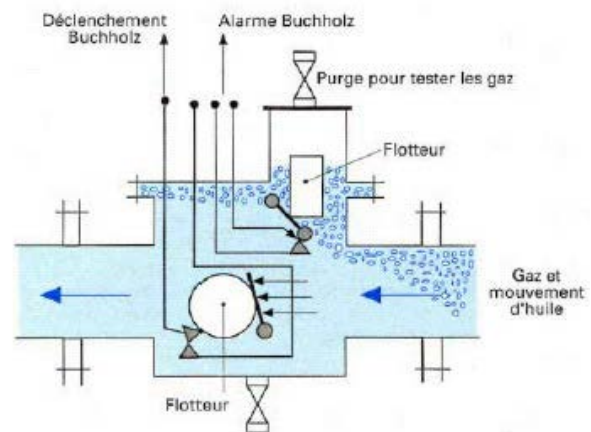


Figure II-19: Relais BUCHHOLZ

b-Protection de masse cuve

Une protection rapide, détectant les défauts internes au transformateur, est constituée par le relais de détection de défauts à la masse de cuve. Pour se faire, la cuve du transformateur, ses accessoires, ainsi que ses circuits auxiliaires doivent être isolés du sol par des joints isolants. La mise à la terre de la cuve principale du transformateur est réalisée par une seule connexion

courte qui passe à l'intérieur d'un TC qui permet d'effectuer la mesure du courant s'écoulant à la terre.

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

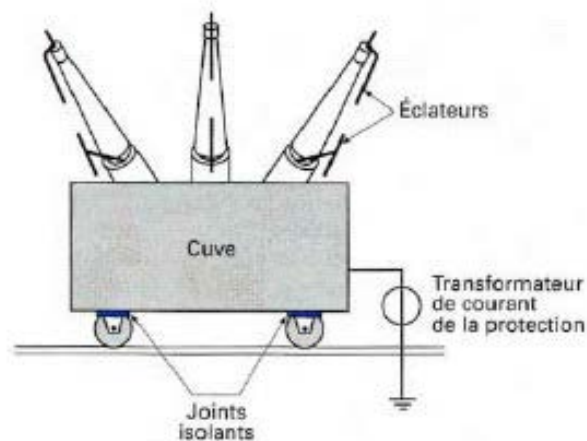


Figure II-20: Protection de masse cuve

c-Protection thermométrique de cuve

Son principe repose sur la mesure de la température de l'huile contenue dans la cuve du transformateur.

Au niveau d'une certaine température 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.

II-9-Protection des jeux de barres [12]

Les jeux de barres des postes de couplage et les appareils qui s'y rapportent, tels les disjoncteurs, les sectionneurs et les réducteurs de tension et de courant représentent des nœuds importants du réseau et sont ainsi des éléments sensibles du système de transport et de distribution. Le court-circuit de jeu de barres, représente un des défauts les plus graves dans le réseau et peut même mettre en danger sa stabilité, il doit donc être détecté et éliminé

sélectivement dans les délais les plus brefs. Cependant, les nœuds importants ne doivent pas être mis hors service. Les exigences quant à la fiabilité et la disponibilité de la protection de jeux de barres sont ainsi très élevée. En présence de couplages longitudinaux ou transversaux, on ne doit séparer que les tronçons du jeu de barres touchés par le court-circuit.

Les systèmes de détection les plus importants sont :

a-Détection différentielle ampèremétrique

On utilise comme critère la somme des courants dans les liaisons raccordées au jeu de barres à protéger. Dans le cas normal, cette somme est nulle. En cas de court-circuit, elle est par contre égale au courant de court-circuit, la surtension du réducteur exige une stabilisation.

b-Détection par haute impédance

Les enroulements secondaires des réducteurs de courants des départs d'un jeu de barres sont branchés en parallèle sur une charge d'impédance relativement grande. En principe, il s'agit donc d'une variante de la détection différentielle de courant, mais le critère de déclenchement est la tension sur la charge. Cette tension est pratiquement nulle en fonctionnement normal ou en cas de défauts externes, elle est par contre suffisamment grande pour déclencher la protection en cas de défaut de jeux de barres.

c-Détection directionnelle

On utilise comme critère de déclenchement la phase des courants sortants du jeu de barres, en cas de charge ou de court-circuit externe ces courants sont partiellement opposés d'environ 180° , en cas de court-circuit sur le jeu de barres, par contre le déphasage entre deux courants quelconques est petit.

II-10-Protection d'un départ MT

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

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

a-Protection contre les défauts entre phases

Cette protection s'effectue pour chaque départ MT à l'aide de deux relais à maximum de courant à temps constant montés au secondaire de deux transformateurs de courant placés sur deux phases. La troisième phase se trouve protégée par ces deux relais car tout défaut

polyphasé intéresse au moins deux phases. La protection contre les défauts entre phases et illustré dans le schéma suivant :

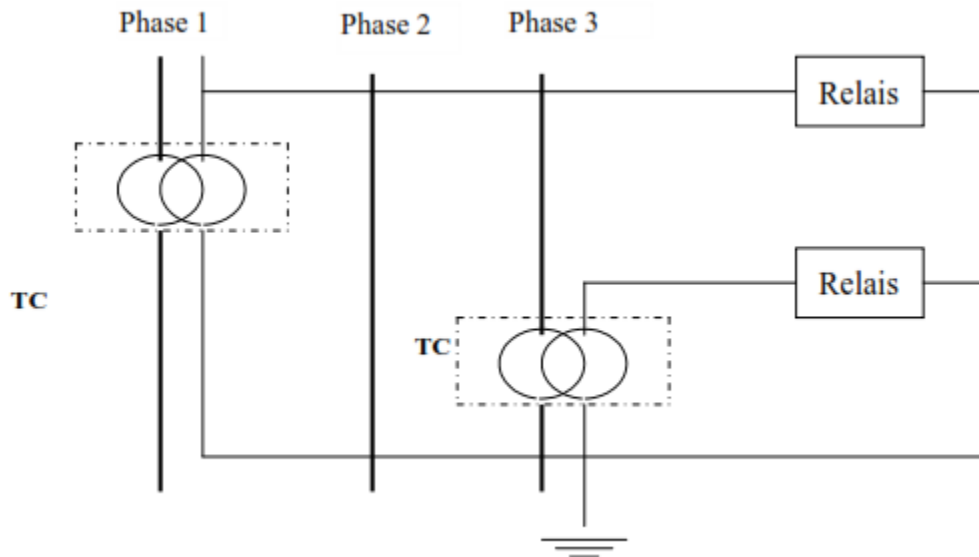


Figure II-21: Schéma de protection contre les défauts entre phase

b-Protection contre les défauts entre phase et terre

Cette protection s'effectue à l'aide d'un seul relais à maximum de courant homopolaire monté dans le circuit du neutre des trois TC.

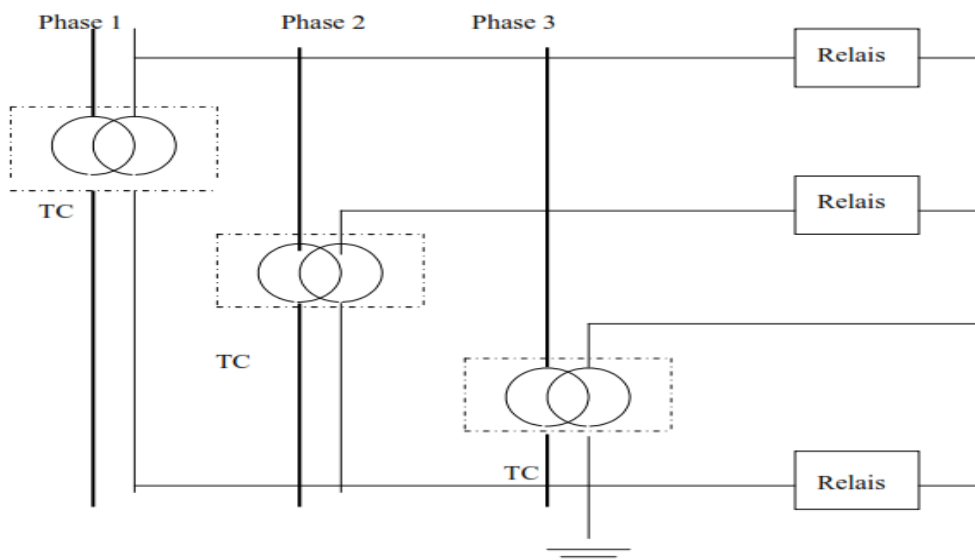


Figure II-22: Schéma de protection contre les défauts entre phase et terre

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

-Courant résiduel I_0 sur les départs sains en raison du retour d'une partie du courant du défaut à la terre à travers la capacité homopolaire du conducteur.

-Courant résiduel I_n au secondaire des TC calculé en absence de tout défaut à la terre.

II-11-Protection des liaisons (lignes et câbles)

a-Protection contre les surcharges thermiques

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

b-Protection contre les courts-circuits entre phases

La protection à maximum de courant de phase permet d'éliminer le court-circuit, le réglage de la temporisation étant adapté aux protections voisines. Un défaut biphasé éloigné provoque une faible surintensité et un déséquilibre, une protection à maximum de courant de composante inverse complète alors la protection de base.

c-Protection contre les courts-circuits entre phases et terre

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

II-12-Automate d'enclenchement

La plupart des défauts dans les réseaux électriques de distribution MT aérien sont du type fugitif, afin de limiter la durée de la coupure électrique pour les clients, les différentes automates de reprise de service sont installées sur les départs aériens du réseau de distribution MT issue d'un poste source. On peut trouver un disjoncteur commandé par un dispositif d'enclenchement triphasé avec les cycles rapide et lent. L'instruction d'action d'enclenchement est automatiquement effectuée selon les étapes consécutives ci-dessous :

a-Cycle rapide

C'est le cycle de déclenchement triphasé rapide, après 150ms du moment de l'apparition du défaut, le disjoncteur s'ouvre pour couper l'alimentation du réseau en défaut. La durée de mise hors tension est d'environ 300ms pour permettre l'ionisation de l'arc électrique. Si le défaut est éliminé après un cycle rapide, il est de type défaut fugitifs.

b-Cycle lents

Si le défaut réapparaît après la fermeture du disjoncteur à la fin du cycle rapide, on effectue automatiquement un cycle de déclenchement triphasé lent. Un deuxième déclenchement aura lieu 500ms après la réapparition du défaut. La durée de coupure est de 15 à 30 secondes. Ce cycle peut être suivi d'un deuxième cycle analogue, c'est le cas général lorsqu'il est fait usage d'interrupteurs aérien. Si le défaut est éliminé après les cycles lents, il est de type défauts semi permanents.

c-Déclenchement définitif

Si le défaut persiste encore après des cycles de déclenchements (cycle rapide et cycle lent), donc le défaut est de type permanent. Le disjoncteur se déclenchera après 500ms jusqu'à la fin de l'intervention nécessaire.

II-13-Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les différents types des risques que le réseau de distribution peut subir, ainsi que leurs classification, d'où la nécessité des organes de protections capable d'éliminer les risques et de limiter les dégâts tout en maintenant la continuité de service dans les parties saines de l'installation.



Chapitre **III**

**Régime de neutre et calcul des courants
de courts-circuits**

III-1-Introduction

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

III-2-Régime de neutre

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

Le choix du régime de neutre doit tenir compte de :

- La sécurité du personnel et des équipements.
- La volonté de limiter les surtensions.

On distingue cinq régimes du neutre qui sont :

- Neutre isolé de la terre à travers une impédance Z_n infini.
- Neutre relié à la terre par une résistance.
- Neutre relié à la terre par une réactance.
- Neutre relié à la terre par une impédance.
- Neutre relié directement à la terre $Z=0$.

En Algérie, on adopte le cas de mise du neutre directement à la terre [13].

III-3-Critère de choix du régime de neutre

Le choix du régime de neutre s'effectue 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 compatibles avec les isolements des matériels à basse et moyenne tension.
- Réglementation et législation concernent les élévations de tension de masse, la sensibilité de détection [14].

III-4-Les différents régimes de neutre

III-4-1-Neutre mise directement à la terre

Dans ce cas de réseau, un défaut entre la phase et la terre est un court-circuit monophasé, ce qui provoque un courant très élevé. Cette mise à la terre est idéale pour l'écoulement des courants vers la terre.

L'inconvénient de cette mise à la terre est la non continuité du service (déclenchement au premier défaut).

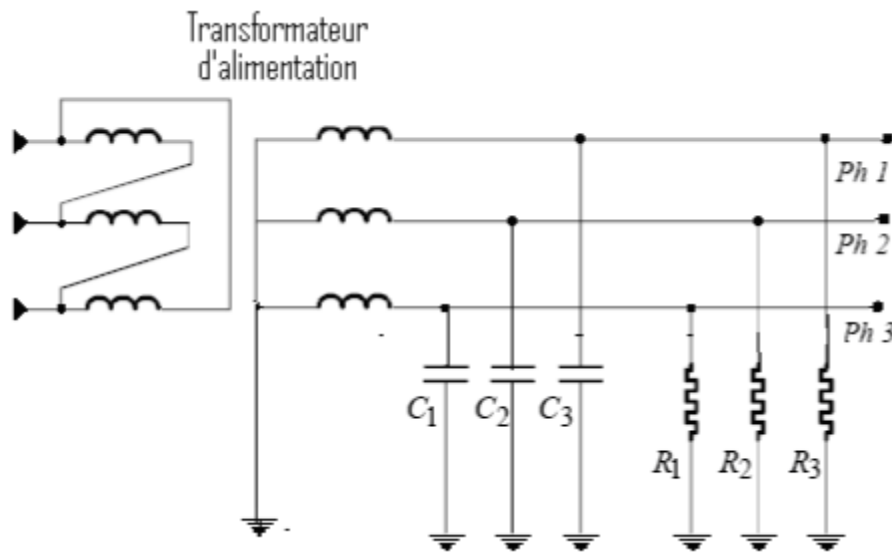


Figure III-1-Neutre mise directement à la terre

III-4-2-Neutre mise à la terre par une résistance

Dans ce type de réseau, une impédance Z_n résistive limite le courant de défaut à la terre, tout en permettant un bon écoulement des surtensions. Les protections doivent intervenir automatiquement pour éliminer le premier défaut.

Cette mise à la terre a des avantages et des inconvénients :

a- Avantages

-Ce schéma est un bon compromis entre un courant de défaut faible et un bon amortissement de faibles surtensions.

-Les protections sont assez simples et sélectives.

b-Inconvénients

-Pas de continuité de service, en cas de défaut à la terre, celui-ci doit être éliminé aussitôt avant l'apparition d'un deuxième défaut.

-Le coût de la résistance de mise à la terre croît avec la tension [13].

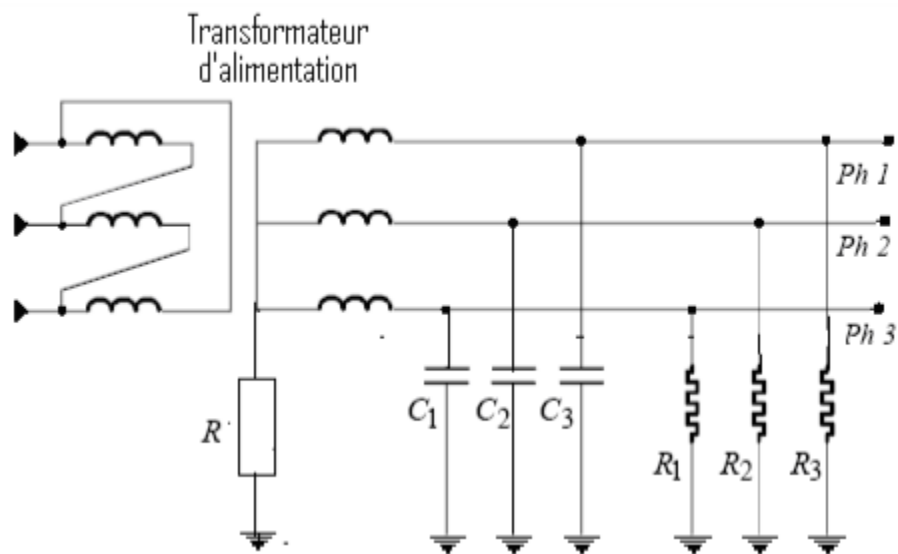


Figure III-2-Neutre mise à la terre à travers une résistance [13]

III-4-3-Neutre isolé de la terre

Ce type de réseau, le défaut qui se produit entre une phase et la terre ne provoque qu'un faible courant par l'intermédiaire des capacités phase terre des phases saines. Ce qui donne à cette solution l'avantage essentiel de maintenir la continuité de service, mais ceci entraîne des conséquences.

Le défaut d'isolement s'il n'est pas éliminé, il doit être obligatoirement signalé par le contrôleur permanent d'isolement.

La recherche ultérieure du défaut exige un appareillage d'autant plus complexe, pour permettre une identification rapide du départ défectueux et un service d'entretien qualifié pour l'exploiter.

Si le premier défaut n'est pas éliminé, un deuxième défaut survenant sur une autre phase va provoquer un véritable court-circuit biphasé par la terre.

a- Avantages

-La continuité de service au premier défaut et coupure de l'alimentation au deuxième défaut si le premier n'est pas éliminer.

-Le courant de défaut très faible.

b-Inconvénients

-La non élimination des surtensions par écoulement à la terre est un inconvénient majeur si elles sont élevées.

-La nécessité d'un contrôleur permanent d'isolement (CPI) dans le but d'assurer que le courant de premier défaut est non dangereux.

-Nécessité de réaliser des masses équipotentielles des appareils alimentés.

-Nécessité d'avoir un service d'entretien équipé d'un matériel adéquat pour la recherche rapide au premier défaut d'isolement.

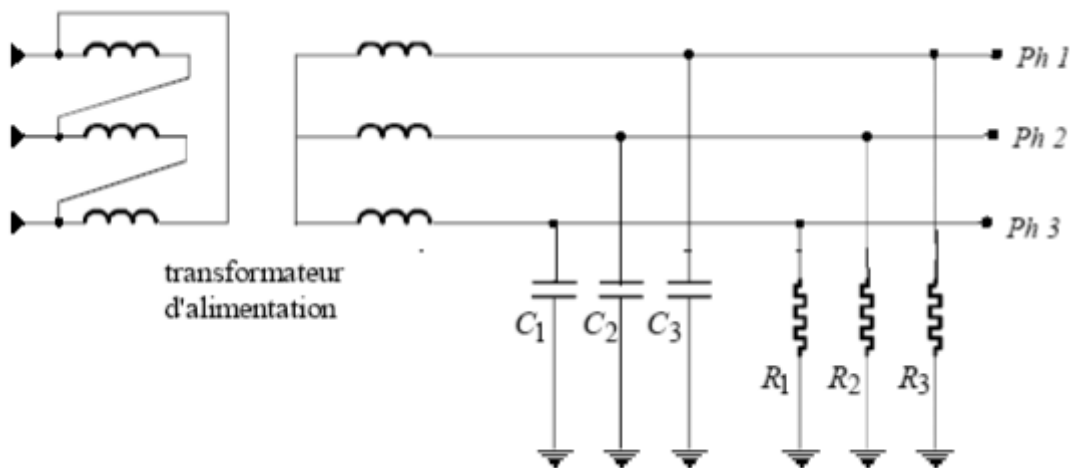


Figure III-3-Neutre isolé de la terre

III-4-4-Neutre mise à la terre par une réactance

Pour des tensions plus de 20kV, le coût de la résistance de limitation s'accroît, alors on préfère utiliser pour réduire les risques de surtensions accrues par la réactance, le courant de défaut limité doit être supérieur de 10 à 20% du courant de court-circuit triphasé.

Ce type de mise à la terre, on l'applique dans les réseaux de répartition HT (36kV à 150kV).

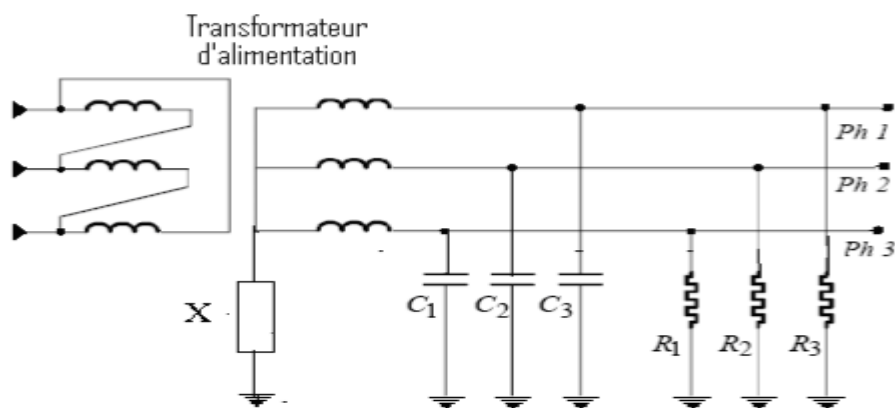


Figure III-4-Neutre mise à la terre à travers une réactance

III-5-Méthodes de calcul des courts-circuits

Le but de cette analyse est de donner tous les éléments permettant de calculer les différents courts-circuits :

- Triphasé symétrique.
- Monophasé terre.
- Biphassé isolé.
- Biphassé terre.

III-5-1-Le court-circuit triphasé symétrique

En général, il provoque les courants de défaut les plus importants. Son calcul est donc indispensable pour choisir le matériel (intensités et contraintes électrodynamiques maximales à supporter).

La méthode de calcul est simple en raison du caractère symétrique du court-circuit. Le courant de court-circuit a la même valeur dans chaque phase. On peut donc faire un calcul en utilisant un schéma monophasé équivalent du réseau amont au court-circuit.

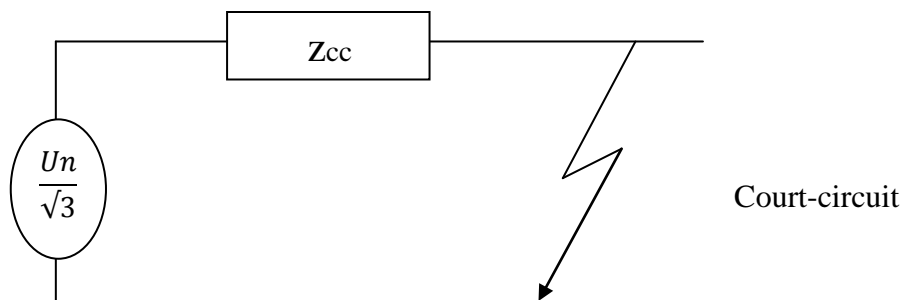


Figure III-5-Schéma équivalent du réseau amont au court-circuit

La valeur du courant de court-circuit triphasé I_{cc3} est alors $I_{cc3} = \frac{U_n}{Z_{cc}\sqrt{3}}$

Avec U_n : Tension composée entre phases.

Z_{cc} : Impédance équivalente à l'ensemble des impédances parcourues par le courant de défaut, de la source jusqu'au défaut présumé.

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

$\sum R$: Somme des résistances en série parcourues par le courant de défaut

$\sum X$: Somme des réactances en série parcourues par le courant de défaut

Dans la pratique, on commence par déterminer l'impédance équivalente de la source d'alimentation, puis les impédances de chaque transformateur, câble ou ligne, parcourues par le courant de défaut.

III-5-1-1-L'impédance équivalente d'un élément à travers un transformateur

Par exemple, pour un défaut en basse tension, la contribution d'un câble HT en amont du transformateur HT/BT sera :

$$R_{BT} = R_{HT} \left(\frac{U_{BT}}{U_{HT}} \right)^2 \quad \text{Et} \quad X_{BT} = X_{HT} \left(\frac{U_{BT}}{U_{HT}} \right)^2 \quad \text{ainsi} \quad Z_{BT} = Z_{HT} \left(\frac{U_{BT}}{U_{HT}} \right)^2$$

Cette formule est valable quel que soit le niveau de tension du câble, c'est-à-dire même à travers plusieurs transformateurs en série.

III-5-1-2-L'impédance des liaisons en parallèle

Si le courant de défaut parcourt deux liaisons en parallèle d'impédance Z_1 et Z_2 , l'impédance équivalente est :

$$Z_{eq} = \frac{Z_1 Z_2}{Z_1 + Z_2}$$

Si les impédances Z_1 et Z_2 sont différentes, un calcul en nombre complexe est alors à effectuer.

$$\text{Si } Z_1 = Z_2 \quad \text{alors} \quad Z_{eq} = \frac{Z_1}{2} = \frac{Z_2}{2}$$

III-5-1-3-L'expression des impédances et la tension de court-circuit en pourcentage (%)

a- Les transformateurs

Pour les transformateurs, au lieu de donner la valeur de l'impédance totale de court-circuit en Ohms, le constructeur donne la tension de court-circuit U_{cc} exprimée en %.

Cette tension de court-circuit représente la tension appliquée au primaire du transformateur en cas de court-circuit, dont le courant égal au courant nominal.

Si on pose U_{cc} en $\% = a$

$$\text{On a} \quad \frac{a}{100} V_n = Z I_n$$

$$\text{D'où } Z = \frac{a}{100} \frac{V_n}{I_n} \quad V_n \text{ tension nominal simple}$$

Les constructeurs de transformateurs donnent la puissance nominale apparente S_n en kVA.

$$S_n = 3V_n I_n$$

$$Z = \frac{a}{100} \frac{3V_n^2}{S_n}$$

$$Z = \frac{a}{100} \frac{U_n^2}{S_n} \quad \text{Avec : } U_n \text{ (Tension nominale composée)} = \sqrt{3}V_n$$

b- Les machines tournantes

Pour les moteurs et les alternateurs, au lieu de donner les valeurs des impédances caractéristiques (X_d, X'_d, X''_d) en Ohms, les constructeurs donnent celles-ci en % [$X_d(\%), X'_d(\%), X''_d(\%)$].

On a, par définition, la relation suivante :

$$X(\Omega) = \frac{X(\%) V_n}{100 I_n}$$

Les constructeurs de machines tournantes donnent la puissance nominale apparente S_n en kVA.

$$S_n = 3V_n I_n$$

$$X(\Omega) = \frac{X(\%) 3V_n^2}{100 S_n}$$

$$X(\Omega) = \frac{X(\%) U_n^2}{100 S_n}$$

On a donc :

$$X_d(\Omega) = \frac{U_2^2 X_d(\%)}{S_n 100}$$

$$X'_d(\Omega) = \frac{U_2^2 X'_d(\%)}{S_n 100}$$

$$X_d''(\Omega) = \frac{U_2^2 X_d''(\%) }{S_n 100}$$

III-5-1-4-Valeur des impédances des différents éléments du réseau

a- Impédance du réseau amont

La connaissance du réseau amont se limite généralement aux indications fournies par le distributeur, à savoir, uniquement la puissance de court-circuit S_{cc} en MVA.

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

Le réseau amont est généralement comme une réactance pure, soit $Z_a \cong X_a$

Généralement le rapport $\frac{R_a}{X_a}$ est compris entre 0.05 et 0.3 en HTA.

Prenons, par exemple $\frac{R_a}{X_a} = 0.3$

On a alors

$$Z_a^2 = R_a^2 + X_a^2 = ((0.3)^2 + 1)X_a^2 = 1.09X_a^2$$

D'où $X_a = 0.96Z_a$

b- Impédance des transformateurs

Elle se calcule à partir de la tension de court-circuit U_{cc} exprimée en % (celle-ci apparaît sur la plaque signalétique du transformateur).

$$Z_T = \frac{U_{cc}\% U_n^2}{100 S_n}$$

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

U_n : Tension composée à vide du transformateur.

S_n : Puissance apparente du transformateur

Si on prend U_n la tension primaire du transformateur, on trouve son impédance vue du primaire, et si l'on prend U_n la tension secondaire à vide du transformateur, on trouve son impédance vue secondaire.

En général $R_T \ll X_T$

Pour un transformateur HTA/BT, $\frac{R_T}{X_T}$ est proche de 0.3

On a alors $Z_T^2 = R_T^2 + X_T^2 = X_T^2 + (0.3)^2 X_T^2 = 1.09 X_T^2$

D'où $X_T = 0.96 Z_T$

On prend en première approximation $Z_T = X_T$

c- Impédance des liaisons

La résistance des lignes aériennes, des câbles et des jeux de barres se calcule aisément avec la formule suivante :

$$R = \rho \frac{L}{S}$$

L : Longueur de la liaison en « m »

S : Section du conducteur en « mm² »

ρ : Résistivité du matériau de l'âme ; pour un calcul de courant de court-circuit triphasé maximal, on a :

$\rho_{cu} = 0.0225 \Omega mm^2/m$ Pour le cuivre

$\rho_{al} = 0.036 \Omega mm^2/m$ Pour l'aluminium

Ces valeurs correspondantes à la résistivité à 20°C multipliée par un coefficient de 1.25 caractérisant l'influence de la température du matériau lors du court-circuit.

d- Réactance des lignes

La réactance linéique des lignes aériennes est proche de celle du vide

$\mu_0 (\mu_0 = 4\pi \times 10^{-7} H/m)$.

Les valeurs à retenir sont :

$X = 0.3 \Omega/km$ Pour les lignes BT ou HTA.

$X = 0.4\Omega/km$ Pour les lignes HTB.

e- Réactance des câbles

La réactance des câbles se calcule par la formule suivante :

$$X = \left[0.0157 + 0.144 \log \left(\frac{d}{r} \right) \right] \times L \quad \text{En } \Omega/km.$$

L : Longueur de la liaison en Km.

d : Distance moyenne entre les conducteurs.

r : Rayon des lames conductrices.

Les valeurs à retenir sont :

- En basse tension (BT) :

0.08 Ω/km Pour les câbles tripolaires

0.09 Ω/km Pour les câbles unipolaires serrés en nappe ou en triangle

0.15 Ω/km Pour les câbles unipolaires espacés $d = 8r$

- En haute tension (HTB)

0.1 à 0.15 Ω/km

f- Réactance des jeux de barres

Pour les jeux de barres, la valeur à retenir est $0.15 \times 10^{-3}\Omega/m$.

III-5-2-Méthode des valeurs réduites

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

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

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

Les grandeurs réduites des différents éléments du réseau sont alors :

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

III-5-2-1-Réactances des éléments du réseau

a- Impédance ramenée à un seul niveau de tension

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 pouvoir utiliser les notions impédance série et parallèle.

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

Avec :

\bar{U}, \bar{Z} et \bar{I} : Valeur ramenées à U_x

b- Réactance réduite des éléments constituant les réseaux

1-Lignes :

$$Z_L^* = X_L^* = \frac{X_L}{z_b} \quad \text{Avec} \quad Z_b = \frac{U_b^2}{S_b}$$

Avec : U_b : Tension de la ligne

X_L : Réactance linéique

2-Transformateurs à deux enroulements :

La réactance en unité réduite d'un transformateur à deux enroulements est définie comme suit :

$$X_T^* = U_{cc\%} \frac{U_n^2 S_b}{S_n U_b^2}$$

Avec :

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

S_n : Puissance nominale en MVA vu du primaire

U_n : Tension nominal en kV de secondaire

III-6-Etude des courants de courts-circuits

On appelle un défaut, toute perturbation qui engendre des modifications des paramètres électriques d'un ouvrage. Il peut conduire à un effondrement électrique du réseau et à la mise en danger de son environnement.

III-6-1-L'intensité d'un courant de court-circuit

Dans un réseau monophasé, l'intensité d'un courant de court-circuit se définit par :

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

V_n : Tension de source

Z_{cc} : Représente l'impédance totale du circuit y compris celle du défaut.

L'intensité I_{cc} dans un circuit triphasé se définit à partir de la tension simple du réseau, et de l'impédance correspondante par phase.

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

III-6-2-Décomposition d'un système en composantes symétrique

La méthode des composantes symétriques dite de FORTESCUE repose sur le fait qu'un système déséquilibré de grandeurs sinusoïdales de tension $\bar{V}_1, \bar{V}_2, \bar{V}_3$ peut être considéré comme la superposition de trois systèmes équilibrés :

-L'un direct.

-L'autre inverse.

-La troisième homopolaire.

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

$$\bar{V}_2 = a^2\bar{V}_d + a\bar{V}_i + \bar{V}_0 \quad (A)$$

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

Les systèmes direct est : $\bar{V}_d, a^2\bar{V}_d, a\bar{V}_d$

Les systèmes inverse est : $\bar{V}_i, a \bar{V}_i, a^2 \bar{V}_i$

Le système homopolaire est : $\bar{V}_0, \bar{V}_0, \bar{V}_0$

$a = e^{j\frac{2\pi}{3}}$: Opérateur de rotation.

Les composantes symétriques sont définies par la transformation de FORTESCUE.

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

$$\bar{V}_i = \frac{1}{3}(\bar{V}_1 + a^2\bar{V}_2 + a\bar{V}_3) \quad (\text{B})$$

$$\bar{V}_0 = \frac{1}{3}(\bar{V}_1 + \bar{V}_2 + \bar{V}_3)$$

De la même manière, on peut décomposer un système de courants déséquilibrés.

III-6-3-Principe de l'impédance des composantes

Pour tout élément de réseau de construction symétrique, la transformation de FORTESCUE rend indépendants les systèmes direct, inverse et homopolaire.

$$\bar{V}_d = \bar{E}_d - \bar{Z}_d \bar{I}_d$$

$$\bar{V}_i = \bar{E}_i - \bar{Z}_i \bar{I}_i \quad (\text{C})$$

$$\bar{V}_0 = \bar{E}_0 - \bar{Z}_0 \bar{I}_0$$

Les trois grandeurs $\bar{Z}_d, \bar{Z}_i, \bar{Z}_0$ sont les impédances cycliques du circuit, respectivement direct, inverse et homopolaire.

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

En régime déséquilibré, on simplifie les écritures.

Par simplification du principe de superposition des états, c'est-à-dire $I=0$ avant la perturbation.

En admettant que les générateurs E sont équilibrés c'est-à-dire :

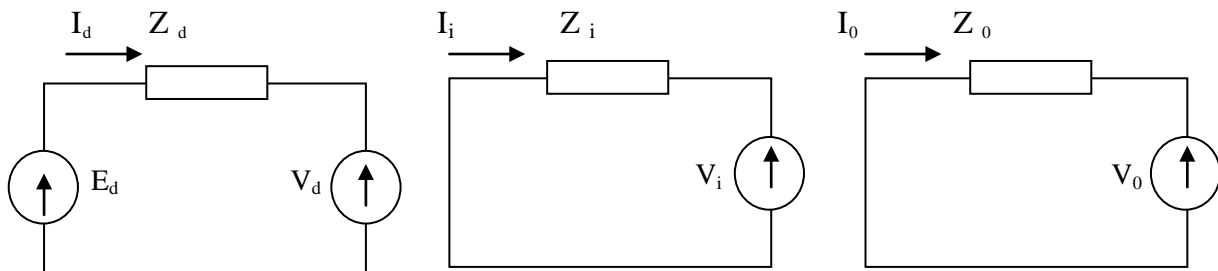
$$\bar{E}_d = E, \quad \bar{E}_i = \bar{E}_0 = 0$$

$$\bar{V}_d = \bar{E}_d - \bar{Z}_d \bar{I}_d$$

$$\bar{V}_i = -\bar{Z}_i \bar{I}_i$$

$$\bar{V}_0 = -\bar{Z}_0 \bar{I}_0$$

Le schéma équivalent de ces équations est le suivant:



III-7-Analyses des courts-circuits

III-7-1-Les défauts monophasés

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

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

III-7-1-1-Défaut monophasé dans les réseaux avec neutre mise à la terre

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

Les notions utilisées sont les suivantes :

\bar{E} : est une force électromotrice au simple secondaire à vide du transformateur HTB/HTA.

\bar{Z}_d, \bar{Z}_i : sont les impédances directe et inverse de l'ensemble transformateur HTB/HTA et tronçon de ligne HTA en défaut.

\bar{Z}_0 : est l'impédance homopolaire de l'ensemble transformateur HTB/HTA, tronçon de ligne HTA en défaut et circuit de retour sol-réseau.

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

$\overline{I}_1, \overline{I}_2, \overline{I}_3$: Sont les courants de défaut dans chacune des phases.

$\overline{I}_d, \overline{I}_i, \overline{I}_0$: Sont les composantes symétriques de ces courants.

$\overline{V}_1, \overline{V}_2, \overline{V}_3$: Sont les tensions par rapport au sol de chacune des phases au lieu de défaut.

$\overline{V}_d, \overline{V}_i, \overline{V}_0$: Sont les composantes symétriques de ces tensions.

a- Valeur du courant de défaut à la terre

On a les équations de défaut sont les suivantes :

$$\overline{I}_2 = \overline{I}_3 = 0 \quad \overline{V}_1 = 0$$

Si on applique le principe de superposition sur un système de tensions équilibrées on aura :

$$\overline{E} = \overline{V}_d + \overline{Z}_d \overline{I}_d$$

$$0 = \overline{V}_i + \overline{Z}_i \overline{I}_i$$

$$0 = \overline{V}_0 + \overline{Z}_0 \overline{I}_0$$

1-Calcul des composantes symétriques des courants

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

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

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

Comme $\overline{I}_2 = \overline{I}_3 = 0$ conduit à $\overline{I}_d = \overline{I}_i = \overline{I}_0 = \frac{1}{3} \overline{I}_1$

L'addition de trois équations de superposition donne :

$$\overline{I}_d = \overline{I}_i = \overline{I}_0 = \frac{\overline{E}}{\overline{Z}_d + \overline{Z}_i + \overline{Z}_0}$$

2-Valeur du courant de défaut

La relation $\overline{I}_1 = 3\overline{I}_0$ donne :

$$\overline{I}_1 = \frac{3\overline{E}}{\overline{Z}_d + \overline{Z}_i + \overline{Z}_0}$$

b- Calcul de tension à l'endroit du défaut à la terre

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

$$\bar{V}_d = \frac{\bar{Z}_i + \bar{Z}_0}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_0} \bar{E} \quad \bar{V}_i = \frac{-\bar{Z}_i}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_0} \bar{E} \quad \bar{V}_0 = \frac{-\bar{Z}_0}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_0} \bar{E}$$

Les tensions de chacune des phases sont données par :

$$\bar{V}_2 = \frac{\bar{Z}_i(a^2 - a) + \bar{Z}_0(a^2 - 1)}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_0} \bar{E}, \quad \bar{V}_3 = \frac{\bar{Z}_i(a - a^2) + \bar{Z}_0(a - 1)}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_0} \bar{E}$$

III-7-1-2-Défaut monophasé dans les réseaux avec neutre isolé

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

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

a- Courant de défaut à la terre

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

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

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

$$\bar{I} = \frac{3\bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_0} \text{ Avec } \bar{Z}_0 = \bar{Z}_{0T} + \bar{Z}_{0L} + \bar{Z}_{0R}$$

Avec :

\bar{Z}_{0R} représente l'impédance du réseau considéré.

\bar{Z}_{0L} représente l'impédance de la ligne.

\bar{Z}_{0T} représente l'impédance du transformateur.

b- Courant de défaut résistant à la terre

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

$$\bar{I} = \frac{3\bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_0 + 3R}$$

III-7-2-Les défauts biphasés

III-7-2-1-Défaut biphasé sans terre

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

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

Des équations précédentes, on tire :

$$\bar{I}_0 = 0 \text{ Et } \bar{I}_d = -\bar{I}_i \dots \dots \dots (1)$$

De l'équation (1) on trouve :

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

L'expression (C) noté en page (66), nous donne les composantes directes et inverses du courant

$$\bar{I}_d = \frac{\bar{V}_n}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i}$$

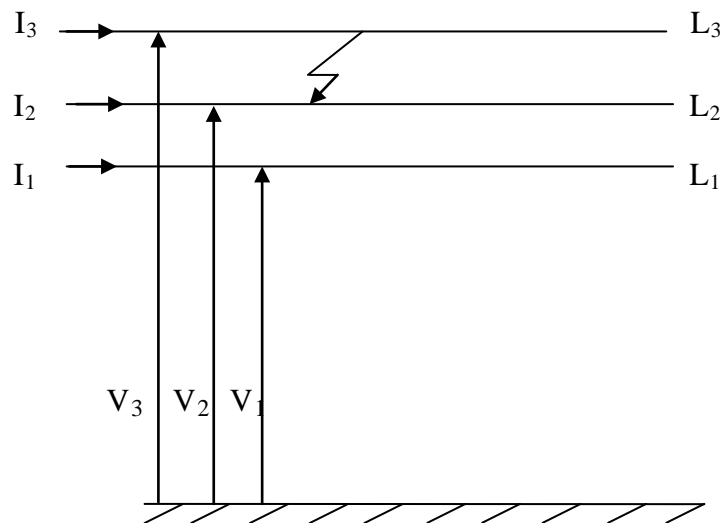


Figure III-6-Schéma d'un défaut biphasé sans terre

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

$$\bar{V}_d = \bar{V}_n = \frac{\bar{Z}_n}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i} \bar{V}_n$$

L'expression du courant de court-circuit est :

$$\bar{I}_{cc\ 2\ ph} = \bar{I}_2 = -\bar{I}_3 = a^2 \bar{I}_d + a \bar{I}_1 = (a^2 - a) \bar{I}_d = (a^2 - a) \frac{\bar{V}_n}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i}$$

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

$$|\bar{I}_{cc\ 2\ ph}| = \sqrt{3} \frac{\bar{V}_n}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i}$$

III-7-2-2-Défaut biphasé avec la terre

Les équations de défaut sont :

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

$$\bar{V}_2 = 0$$

$$\bar{V}_3 = 0$$

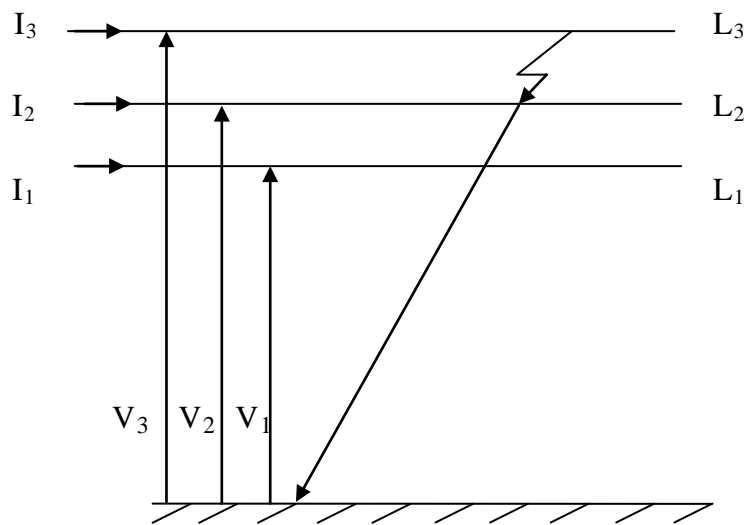


Figure III-7-Schéma d'un défaut biphasé avec terre

Des équations précédentes, on déduit :

$$\bar{V}_d = \bar{V}_i = \bar{V}_0 = \frac{1}{3} \bar{V}_1$$

En remplaçant l'expression de $\bar{I}_1 = \bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_0 = 0$ dans l'expression (C) on trouve les expressions suivantes :

$$\bar{V}_d = \bar{V}_i = \bar{V}_0 = \frac{\bar{Z}_i \cdot \bar{Z}_0}{\bar{Z}_i \cdot \bar{Z}_0 + \bar{Z}_d \cdot \bar{Z}_0 + \bar{Z}_d \cdot \bar{Z}_0} \bar{V}_n$$

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

$$\bar{V}_1 = \frac{3 \bar{Z}_i \cdot \bar{Z}_0}{\bar{Z}_d \cdot \bar{Z}_i + \bar{Z}_d \cdot \bar{Z}_0 + \bar{Z}_i \cdot \bar{Z}_0} \bar{V}_n$$

On déduit les expressions des composantes symétriques du courant.

$$\bar{I}_d = \frac{\bar{Z}_i + \bar{Z}_0}{\bar{Z}_d \cdot \bar{Z}_i + \bar{Z}_d \cdot \bar{Z}_0 + \bar{Z}_i \cdot \bar{Z}_0} \bar{V}_n$$

$$\bar{I}_i = \frac{\bar{Z}_0}{\bar{Z}_d \cdot \bar{Z}_i + \bar{Z}_d \cdot \bar{Z}_0 + \bar{Z}_i \cdot \bar{Z}_0} \bar{V}_n$$

$$\bar{I}_0 = -\frac{\bar{Z}_i}{\bar{Z}_d \cdot \bar{Z}_i + \bar{Z}_d \cdot \bar{Z}_0 + \bar{Z}_i \cdot \bar{Z}_0} \bar{V}_n$$

Donc les expressions des courants sont :

$$\bar{I}_2 = \frac{(a^2 - a)\bar{Z}_0 + (a^2 - 1)\bar{Z}_i}{\bar{Z}_d \cdot \bar{Z}_i + \bar{Z}_d \cdot \bar{Z}_0 + \bar{Z}_i \cdot \bar{Z}_0} \bar{V}_n$$

$$\bar{I}_3 = \frac{(a - a^2)\bar{Z}_0 + (a - 1)\bar{Z}_i}{\bar{Z}_d \cdot \bar{Z}_i + \bar{Z}_d \cdot \bar{Z}_0 + \bar{Z}_i \cdot \bar{Z}_0} \bar{V}_n$$

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

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

$$\bar{I}_{cc \text{ 2 ph-t}} = -\frac{3\bar{Z}_i}{\bar{Z}_d \cdot \bar{Z}_i + \bar{Z}_d \cdot \bar{Z}_0 + \bar{Z}_i \cdot \bar{Z}_0} \bar{V}_n$$

III-7-3-Les défauts triphasés

Les équations de défaut sont :

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_2 = \bar{V}_3$$

$$\bar{I}_1 + \bar{I}_2 + \bar{I}_3 = 0$$

De l'expression (B) on déduit :

$$\bar{V}_d = \bar{V}_i = \bar{V}_0 = 0$$

De l'expression (C) on tire :

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

$$\bar{I}_0 = 0$$

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

Le courant de court-circuit triphasé est :

$$\bar{I}_{cc3ph} = \frac{\bar{V}_n}{\bar{Z}_d}$$

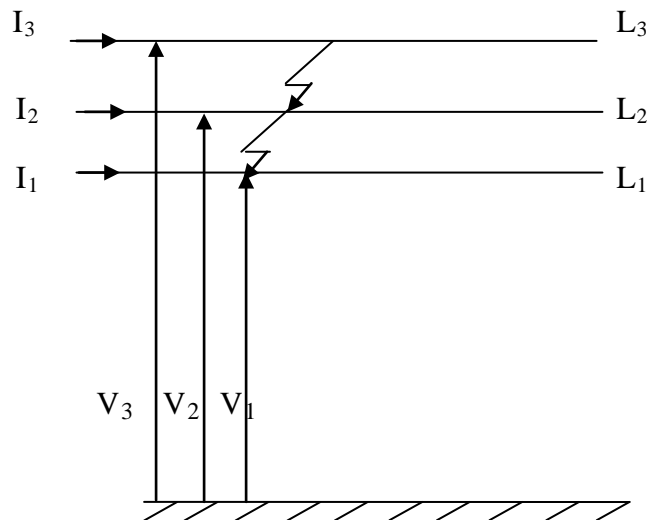


Figure III-8-Schéma d'un défaut triphasé

III-8-Conclusion

Ce chapitre a fait l'objet comme l'étude des différents régimes du neutre d'un réseau électrique, puisque la façon de connexion dans un réseau de distribution joue un grand rôle en cas d'une anomalie, ainsi on a présenté les avantages et les inconvénients de chaque régime.

Le calcul des grandeurs électriques (intensité de courant et tension) lors d'un défaut est indispensable, car il nous informe sur le degré de gravité du cas et il nous aide pour faire correctement le choix des appareils de protection ainsi que leurs dimensionnements.



*Chapitre***IV**

Application

IV-1-Introduction

Pour assurer la protection d'un poste, il est nécessaire d'installer des appareils de protection qui doivent être conçues afin d'assurer le maximum de service. Pour cela on utilise des différents appareils de protection à titre d'exemple les relais.

Durant ce chapitre on va calculer les courants de courts-circuits qui peuvent exister dans un réseau de distribution moyenne tension (MT), notre travail est réalisé sur le départ de BOUKHALFA.

Les grandeurs physiques utilisées dans ces calculs des courants de courts-circuits sont les suivantes :

- La puissance.
- La tension.
- Le courant.
- L'impédance.

Elles peuvent être exprimées soit :

- En grandeurs absolues.
- En pourcentage (%).
- En valeur réduites.

Pour les systèmes complexes, il est préférable de faire le calcul des courants de courts-circuits à l'aide des valeurs réduites.

IV-2- Calcul des courants de courts-circuits

IV-2-1-Courant de court-circuit triphasé

L'intensité de courant de court-circuit est donnée par la formule suivante :

$$I_{cc3ph} = \frac{E}{Z_d} = \frac{U}{\sqrt{3}Z_d}$$

E : force électromotrice de la source ou tension simple en volt (V).

Z_d : impédance équivalente dans le système direct.

IV-2-2-Courant de court-circuit biphasé

Le courant dans la phase en défaut est :

$$I_{cc2ph} = \frac{U}{Z_d + Z_i}$$

$$Z_d = Z_i$$

Donc :

$$I_{cc2ph} = \frac{U}{2Z_d}$$

Avec :

Z_i : Impédance équivalente dans le système inverse.

Z_d : Impédance équivalente dans le système directe.

IV-2-3-Courant de court-circuit monophasé (entre une phase et la terre)

L'intensité de courant de court-circuit dans la phase de défaut est donnée comme suit :

$$I_{cc1ph} = \frac{3U}{Z_d + Z_i + Z_o}$$

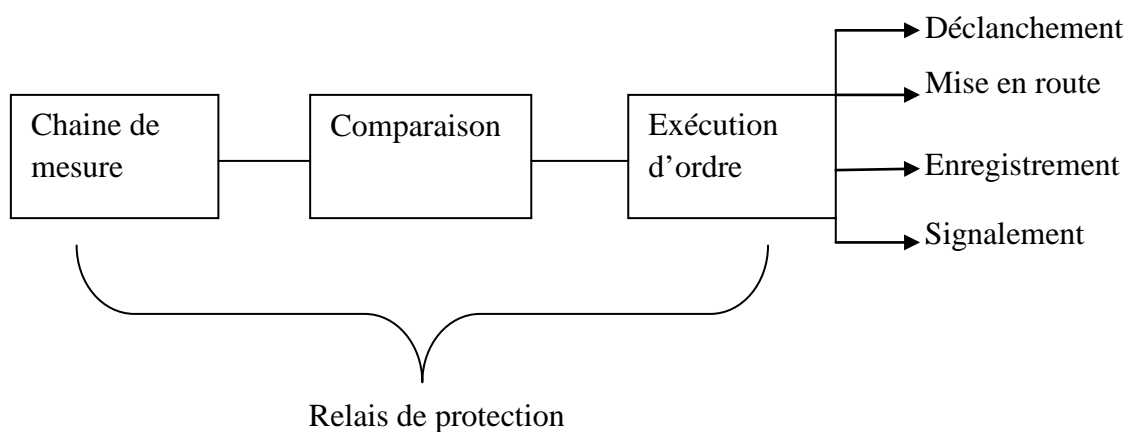
Avec :

Z_i : Impédance équivalente dans le système inverse.

Z_d : Impédance équivalente dans le système directe.

Z_o : Impédance équivalente dans le système homopolaire.

IV-3-Plan de protection



Le relais de protection utilisé peut être un relais Ampèremétrique, Voltmétrique... pour leurs identifications il faut voir les références et la désignation du constructeur.

IV-4-Application

IV-4-1-Données techniques

- Tension primaire $U = 60\text{kV}$ avec une puissance de court-circuit $S_{cc}=2500\text{MVA}$.
- Tension secondaire $U = 30\text{kV}$ avec une puissance de court-circuit $S_{cc}=500\text{MVA}$.
- La longueur de la ligne $L=21\text{ Km}$.
- La puissance nominale d'un transformateur $S_n=40\text{MVA}$.
- Tension de court-circuit des transformateurs $U_{cc}=10\%$.
- La réactance linéique de la ligne $X_0=0,4\Omega/\text{Km}$.

IV-4-2-Méthode de calcul

Ce schéma représente la distribution de l'énergie électrique vers les différentes régions motionné sur la figure. La méthode qu'en doit suivie pour calculer les courants de courts-circuits est la suivante :

- Ramener toutes les impédances à la même tension aux points de défauts.
- Simplifier le schéma en associant les impédances série et parallèle.
- Calculer les courants de courts-circuits francs à la terre (0V) sur le jeu de barre et sur le départ en utilisant un schéma monophasé équivalent du réseau.

IV-4-3-Choix de valeur de base

On choisit les valeurs nominales comme grandeurs de base :

$$U_b = 30 \text{ kV.}$$

$$S_b = 100 \text{ MVA.}$$

On déduit la valeur de : I_b et Z_b

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3}U_b}$$

AN :

$$I_b = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 30} = 1.29 \text{ kA} \implies I_b = 1.29 \text{ kA.}$$

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

AN:

$$Z_b = \frac{(30 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 10^6} = 9 \Omega. \implies Z_b = 9 \Omega.$$

IV-5-Valeur des impédances réduites

IV-5-1-Composantes directs

a- Ligne

$$Z_{dl}^* = X_0 \cdot L \frac{S_b}{U_b^2}$$

AN:

$$Z_{dl}^* = 0,4 * 21 * \frac{100}{30^2} = 0,93$$

$$Z_{dl}^* = 0,93$$

b- Transformateurs à deux enroulements

$$Z_{dtr}^* = \frac{U_{cc} S_b}{100 S_n}$$

AN:

$$Z_{dtr}^* = \frac{10}{100} \frac{100}{40} = 0,25$$

$$Z_{dtr}^* = 0,25$$

c- Réseau amont

$$Z_{dr}^* = \frac{S_b}{S_{cc}}$$

AN:

$$Z_{dr}^* = \frac{100}{2500} = 0,04 \quad \Longrightarrow \quad Z_{dr}^* = 0,04$$

IV-5-2-Composantes homopolaires

a- Lignes

$$Z_{ol}^* = 3Z_{dl}$$

AN:

$$Z_{ol}^* = 3 \cdot 0,93 = 2,79$$

b- Transformateurs à deux enroulements

$$Z_{otr}^* = Z_{dtr}^*$$

Donc :

$$Z_{otr}^* = 0,25$$

c- Réseau amont

$$Z_{0r}^* = 3 \times \frac{S_b}{S_{cc}} - 2 \times Z_{dr}^*$$

$$\text{AN : } Z_{0r}^* = 3 \times \frac{100}{2500} - 2 \times 0,04 = 0,04$$

Donc :

$$Z_{0r}^* = 0,04$$

IV-6- Valeurs des courants de courts-circuits qui se produisant sur le jeu de barre 30kV

a- Court-circuit triphasé

Le schéma direct correspondant est le suivant :

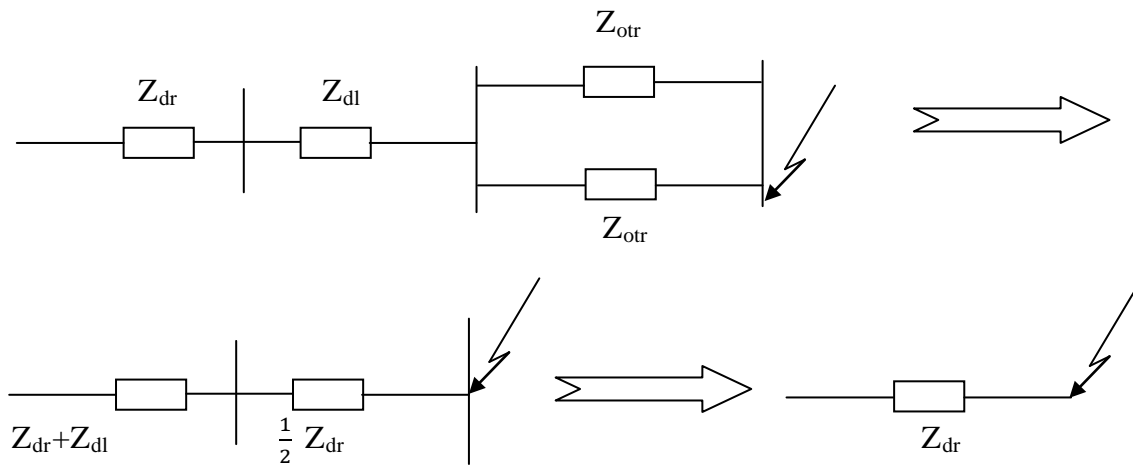


Figure IV-1-Schéma unifilaire d'un court-circuit triphasé

On calcule la valeur de Z_d^* :

$$Z_d^* = (Z_{dr}^* + Z_{dl}^*) + \frac{1}{2} Z_{dtr}^*$$

AN :

$$Z_d^* = (0,04 + 0,93) + \frac{1}{2} 0,25 = 1,095$$

$$Z_d = Z_d^* \cdot Z_b$$

$$Z_d = 1,095 \times 9 = 9,855 \Omega$$

Le courant de court-circuit triphasé :

$$I_{cc3ph} = \frac{U}{\sqrt{3}Z_d}$$

$$I_{cc3ph} = \frac{30}{\sqrt{3} \cdot 9,855} = 1,757kA$$

Si on ne tient pas compte de la ligne on aura:

$$Z_d^* = Z_{dr}^* + \frac{1}{2}Z_{dtr}^*$$

AN:

$$Z_d^* = \left(0,04 + \frac{1}{2}0,25\right) = 0,165$$

Donc :

$$Z_d = 0,165 \times 9 = 1,485\Omega$$

Le court-circuit dans ce cas est :

$$I_{cc3ph} = \frac{U}{\sqrt{3}Z_d}$$

$$I_{cc3ph} = \frac{30}{\sqrt{3} \cdot 1,485} = 11,66kA$$

b- Court-circuit monophasé

Le schéma homopolaire correspondant est le suivant :

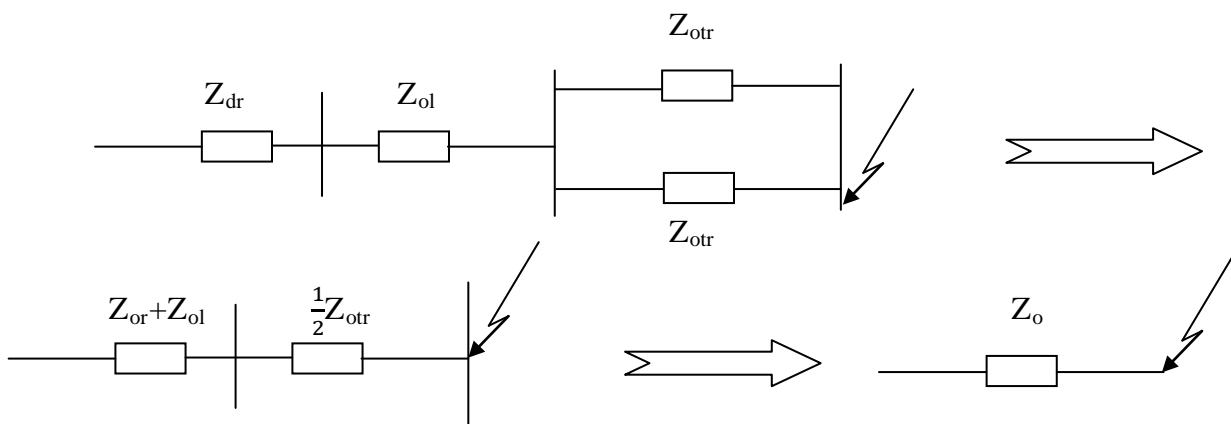


Figure IV-2-Schéma unifilaire d'un court-circuit monophasé

$$Z_0^* = (Z_{0r}^* + Z_{0l}^*) + \frac{1}{2}Z_{0tr}^*$$

$$Z_0^* = (0,04 + 2,79) + \frac{1}{2}0,25 = 2,955$$

$$Z_0 = Z_0^* \cdot Z_b$$

$$Z_0 = 2,955 \times 9 = 26,595\Omega$$

Le courant de court-circuit monophasé est :

$$I_{cc1ph} = \frac{U\sqrt{3}}{2 \times Z_d + Z_0}$$

$$I_{cc1ph} = \frac{30\sqrt{3}}{2 \times 9,855 + 26,595} = 1,122kA$$

Donc :

$$I_{cc1ph} = 1,122kA$$

Si on ne tien pas compte de la ligne on aura:

$$Z_0^* = Z_{0r}^* + \frac{1}{2}Z_{0tr}^*$$

AN:

$$Z_0^* = 0,04 + \frac{1}{2}0,25 = 1,165$$

$$Z_0 = Z_0^* \cdot Z_b$$

Donc :

$$Z_0 = 0,165 \times 9 = 1,485$$

Le courant de court-circuit monophasé dans ce cas est :

$$I_{cc1ph} = \frac{U\sqrt{3}}{2 \times Z_d + Z_0}$$

AN:

$$I_{cc1ph} = \frac{30\sqrt{3}}{2 \times 1,485 + 1,485} = 11,66kA$$

$$I_{cc1ph} = 11,66kA$$

IV-7-Calcul du courant de coupure

IV-7-1-Caractéristiques de disjoncteur :

- Disjoncteur en SF6. GEC ALSTHOM.
- Courant nominal $I_n=1250A$.
- Pouvoir de coupure $PC=12,5kA$.
- Courant de phase $I_{ph}=1200A$.
- Temps de coupure $T=2s$.

- **Tension nominale** : Elle correspond à l'endroit ou est placé le disjoncteur.
- **Courant nominal** : Il doit être plus grand que le courant de charge maximum du circuit à l'endroit ou est placé le disjoncteur.
- **Pouvoir de coupure** : C'est le courant de court-circuit le plus élevé que le disjoncteur peut interrompre sans aucun problème. Il est donné par la relation suivante :

$$S_{cc}=\sqrt{3}U_n * I_{coup}$$

Avec :

$$I_{coup} = K_{coup} * I_{cc \text{ max}}$$

K_{coup} est donné en fonction de T_{coup} et $I_{pd}/\sum I_n$

I_{coup} : Courant de coupure.

T_{coup} : temps de coupure.

I_{pd} : somme des courants nominaux de tous les générateurs du réseau.

Comme le coefficient K_{coup} ne peut être déterminé qu'en connaissant la somme des courants I_n , et que ces derniers ne sont pas connus donc on considère le cas le plus défavorable $K_{coup}=1$

D'où :

$$I_{coup} = I_{cc}$$

$$S_{cc}=\sqrt{3}U_n I_{cc \text{ max}}$$

D'après les résultats précédents : $I_{cc}=1,757kA=1757A$

Donc :

$$S_{cc} = \sqrt{3} * 30 * 10^3 * 1757 = 91,29 \text{ MVA.}$$

IV-7-2- Valeurs normalisée pour le choix des disjoncteurs

Les valeurs sont données dans le tableau suivant :

Valeurs normalisées	Disjoncteur du jeu barres 30kV
Tension de service U_n (kV)	30
Courant de coupure (kA)	12,5
Courant nominal I_n (A)	1250
Courant de courtes durées admissibles (3s) (kA)	300

Tableau IV-1- Tableau des valeurs normalisées [15].

IV-7-3-Valeurs obtenues

Les valeurs obtenues sont données dans le tableau suivant :

Valeurs obtenus	Disjoncteur du jeu de barres 30kV
Tension de service U_n (kV)	30
Courant de coupure (kA)	1,757
Courant nominal I_n (A)	769

Tableau IV-2- Tableau de valeurs obtenues [15].

Après avoir fait les calculs, on a remarqué que les valeurs du courant des courts-circuits directs et homopolaires trouvés, sont supérieures aux valeurs de réglages du disjoncteur de protection du départ, donc on peut dire que le disjoncteur protégera ce départ.

IV-8- Conclusion

D'après les résultats obtenus dans ce chapitre d'application, on constate que les valeurs des courants de courts-circuits obtenus sont assez inférieures aux caractéristiques des disjoncteurs installés sur le jeu de barres et le départ. Donc ces résultats permettent d'affirmer que la sécurité des personnes ainsi que le matériel est assurée.

POSTE 220/60/30 TIZI OUZOU

(Tous les départs sont en aérien)

TRANSFORMATEUR 5

P = 40 MVA
 $U_{CC} = 9.8 \%$
 Charge = 565 A
 PMA = 33.72 MVA

Neutre MT
 $I = 60 \text{ A}$
 $T = 1.5 \text{ s}$

03 TP BARRE

03 TP BARRE

TRANSFORMATEUR 4

P = 40 MVA
 $U_{CC} = 9.8 \%$
 Charge = 477 A
 PMA = 27.56 MVA

Neutre MT
 $I = 60 \text{ A}$
 $T = 1.5 \text{ s}$

Disj Gec ALSTHOM
 TC = 1200/1
 $I_N = 1250 \text{ A}$
 PC = 16 KA
 $I_{ph} = 960 \text{ A}$ $T = 1,2 \text{ S}$
 $I_{ph_{violent}} = 1908 \text{ A}$ $T = 0.2 \text{ S}$

Disj Gec ALSTHOM
 $I_N = 1250 \text{ A}$
 PC = 16 KA

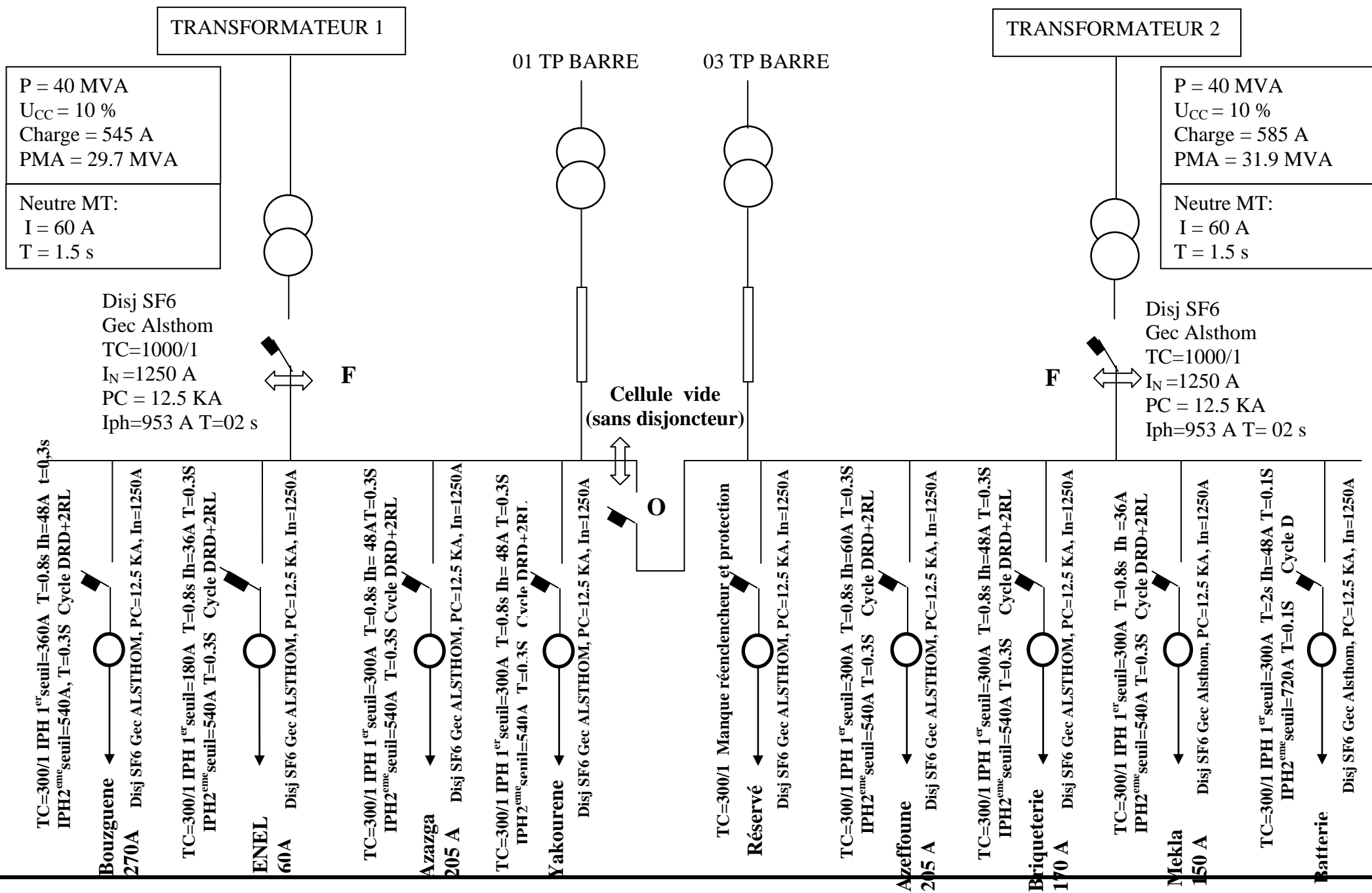
Disj Gec ALSTHOM
 TC = 1200/1
 $I_N = 1250 \text{ A}$
 PC = 16 KA
 $I_{ph} = 960 \text{ A}$ $T = 1,2 \text{ S}$
 $I_{ph_{violent}} = \text{inhibé}$

- RESERVE 1
Disj SF6 Gec ALSTHOM, PC=12.5 KA, In=800A
- RESERVE 2
Disj SF6 Gec ALSTHOM, PC=12.5 KA, In=800A
- IPH2^{eme} seuil=600A T=0.1S Itr=5A T=5s Cyc DRD+2RL
- NAFTAL
34 A Disj SF6 Gec ALSTHOM, PC=12.5 KA, In=800A
- SEMPAC
TC=300/1 IPH1^{er} seuil =340A Ih=48A T=0.8s
IPH2^{eme} =600A T=0.1S Itr=5A T=5s Cyc DRD+2RL
- 133 A Disi SF6 Gec ALSTHOM, PC=12.5 KA, In=800A
- ZONE.I
TC=300/1 IPH1^{er} seuil =300A Ih=48A T=0.8s
IPH2^{eme} =600A T=0.1S Itr=5A T=5s Cyc DRD+2RL
- 155 A Disj SF6 Gec ALSTHOM, PC=12.5 KA, In=800A
- SNLB
TC=300/1 IPH1^{er} seuil =360A Ih=48A T=0.8s
IPH2^{eme} =699A T=0.1S Itr=5A T=5s Cyc DRD+2RL
- 186 A Disj SF6 Gec ALSTHOM, PC=12.5 KA, In=800A
- Condensateur
TC=300/1 IPH1^{er} seuil =24A IH=24A T=0.3s
IPH2^{eme} =36A T=0.1S
- Départ PAP
Disj SF6 Gec ALSTHOM, PC=12.5 KA, In=800A

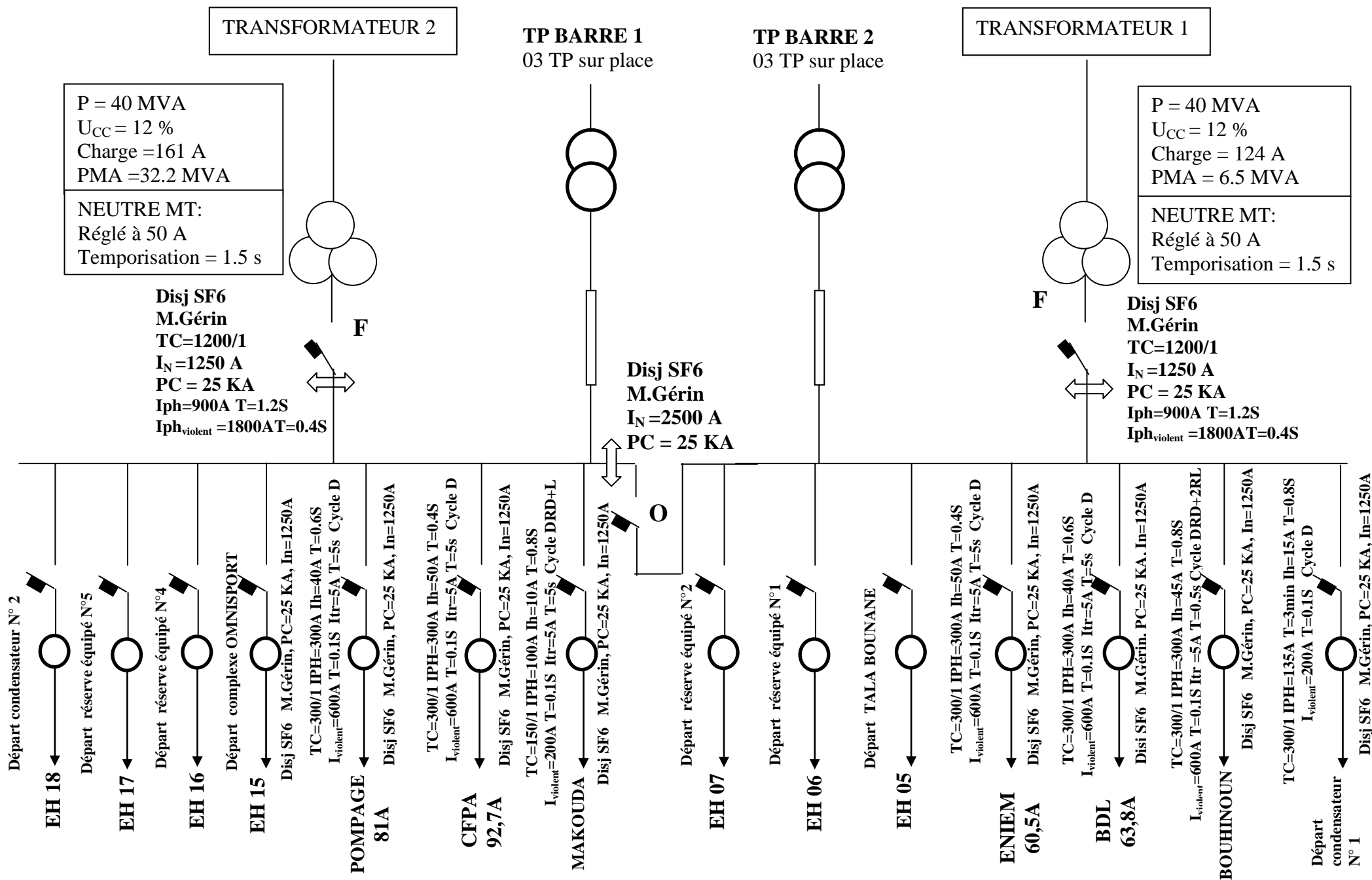
- Condensateur
Disj SF6 Gec ALSTHOM, PC=12.5 KA, In=800A
- SED
TC=300/1 IPH1^{er} seuil =321A Ih=48A T=0.8s
IPH2^{eme} =600A T=0.1S Itr=5A T=5s Cyc DRD+2RL
- 184 A Disj SF6 Gec ALSTHOM, PC=12.5 KA, In=800A
- SONITEX
TC=300/1 IPH1^{er} seuil =321A Ih=48A T=0.8s
IPH2^{eme} =600A T=0.1S Itr=5A T=5s Cyc DRD+2RL
- 27 A Disj SF6 Gec ALSTHOM, PC=12.5 KA, In=800A
- AEP
TC=300/1 IPH1^{er} seuil =342A Ih=45A T=0.8s
IPH2^{eme} =600A T=0.1S Itr=5A T=5s Cyc DRD+2RL
- 79 A Disj SF6 Gec ALSTHOM, PC=12.5 KA, In=800A
- T-OUZOU
TC=300/1 IPH1^{er} seuil =342A Ih=51A T=0.8s
IPH2^{eme} inhibé Itr=5A T=5s Cyc DRD+2RL
- 108 A Disj SF6 Gec ALSTHOM, PC=12.5 KA, In=800A
- RESERVE 3
Disj SF6 Gec ALSTHOM, PC=12.5 KA, In=800A
- RESERVE 4
Disj SF6 Gec ALSTHOM, PC=12.5 KA, In=800A

POSTE 60/30 FREHA

(Tous les départs sont en aérien)



SCHEMA DU POSTE SIMPLIFIE 60/30 KV BOUKHALFA (04 départs souterrains : Pompage, CFPA, ENIEM et BDL)



SCHEMA DU PS 60/30 KV T/MEDEN 443 H1 (Tous les départs sont aériens)

TP BARRE 1
03 TP sur place

TP BARRE 2
03 TP sur place

TRANSFORMATEUR 1

TRANSFORMATEUR 2

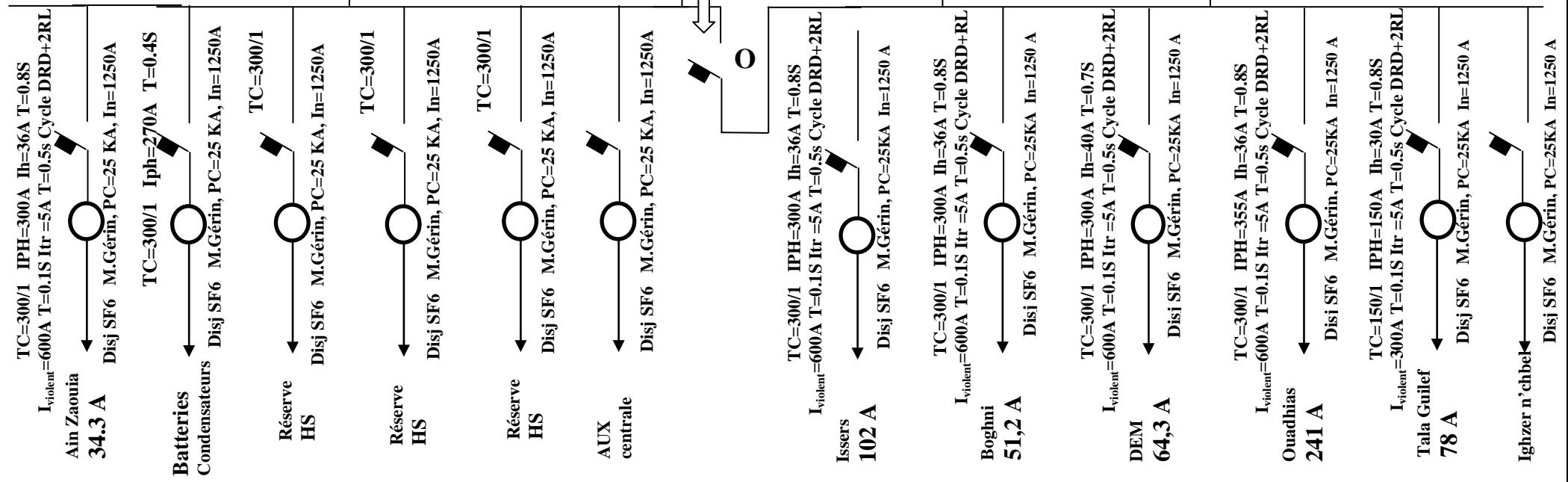
P = 40 MVA
 $U_{CC} = 12\%$
 Charge = 148 A
 PMA = 6.95 MVA
 NEUTRE MT:
 Réglé à 30 A
 Temporisation = 1.5 s

P = 40 MVA
 $U_{CC} = 12\%$
 Charge = 527 A
 PMA = 27.3 MVA
 NEUTRE MT:
 Réglé à 30 A
 Temporisation = 1.5 s

Disj SF6
 M.Gérin
 TC = 1000/1
 $I_N = 1250$ A
 PC = 25 KA
 $I_{ph} = 960$ A T=1.2S
 $I_{ph_{violent}} = 1920$ A T=0.2S

Disj SF6
 M.Gérin
 $I_N = 2500$ A
 PC = 25 KA

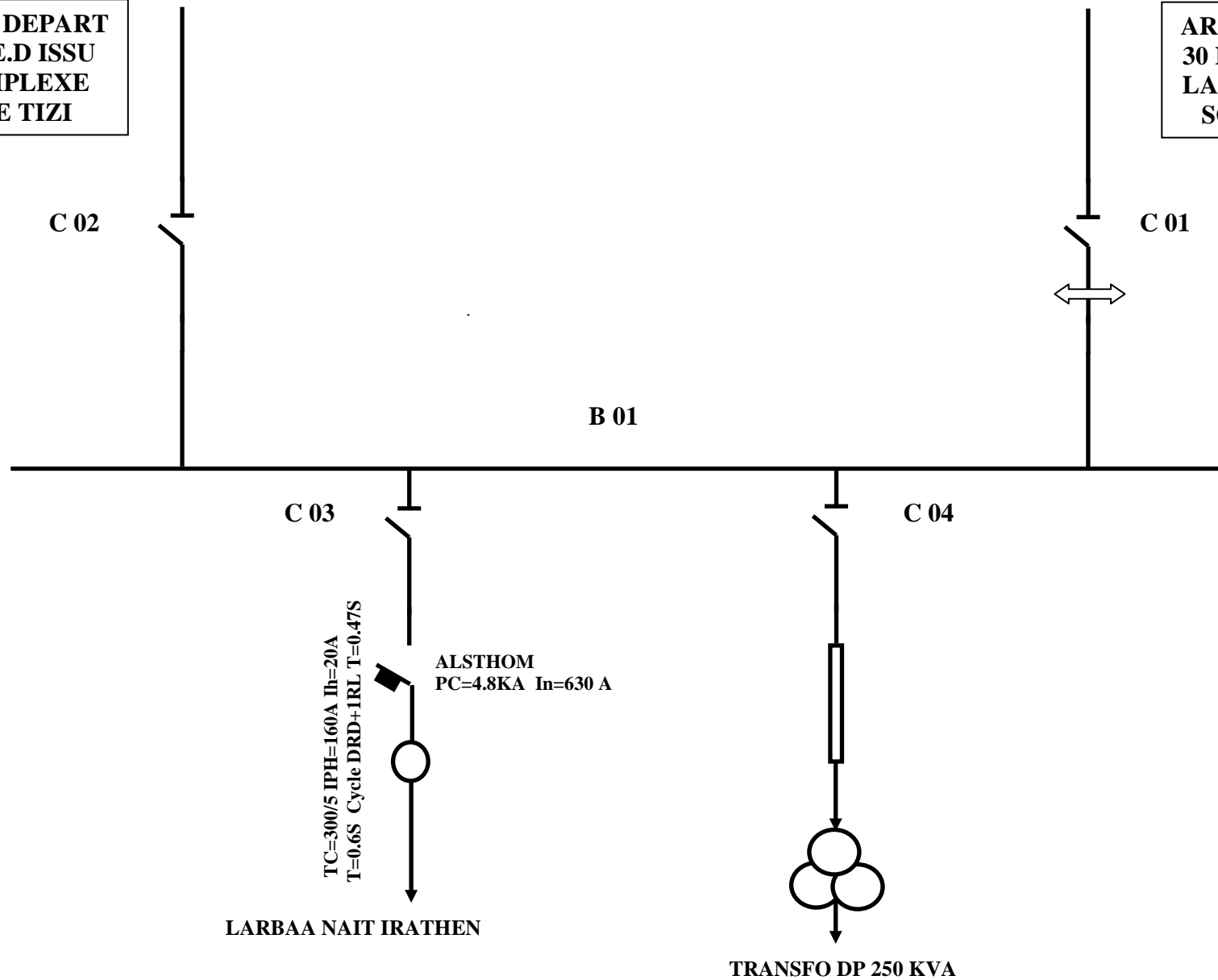
Disj SF6
 M.Gérin
 TC = 1000/1
 $I_N = 1250$ A
 PC = 25 KA
 $I_{ph} = 960$ A T=1.2S
 $I_{ph_{violent}} = 1920$ A T=0.2S



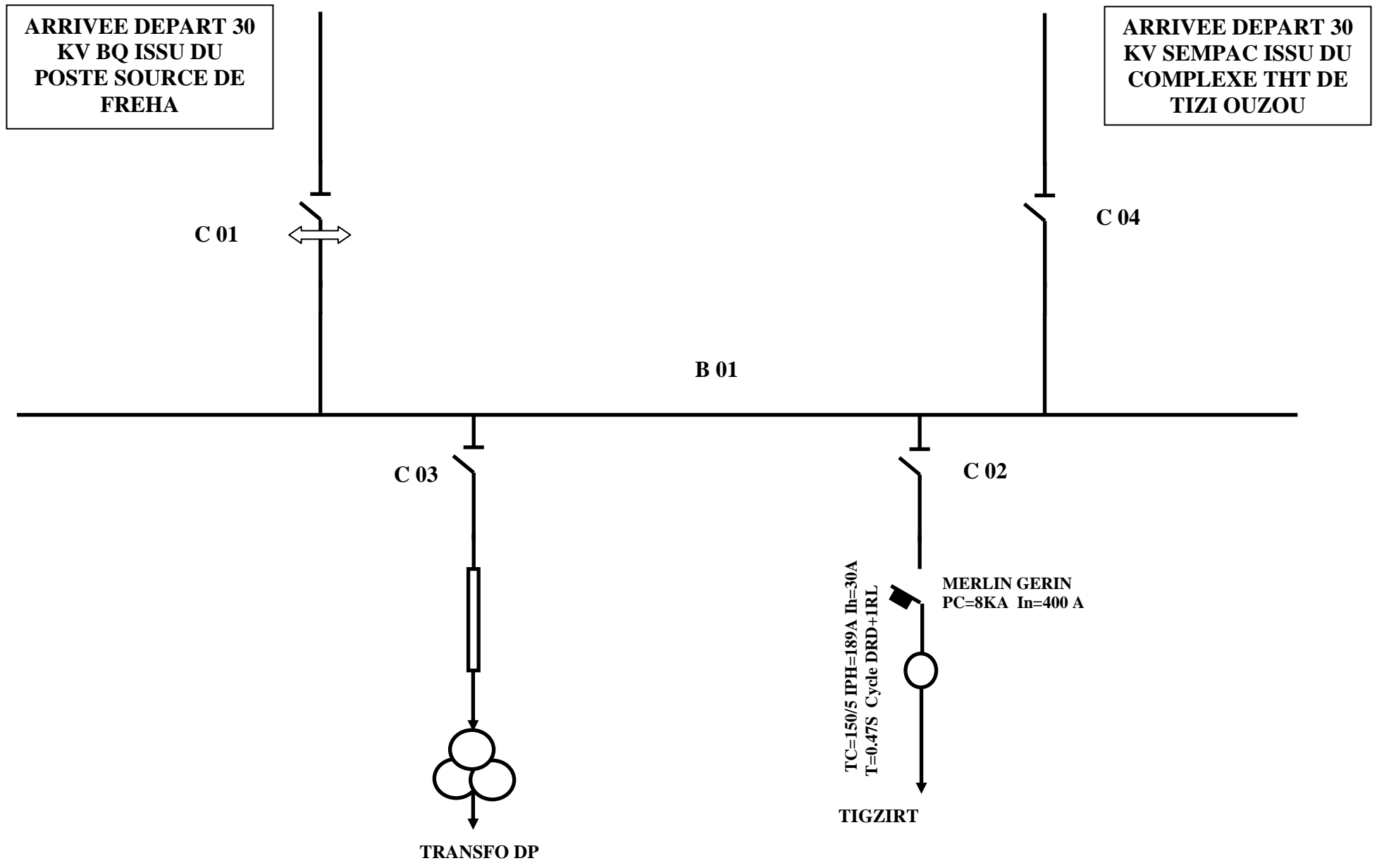
SCHEMA DU POSTE MT/MT N°66 AIT FRAH 445 O1 (Départs aériens)

ARRIVEE DEPART
30 KV S.E.D ISSU
DU COMPLEXE
THT DE TIZI

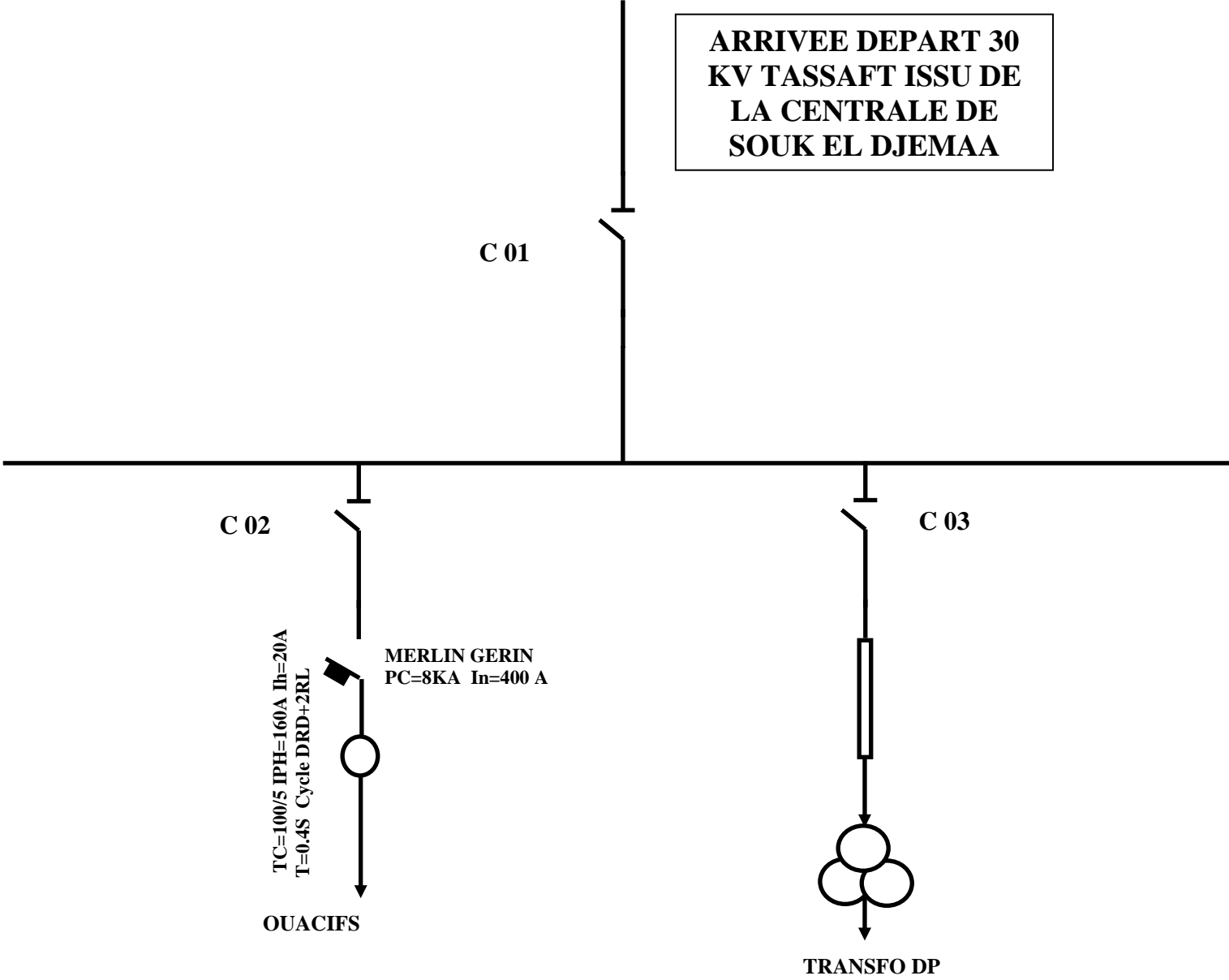
ARRIVEE DEPART
30 KV T.O ISSU DE
LA CENTRALE DE
SOUK DJEMAA



SCHEMA DU POSTE MT/MT N°50 TALA ATHMANE 441 O1 (Départs aériens)



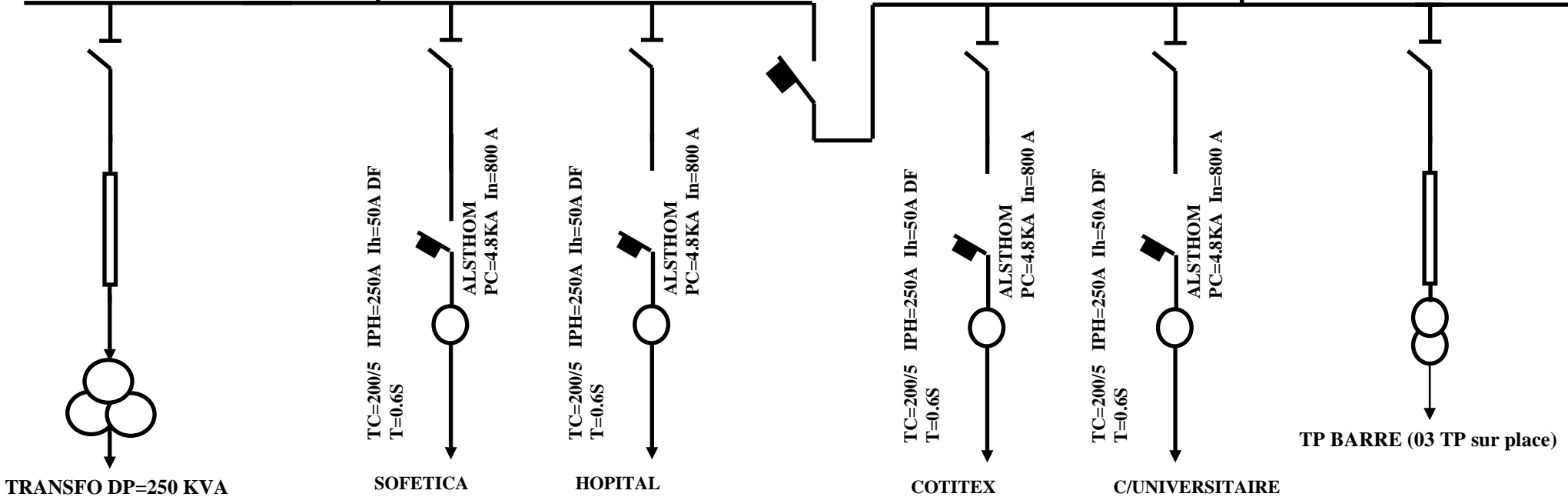
SCHEMA DU POSTE MT/MT N°78 AIT BOUABDERAHMANE 446 O1 (Départs aériens)

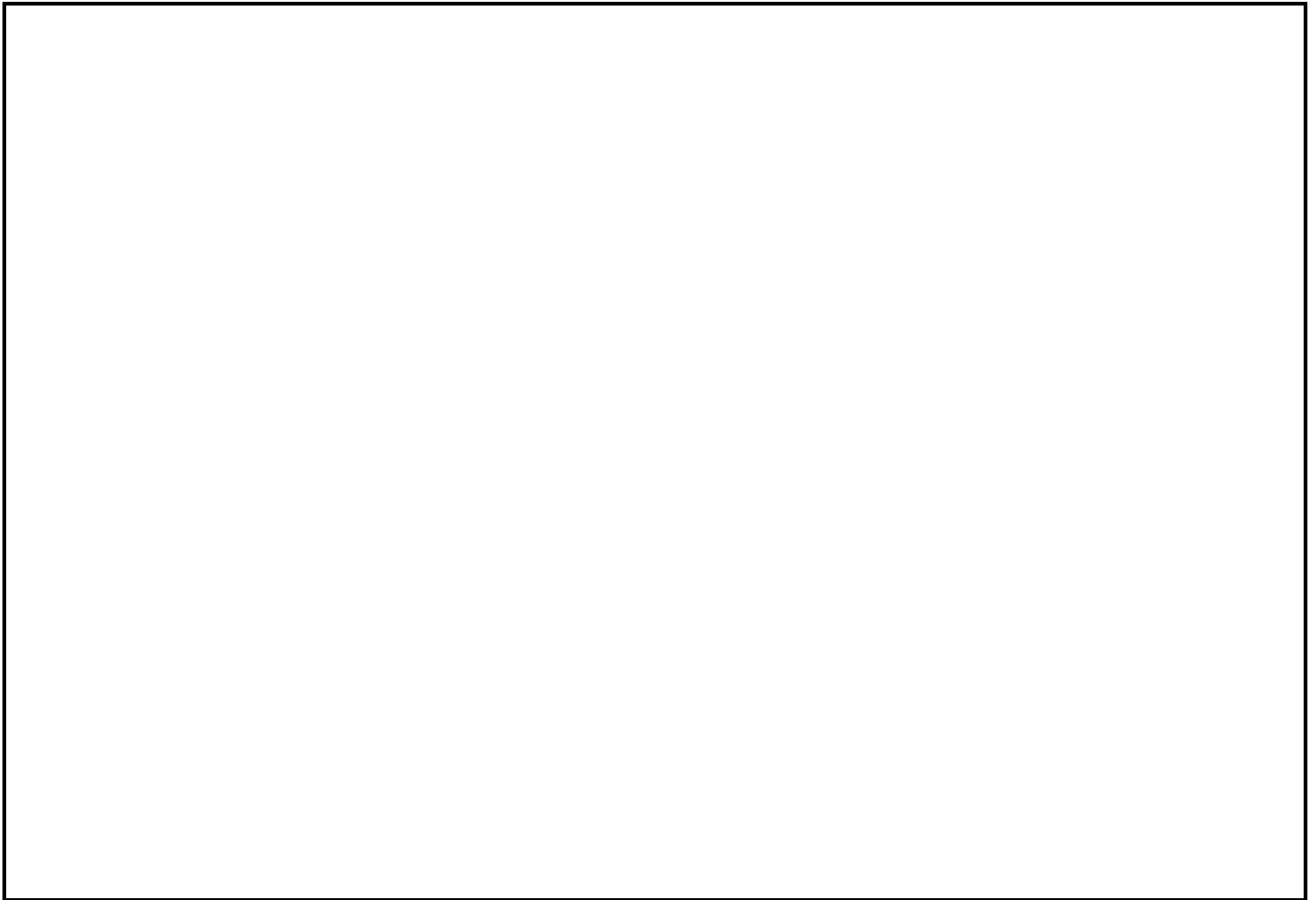


SCHEMA DU POSTE MT/MT N°214 TIZI OUZOU 441 R1 (Départs souterrains)

ARRIVEE DEPART 30
KV T.O ISSU DU
COMPLEXE THT DE
TIZI OUZOU

ARRIVEE DEPART 30
KV Z.I ISSU DU
COMPLEXE THT DE
TIZI OUZOU







Conclusion générale

CONCLUSION GÉNÉRALE

Vu les conséquences des défauts, la protection des réseaux électriques est une nécessité et une condition incontournable pour assurer la continuité et la meilleure qualité de service.

Le travail que nous avons effectué nous a permis d'approfondir nos connaissances sur les protections d'un réseau de distribution MT. L'étude s'est avérée très vaste, c'est pourquoi nous avons préféré d'étudier d'une façon détaillée les défauts de courts-circuits pour ensuite, accentuer sur les systèmes de protection des départs MT sur le poste de transformation MT de BOUKHALFA issu du poste 60/30kV de DRAA BEN KHEDDA. Ce qui nous a permis de comprendre la philosophie de choix des appareils de protection.

Les valeurs des courants de courts-circuits déterminées sur le jeu de barres, nous ont permis de vérifier que la protection est assurée par les disjoncteurs installées au niveau du poste de transformation. Toutefois il faut prévoir un autre plan de protection dans les années avenir, car le réseau est en extension permanente.

La généralisation de la technologie numérique qui est en plein essor permet de nos jours de concevoir des systèmes de protection plus fiables et moins encombrants mais assez onéreux.

Ce travail nous permis aussi d'approfondir et d'enrichir nos connaissances acquises pendant notre formation universitaire et nous espérons que ce travail apportera un plus à ceux qui le consulteront.



Bibliographie

BIBLIOGRAPHIE

- [1] : MICHEL CRAPPE « Commande et régulation des réseaux électriques » Traité EGEM série génie électrique, LAVOISIER 2003.
- [2] : VALENTIN CRASTAN « les réseaux d'énergie électrique I » Edition LAVOISIER 2006.
- [3] : CHRISTIAN PURET « les réseaux de distribution publique MT dans le monde » Cahier technique N° : 155, Edition septembre 1991.
- [4] : SIEMENS « Power engineering Guide – Transmission and distribution » 4th Edition 2005.
- [5] : Mr: A. CHIBAH « Etude de la protection du réseau MT de l'ENEL » Mémoire d'ingénieur, université de Tizi-Ouzou année 2008.
- [6] : M^{elle} F. AMRANI et M^{elle} R. BELKSSA « Etude des protections des départs moyenne tension » Mémoire d'ingénieur université de Tizi-Ouzou année 2009.
- [7] : Guide technique de la SONELGAZ Edition 1996.
- [8] : MICHEN ORTHAC « le transformateur de courant pour la protection en HT » Cahier technique N° : 164 année 1992.
- [9] : M^f : Y. SOUTOU, M^f : M. CHABANE et M^f : F. GUEZOU « Etude des protections d'un départ MT » Mémoire master professionnel université de Tizi-Ouzou année 2013.
- [10] : M. LANI « Protection et surveillance des réseaux de transport d'énergie électrique » Volume 2, Electricité de France (EDF), février 2003.
- [11] : S. ABBASSEN et N. KACED « Etude des protections des départs MT. Application poste de 60/30kV de FREHA » Mémoire d'ingénieur, université de Tizi-Ouzou année 2008.

BIBLIOGRAPHIE

[12] : VALENTIN CRASTAN « Les réseaux d'énergie électrique 2 » Edition LAVOISIER année 2007.

[13] : H. LALDJI, B. IRENE et H. BENSELAMA « Diagnostique du départ AEH MT 30kV issu de la centrale Souk el djemaa » Mémoire d'ingénieur, université de Tizi-Ouzou année 2003.

[14] : D. MELLAL « Protection des réseaux » Document SONELGAZ.

[15] : Z. OUGUENOUNE et N. MAMOU « Etude des protections du départ de BOUKHALFA issu du poste 60/30kV de DRAA BEN KHEDAA» Mémoire d'ingénieur, université de Tizi-Ouzou année 2009.

Résumé

L'électricité est devenue indispensable pour la plupart des activités de l'homme moderne, elle doit l'être plus encore dans l'avenir. Pour cela, les réseaux électriques doivent répondre à trois exigences essentielles : stabilité, économie et continuité du service.

Les lignes et les câbles de distribution d'énergie électrique moyenne tension (HTA) constituent une partie essentielle d'un réseau électrique qui doit assurer la continuité de l'alimentation en électricité aux consommateurs HTA et BT. Ce qui n'est pas toujours le cas, car ces lignes sont souvent exposées à des incidents ou défauts qui peuvent interrompre ce service et engendrer des pertes financières importantes pour les industriels et des désagréments pour les simples consommateurs.

Durant les dernières années, l'industrie de l'énergie électrique est confrontée à des problèmes liés à des nouvelles contraintes qui touchent différents aspects de la production, du transport et de la distribution de l'énergie électrique. On peut citer entre autres les restrictions sur la construction de nouvelles lignes de transport, l'optimisation du transit dans les systèmes actuels, la cogénération de l'énergie, les interconnexions avec d'autres compagnies d'électricité et le respect de l'environnement [1].

Dans ce contexte, il est intéressant pour le gestionnaire du réseau de disposer des moyens permettant de contrôler les puissances réactives, les tensions et les transits de puissance dans les lignes afin que le réseau de transport existant puisse être exploité de la manière la plus efficace et la plus sûre possible.

Le maintien de l'équilibre entre la production et la consommation nécessite alors une surveillance permanente du système afin d'assurer la qualité du service (problème de contrôle), garantir sa sécurité (problème de protection), et sa stabilité (problème de réglage).

Notre travail consiste à une étude complète sur le réseau de distribution moyenne tension 60kV et 30kV de BOUKHALFA, en calculant plusieurs types de défauts afin de déduire le degré de performance et la fiabilité des seuils de réglage des relais de protections et les différentes méthodes de localisation des défauts de câble MT. Pour ce faire, on a subdivisé notre travail en quatre chapitres comme suit :

Le premier chapitre nous dériverons d'une façon générale l'architecture des réseaux électriques de distribution MT.

Le second chapitre sera consacré à l'étude des types de défauts et les éléments de protections des réseaux de distribution MT.

L'étude des différents régimes du neutre, ainsi le calcul des courants de courts-circuits fera l'objet de troisième chapitre.

Une application qui consiste à calculer les courants de court-circuit qui peuvent exister dans un réseau de distribution MT (poste de BOUKHALFA) sera traitée dans le quatrième chapitre.

Nous terminerons notre travail par une conclusion générale.

Mots clés :

Protection, Parafoudre, Eclateur, Fusible, Sectionneur, Surtension, Surintensité, Court-circuit, Transformateur, Ligne, Poste de transformation.