

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITÉ IBN-KHALDOUN DE TIARET

FACULTÉ DES SCIENCES APPLIQUEES
DÉPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE



MEMOIRE DE FIN D'ETUDES

Pour l'obtention du diplôme de Master

Domaine : Sciences et Technologie

Filière : Electrotechnique

Spécialité :

Réseaux électriques et Hautes tensions

THÈME

Etudes des protections des réseaux électriques HT

Préparé par :

M. Beddane Abderrahim

M. Bellala Djelloul

Devant le Jury :

Nom et prénoms	Grade	Qualité
T. ALLAOUI		Président
K. BELHACEL		Examineur1
M. KOULALI		Examineur 2
I.BEKKI		Encadreur
F. DELLAL		Invité

PROMOTION 2017/2018

Remerciement

Nous tenons à remercier tout premièrement Dieu le tout puissant pour sa volonté, sa santé et sa patience, qu'il nous a donné durant toutes ces longues années.

Nous tenons également à exprimer nos vifs remerciements à notre encadreur Mr : B. Bekki pour ces conseils, sa disponibilité et la confiance qu'il nous a accordé.

Nos remerciements à tous les membres du jury qui ont acceptés d'examiner notre travail.

Nous adressons nos remerciements à tous personnels de GRTF Tiaret, L'ingénieur Derral faudhil, ben aïssa et yassine pour leur disponibilité toute la durée du stage

Nous tenons à remercier vivement toutes les personnes qui nous ont aidés à élaborer et réaliser ce mémoire, ainsi à tous ceux qui nous ont aidés de près ou de loin à accomplir ce travail.

Dédicace

*Je dédie ce mémoire à l'âme de ma mère, ma sœur
Bouchra et mon frère Islem*

À mon cher frère yasser, medjdoub et sa famille

À mes tantes fatiha, maghnia, karima, fouzia et latifa

À mes amis bouamama et meryem

Et à mes cousins Djamel, Abdelmounaim et oussama

Beddane Abderrahim

Dédicace

*À mon cher père qui est le guide vigilante de ma vie, merci
pour vos amours votre effort et vos encouragements bien
veillant*

*À ma mère chérie, qui est le guide vigilante de ma vie, merci
pour vos amours votre effort et vos encouragements bien
veillant*

*À mes frères : S. libibe, M. zin el abidin, sid ahmed, L.
mohamed, K. fethi, N. Mustafa, et S. imad*

À ma petite sœurs : HJBA qui je l'aime

À tous mes collègues

Ainsi que tout ma famille.

Je dédie affectueusement mon mémoire

Bellala Djelloul

SOMMAIRE

Introduction Générale	1
-----------------------------	---

Chapitre I: généralités sur les réseaux électriques

I.1. Introduction	2
I.2. Généralités :.....	2
I.3. Gamme des tensions utilisées par le groupe SONELGAZ.....	4
I.4. Structure générale d'un réseau électrique	5
I.5 Production de l'énergie électrique.....	7
I.6 Les différents types de réseaux	8
I.7 Caractéristiques générales du transport et de la distribution	14
I.8 Architecture générale d'un réseau électrique.....	16
I.9 Les types des postes HTA	21
I.10. Les différents éléments de poste électrique.....	26
I.11. Conclusion.....	27

Chapitre II: généralités sur les systèmes de protection

II/-1. Introduction	28
II/-2. Définition d'un système de protection.....	28
II/-3. Le rôle d'un système de protection.....	29
II/-4. Les qualités d'un système de protection.....	29
II/-5. Les concepts fondamentaux dans les systèmes de protection.....	31
II/-6. Elément du système de protection	35
II/-6.1 Le disjoncteur de haute tension	35
II/-6.2. Relais.....	39
II/-6.3. Transformateur de tension.....	43
II/-6.4. Transformateur de courant	46
II/-6.4. Fusible.....	49
II/-7. Les appareils de coupure	51
II/-7.1. Le disjoncteur à réenclenchement automatique (recloser) ...	51

II/-7.2. Interrupteur HTA.....	51
II/-7.3. Sectionneurs.....	51
II/-8. Les différents types de protection	51
II/-9. Conclusion	56

Chapitre III: les défauts dans le réseau électrique

III/-1. Introduction	57
III/-2. Définition de défaut.....	57
III/-3. Origines des défauts.....	5
III/-4. Caractéristiques des défauts.....	58
III/-5. Les effets des défauts sur le réseau électrique.....	60
III/-6. Les différents types des défauts.....	61
III/-7. Détection des défauts	63
III/-8. Elimination des défauts.....	64
III/-9. Calcul du courant de court-circuit	65
III/-10. Conclusion	68

CHAPITRE IV: philosophie de réglage de protection du réseau national

IV/-1. Introduction	69
IV/-2. Protection principale de distance des lignes	70
IV/-3. Protection de réserve des lignes	77
IV/-4. Protection de secours des lignes.....	79
IV/-5. Protection de défaillance disjoncteur	79
IV/-6. La protection différentielle des Barres	80
IV/-7. Protection complémentaire.....	80
IV/-8. Dispositif de réenclenchement automatique.....	81
IV/-9. Dispositif de localisation de défaut.....	82
IV/-10. FONCTIONNEMENT EN REGIME PERTURBE DU RESEAU.....	83
IV/-11. Protection de sauvegarde du réseau.....	84
IV/-12. Conclusion.....	86

CHAPITRE V : Calcul de plan de protection pour une ligne 220KV	
V/-1.Introduction:.....	87
V/-2. Description du poste existant de TIARET	87
V/-3. Protection de travée ligne HTB.....	88
V/-4. Protection principale de ligne HTB.....	90
V/-5. Critères de réglage pour la protection principal.....	92
V/-6. Essais de relais de la protection de distance sur une travée ligne 220 Kv.....	97
V/-7. Simulation des défauts.....	99
V/-7.1. Défaut Phase-terre.....	99
V/-7.2. Défaut Biphasé isolé.....	103
V/-7.3. Défaut triphasé.....	105
V/-8. Conclusion.....	106
Conclusion Générale.....	107
Références Bibliographiques.....	109
Annexes	111

Liste Des figures

Chapitre I : Généralités sur les réseaux électriques

Fig I.1- schéma simplifié d'un réseau électrique.....	4
Fig I.2. réseau électrique simplifié.....	6
Fig I.3. Structure générale d'un réseau électrique.....	6
Fig I.4. Exemple d'une partie d'un réseau de transport.....	9
Fig I.5. la carte de réseau électrique algérien de transport.....	10
Fig I.6. Evolution de la longueur du réseau de transport d'électricité par niveau de tension [1962-2016]	11
Fig I.7. Fréquences et tensions domestiques dans le monde.....	15
Fig I.8. Structure des réseaux maillés.....	16
Fig I.9. Réseau HTA radial en simple antenne.....	17
Fig I.10. Réseau HTA radial en double antenne sans couplage.....	18
Fig I.11. Réseau HTA Radial en double antenne avec couplage.....	19
Fig I.12 Réseau HTA en boucle ouverte.....	19
Fig I.13. Réseau HTA en boucle fermée.....	20
Fig I.14. Réseau HTA en double dérivation.....	21
Fig I.15 Poste de distribution publique	21
Fig I.16 poste de livraison.....	22
Fig I.17. Poste HTB/HTA	23
Fig I.18. Poste HTA/HTA.....	24
Fig I.19. Poste HTA/BT.....	24
Fig I.20. poste sur poteau.....	25
Fig I.21. Schéma général d'un poste ouvert.....	26

Chapitre II : Généralités sur les systèmes de protection

Fig II.1. Chaîne de protection.....	28
Fig II.2. les zones de protection.....	32
Figure II.3. les éléments de protection des postes	33
Fig II.4. La protection directionnelle.....	34
Figure.II.5 : Schéma de principe de la protection.....	35
Fig II.6. Disjoncteur à huile.....	36
Fig II.7. Disjoncteur à air comprimé.....	37
Fig II.8. Constitution d'une ampoule de coupure dans le vide.....	38
Fig II.9. Disjoncteur gaz SF6.....	39
Fig II.10. Relais électromagnétique à induction par disque simple.....	40
Fig II.11. Relais électromagnétique à induction par disque cylindrique.....	41
Fig II.12. schéma d'un relais statique.....	42
Fig II.13. Transformateur de tension.....	43
Fig II.14. Transformateur de courant.....	46
Fig II.15. Schéma équivalent du circuit secondaire d'un TC.....	49
Fig II.16. Coupe schématique d'un fusible HTA.....	50
Fig II.17. Protection à temps indépendant.....	52
Fig II.18. Protection à temps dépendant.....	53
Fig II.19. Le principe de fonctionnement de la protection différentielle.....	54

Chapitre III : les Défaits dans le réseau électrique

Fig III.1. Différentes formes de défauts.....	59
Fig III.2. Courant de court-circuit triphasé.....	65

Fig III.3. Courant de court-circuit monophasé.....	66
Fig III.4. Courant de court-circuit biphasé.....	67
FigIII.5. Courant de court-circuit biphasé Phase/terre.....	68

Chapitre IV : Philosophie de réglage des protections du réseau national

Fig IV.1. Plan de protection actuel d'un travée ligne 220KV.....	70
Fig IV.2. Le principe de la protection de distance.....	71
Fig IV.3. Schéma du principe de la sélection des zones de mesure	71
Fig IV.4. protection d'une ligne longue suivi d'une ligne courte.	72
Fig IV.5. Les zones de réglage de protection d'une ligne en antenne.....	72
Fig IV.6. Les zones de réglage de protection.....	73
Fig IV.7. Caractéristique temps-distance avec chevauchement.....	74
Fig IV.8. Les réglages de protection (Electromécanique / Statique).....	74
Fig IV.9. Les zones de réglage de protection	74
Fig IV.10. réglage de protection d'une ligne longue suivie d'une ligne courte Z2.....	75
Fig IV.11. Les zones de réglage de protection d'une ligne en antenne Z2.....	75
Fig IV.12. Les zones de réglage de protection de transformateur Z3.....	76
Fig IV.13. Les zones de réglage de protection statique	78
Fig IV.14. Les zones de réglage de protection statique/electromécanique.....	78
Fig IV.15. Les zones de réglage de protection electromécanique.....	78

Chapitre V : calcul de plan de protection pour une ligne 220KV

Fig V.1. Protection de travée Ligne 60 kV	88
Fig V.2. Protection De travée Ligne courte 220 kV	89
Fig V.3. Protection de travée ligne longue 220 KV.....	89
Fig V.4. Protection de distance (General electric D60)	91
Fig V.5. schéma unifilaire protection de distance D60.....	91
Fig V.6. Matériels utilisé.....	97
Fig V.7. La caisse d'injection CMC 356 Omicron.....	98
Fig V.8. Courbe des courants pendant le défaut (PH4-E Z1).....	99
Fig V.9. Courbe des tensions pendant le défaut (Ph4-E Z1).....	99
Fig V.10. déclenchement du premier stade.....	100
Fig V.11. Déclenchement de la phase 2.....	100
Fig V.12. Réenclenchement de la phase 2.....	100
Fig V.13. Courbe des tensions pendant le défaut (Ph0-E Z2).....	100
Fig V.14. Courbe des courants pendant le défaut (Ph0-E Z2).....	101
Fig V.15. Déclenchement du deuxième stade.....	101
Fig V.16. Déclenchement de la première phase.....	101
Fig V.17. Déclenchement d'un seul pôle.....	101
Fig v.18. Réenclenchement de la phase 1.....	102
Fig V.19. Courbe des tensions pendant le défaut (Ph8-E Z3).....	102
Fig V.20. Courbe des courants pendant le défaut (Ph8-E Z3).....	102
Fig V.21. Déclenchement du troisième stade.....	103
Fig V.22. Déclenchement des trois phases.....	103
Fig V.23. Déclenchement des trois pôles.....	103
Fig V.24. Courbe des tensions pendant le défaut (Ph0-Ph4 Z1).....	103
Fig V.25. Courbe des courants pendant le défaut (Ph0-Ph4 Z1).....	104
Fig V.26. Déclenchement du premier stade.....	104
Fig V.27. Déclenchement des trois phases.....	104
Fig V.28. Déclenchement des trois pôles.....	104

Fig V.29. Courbe des courants pendant le défaut (Ph0-Ph4-Ph8 Z2).....	105
Fig V.30. Courbe des tensions pendant le défaut (Ph0-Ph4-Ph8 Z2).....	105
Fig V.31. Déclenchement du deuxième stade.....	106
Fig V.32. Déclenchement des trois phases.....	106
Fig V.33. Déclenchement des trois pôles	106










Liste des tableaux

Tab I.1-Tableau des domaines de tension.....	04
Tab I.2. Les informations principales de réseau électrique algérien.....	11
Tab IV.1. Seuils de fréquence.....	84
Tab IV.2. Les fréquences et les temps d'action.....	85
Tab V.1. Code de Dispositif et fonction.....	92

Nomenclature

AC	Courant alternatif
DC	Courant continu
BT	Base tension
HTB	Haute tension
HTA	Moyenne tension
KV	Kilo volt
KW	Kilo watt
TT	Transformateur de tension
TC	Transformateur de courant
PPP	Triphasée
PP	Biphasé
PPT	Biphasé a la terre
PT	Monophasé
L	Langueur de ligne ou câble
NF	Normalement fermé
NO	Normalement ouvert
Ip	Courant primaire
Is	Courant secondaire
DR	Déclenchement/réclenchement
DRD	Déclenchement/réclenchement/réclenchement
Vn	Tension nominale
In	Courant nominale

Symboles graphiques

Symbole	Mot clé
	la terre
	Départ HTA ou BT
	Court-circuit
	Disjoncteur
	Interrupteur fusible
	Transformateur de puissance
	Un fusible
	Transformateur de courant
	Transformateur de tension (potentiel)



INTRODUCTION GENERALE

Introduction Générale:

L'énergie électrique est un vecteur indispensable aux activités humaines dans les pays développés et un facteur essentiel de développement pour les pays pauvres, c'est pour ça que les systèmes d'énergie électrique se sont développés avec une grande rapidité au cours de la deuxième moitié du XX^{ème} siècle jusqu'où ils sont devenus importants dans toutes les branches de l'économie moderne. Le but de ces systèmes énergétiques est d'assurer pour ces consommateurs une continuité de l'alimentation au moyen des lignes et des câbles de transport et de distribution, mais ce n'est pas toujours le cas puisque les lignes sont souvent exposées à des incidents ou des défauts qui peuvent interrompre ce service et engendrer des pertes importantes. Ces lignes doivent être commandées et contrôlées, pour cela, on trouve des protections installées au niveau de chaque départ, ces protections assurent l'élimination des effets des défauts et protègent les clients en cas de présence d'anomalies dans le fonctionnement de la ligne qui les alimente.

Pour cela le travail de notre mémoire s'intéresse à une étude réelle des protections de distance dans un réseau de transport 220KV au niveau de laboratoire GRTE Tiaret, le travail consiste à l'examen des différents types de défaut qui peuvent affecter les lignes 220KV par l'injection des signaux de défauts sur une ligne réelle et l'analyse des résultats obtenus.

Cette étude se subdivise en Cinq chapitres:

- Le chapitre I, donne une vision globale sur les réseaux électriques
- Le chapitre II, l'état de l'art des systèmes de protection
- Le chapitre III, un bref aperçu sur les défauts dans le réseau électrique
- Le chapitre IV, nous conduira ensuite à une présentation de la Philosophie de réglage des protections du réseau national
- Le chapitre V, est consacré à une étude réelle de la protection de distance au niveau du laboratoire GRTE et l'interprétation des résultats des essais réalisés.
- Enfin Nous terminons par une conclusion générale permettant de faire le point sur ce que nous avons accompli dans ce mémoire.

CHAPITRE I :
GÉNÉRALITÉ SUR
LES RÉSEAUX
ÉLECTRIQUES

I.1. Introduction :

A l'origine, le réseau électrique a été construit et dimensionné pour transporter l'énergie électrique produite par les centres de production jusqu'aux centres de consommation les plus éloignés. Ainsi, les transits de puissances circulent de l'amont depuis les productions d'énergie électrique de type grosses centrales thermiques, hydraulique ou nucléaire, vers l'aval représenté par les consommateurs. Le «système» réseau électrique met donc en œuvre des milliers de kilomètres de ligne, des milliers de poste de transformation, ainsi que de nombreux organes de coupure et d'automates de réglage, dimensionnés pour assurer le bon fonctionnement de la fourniture d'énergie électrique. Ainsi, des contrôles hiérarchisés assurent la tenue en tension et en fréquence ; ceux-ci couplés aux divers automates, ont la charge de garantir la continuité de service du système.

Nous allons présenter dans ce chapitre des notions générales sur les réseaux électriques, la structure générale des réseaux, et les différentes architectures des réseaux. Cela va nous permettre, de connaître les parties essentielles à prendre en considération pour concrétiser notre objectif

I.2. Généralités :

Le réseau électrique est l'ensemble des infrastructures qui mettent d'acheminer l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs d'électricité. A partir des lignes électriques exploitées à différents niveaux de tension, connectées entre elles dans des postes électriques. Les postes électriques permettent de répartir l'électricité et de la faire passer d'une tension à l'autre grâce aux transformateurs. Un réseau électrique doit aussi assurer la gestion dynamique de l'ensemble production et transport et consommation, mettant en œuvre des réglages ayant pour but d'assurer la stabilité du réseau.

En un peu plus d'un siècle, le terme réseau électrique est passé de la mutualisation de quelques unités de production locales à une interconnexion généralisée au niveau des continents tout entiers. Donc le réseau assure non seulement un lien physique permettant la circulation des flux d'énergie mais aussi une mise à disposition de services pour la collectivité qu'il irrigue. Le développement des usages de l'électricité après-guerre a abouti à la production centralisée avec des centrales de taille croissante. Aujourd'hui, le développement des énergies renouvelables fait que le réseau de distribution est à la fois collecteur de production et distributeur d'énergie vers les clients.

La production électrique est contrôlée par des centres de conduite permettant de surveiller et de contrôler le réseau à tout moment. Ainsi, la production est ajustée à la consommation instantanément puisque l'électricité ne se stocke pratiquement pas et que par conséquent, l'intégralité des transferts d'énergies est gérée en « temps réel » de telle manière à conserver à la fois les valeurs normalisées des tensions et de la fréquence, La tension est également contrôlée sur une plage bien spécifiée au moyen de dispositifs souvent coordonnés (générateurs, régleurs en charge des transformateurs, compensateurs d'énergie réactive statiques ou non, actions opérateur, ...), Cependant, ce mode de fonctionnement est confronté à de multiples limitations. On peut en citer quelques-unes [5] :

- ✚ Saturation du réseau actuel et fonctionnement de plus en plus près de la limite de sécurité
- ✚ Contraintes géographiques et écologiques (construction de plus en plus difficile de nouvelles lignes et centrales)
- ✚ Croissance continue de la consommation (malgré une certaine stagnation dans certains pays)
- ✚ Problèmes de stabilité et de sécurité du système (nécessité de moyens préventifs souvent très chers)
- ✚ Environnement compétitif du marché de l'énergie électrique
- ✚ Emergence de nouvelles formes de production d'énergie rationnelle de faible puissance écologique, rentable et qui peut être combinée avec la génération de la chaleur

Les réseaux électriques sont constitués par l'ensemble des appareils destinés à la production, au transport, à la distribution et à l'utilisation de l'électricité depuis la centrale de génération jusqu'aux clients les plus éloignées. Les réseaux électriques ont pour fonction d'interconnecter les centres de production avec les centres de consommation (villes, usines...). L'énergie électrique est transportée en haute tension, voire très haute tension pour limiter les pertes joules (les pertes étant proportionnelles au carré de l'intensité) puis progressivement abaissées au niveau de la tension de l'utilisateur final.

Un réseau d'énergie électrique est un système d'éléments interconnectés qui est conçu:

- ✓ Pour convertir d'une façon continue l'énergie qui n'est pas sous forme électrique en énergie électrique.
- ✓ Pour transporter l'énergie électrique sur de longues distances.

- ✓ Pour transformer l'énergie électrique sous des formes spécifiques soumises à des contraintes bien déterminées.

Pour un consommateur, le réseau devrait idéalement vu, de l'endroit où il prend son énergie électrique, comme une source de tension alternative parfaite: c'est-à-dire une source dont la fréquence et l'amplitude sont constantes quelle que soit la charge connectée. Pour satisfaire leur clientèle, les compagnies d'électricité doivent donc s'efforcer de maintenir l'amplitude et la fréquence de la tension constantes (valeurs nominales). Donc, il est important de maintenir le niveau de tension près de sa valeur nominale aux différents nœuds du réseau [2]

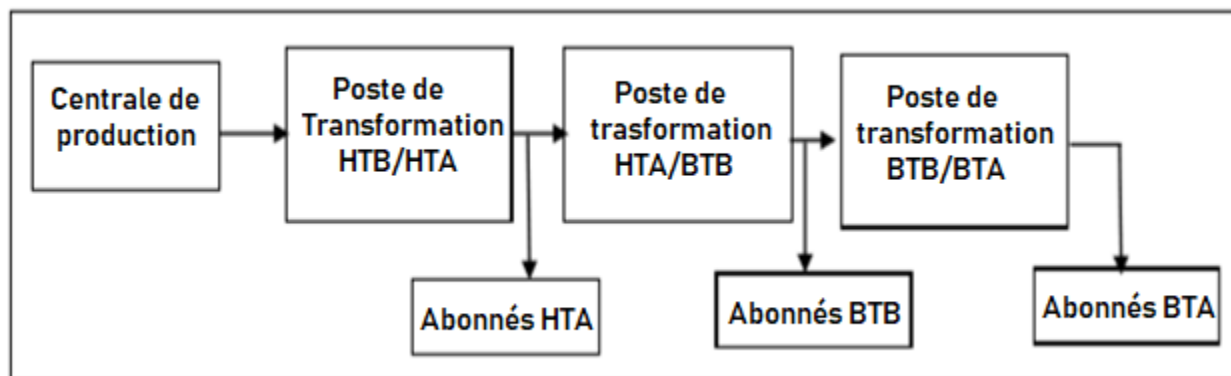


Fig I.1- schéma simplifié d'un réseau électrique

I.3. Gamme des tensions utilisées par le groupe SONELGAZ :

La nouvelle norme en vigueur en Algérie (SONELGAZ) définit les niveaux de tension alternative comme suit :

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

Tab I.1-Tableau des domaines de tension [3]

I.4. Structure générale d'un réseau électrique :

De façon très générique, un réseau électrique est toujours dissocié en quatre grandes parties :

I.4.a. Production:

Elle consiste en la génération de l'ensemble de la puissance active consommée par le réseau tout entier. En grande majorité, les tensions associées à cette production sont produites sous la forme de systèmes triphasés par l'intermédiaire d'alternateurs entraînés à partir de divers types de sources d'énergie dites « primaires ».

I.4.b. Transport:

Il consiste à acheminer les puissances produites par les unités de production auprès des lieux de consommation. Les grandes centrales étant en général groupées autour des fleuves, des cours d'eau et des océans, le « grand transport » consiste à parcourir de longues distances en direction des extrémités des territoires nationaux. L'ordre de grandeur de ces distances impose, entre autre, le fait de véhiculer l'énergie électrique sous très haute tension.

I.4.c. Distribution:

Elle consiste en un maillage fin du territoire permettant à chaque utilisateur d'être à proximité d'une liaison au réseau. C'est l'ultime ramification des lignes et des installations qui permet également un passage progressif des très hautes tensions du transport aux basses tensions de la consommation.

I.4.d. Consommation;

Chaque récepteur électrique connecté au réseau consomme une puissance active et une puissance réactive. La consommation domestique, qui est généralement majoritaire, est très ramifiée et se fait sous basse tension souvent monophasée 220 V ou triphasé 380 V. Certains « clients » industriels (grosses usines, ferroviaire, etc.) sont directement reliés en moyenne, haute ou très haute tension.

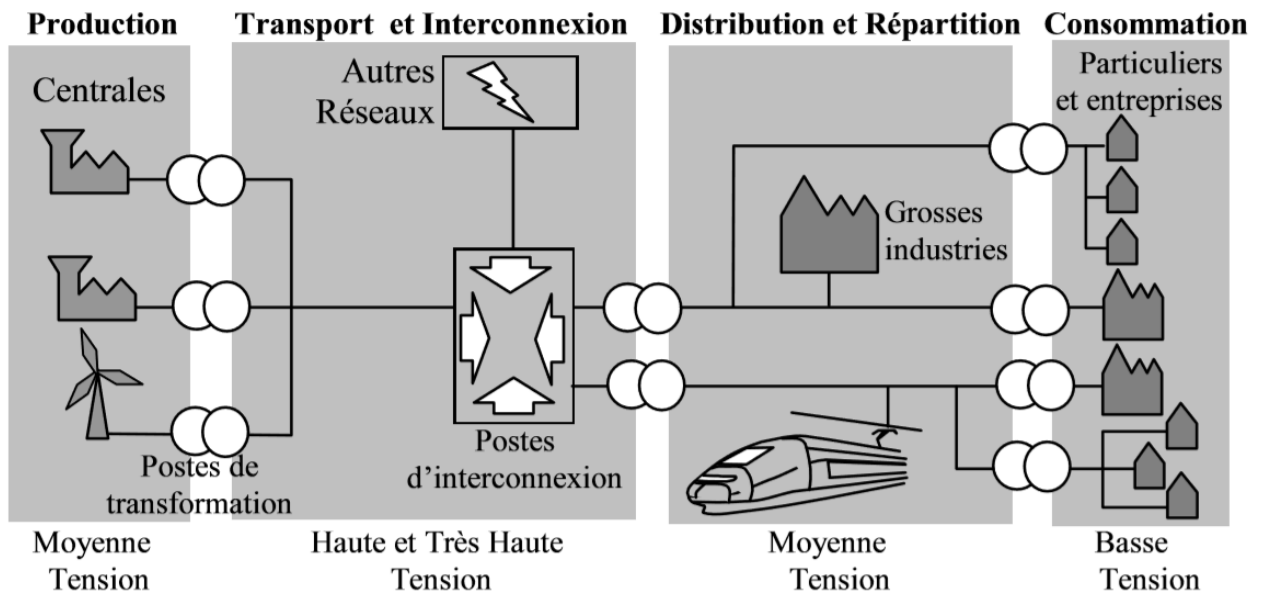


Fig I.2. Réseau électrique simplifié

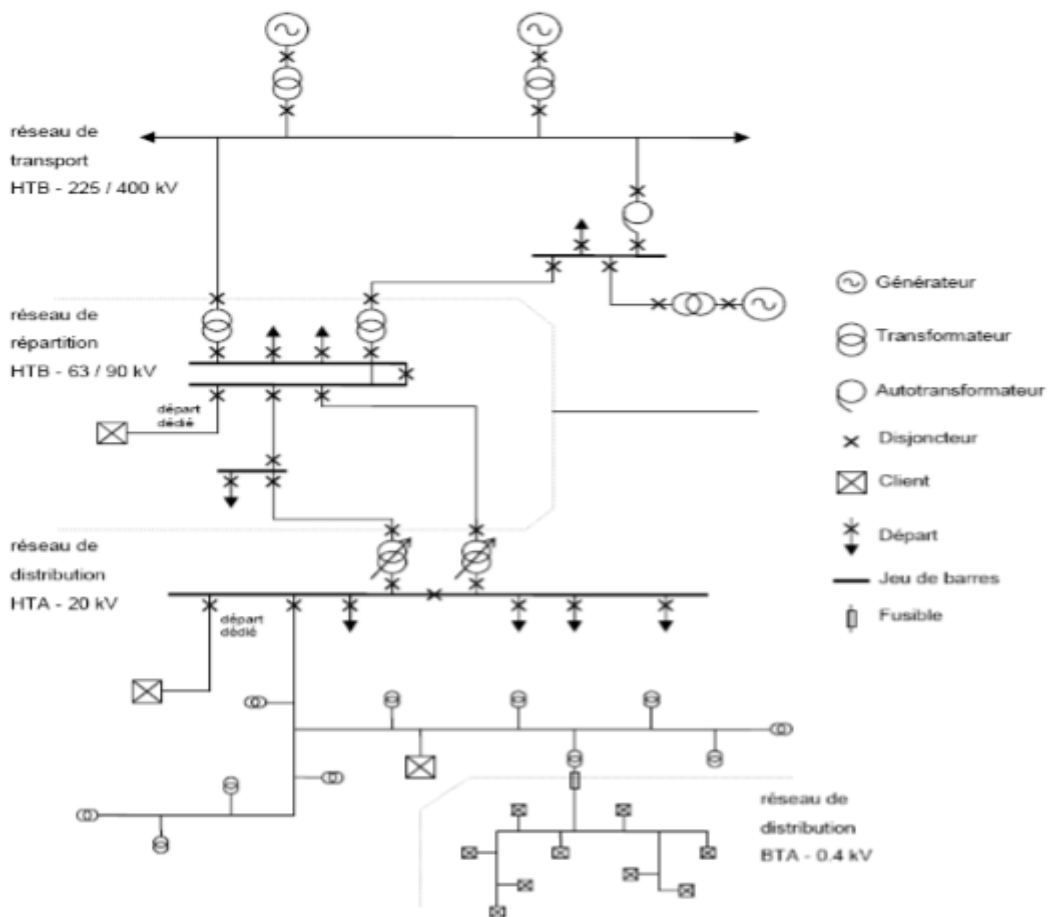


Fig I.3. Structure générale d'un réseau électrique

I.5. Production de l'énergie électrique:

La production de l'énergie électrique consiste en la transformation de l'ensemble des énergies convertibles (on parle d'énergies « primaires ») en énergie électrique. De façon prépondérante, la production se fait à partir du pétrole, du charbon, du gaz naturel, de réactions nucléaires, du vent ou de la force hydraulique. En réalité, quelques sources d'énergie supplémentaires et renouvelables, telles l'énergie solaire, la biomasse, la géothermie, etc., existent, et représentent aujourd'hui une part très faible mais croissante de la production mondiale.

De façon plus pragmatique, il est ainsi d'usage de classer les unités de production électriques à la fois en fonction du type d'énergie convertie et en fonction de leur dynamique propre. On distingue alors:

I.5.a. Centrales de production de masse : Leur fonction est la production de masse de produire la plus grande partie de l'énergie électrique fournie à l'ensemble du réseau. Les puissances générées (jusqu'à quelque 100 GW) correspondent à des processus dont les temps de réponse sont grands (quelques heures). La mise en œuvre de ces centrales est donc programmée à partir d'une prévision journalière de la consommation moyenne. Les unités de production de masse utilisent principalement l'énergie nucléaire et thermique

I.5.b. Centrales de production intermédiaire: Leur capacité de production moindre (inférieure à 1 GW) correspond en général à une production de pointe inertie de fonctionnement également moindre. Leur utilité réside dans l'ajustement de la production, en fonction d'éventuelles maintenances ou modifications des moyens de production de masse, de façon plus générale, elles permettent dans certains pays un meilleur équilibre des sources d'énergie primaires, ces unités sont en général des centrales thermiques (pétrole, charbon et gaz), mais certains pays possèdent des parcs très importants de centrales hydroélectriques au fil de l'eau et d'éoliennes de production intermédiaires.

I.5.c. Centrales des productions de pointe : Ces unités sont caractérisées par des temps de mise en fonctionnement très brefs (quelques minutes ou dizaines de minutes) permettant une réaction rapide par rapport aux fluctuations de la consommation, ces unités sont principalement des centrales hydroélectriques dont les puissances ne dépassent pas en général quelque 100 MW, un avantage supplémentaire, même s'il est assez discret dans beaucoup de pays, est de permettre un stockage d'énergie potentielle dans des bassins ou les parties hautes de certains barrages (le « pompage » est un stockage d'énergie).

I.6. Les différents types de réseaux [4] [5]:

Un réseau électrique est généralement hiérarchisé par niveau de tension, celui-ci est fractionné en trois principales subdivisions à savoir le réseau de transport, de répartition et de distribution. Une notion de frontière peut être définie entre les niveaux de tension du réseau électrique, ces frontières sont assurées par les postes sources et les transformateurs, les différents types de réseaux dont les missions sont parfaitement définies par :

I.6.a. Réseaux d'interconnexion et de transport HTB:

La première de ces divisions est le réseau de transport et d'interconnexion (en Algérie 225kV, 400kV) ou réseau de haute tension de niveau B (HTB). Sur ce réseau sont connectées les centrales de production classique comme les centrales thermiques, hydrauliques de l'ordre du millier de mégawatts. Ces réseaux ont une architecture maillée, ainsi les productions ne sont pas isolées mais toutes reliées entre elles, cette structure permet une sûreté de fonctionnement accrue par rapport à une structure de réseau dite radiale puisqu'elle assure la continuité du service ou d'alimentation en cas d'aléas comme la perte d'une ligne, d'une production, etc. En effet, lors de l'ouverture d'une ligne, le fait d'avoir cette structure maillée permet au flux de puissance de trouver un nouveau chemin pour contourner cette ligne en défaut et donc de garantir la continuité de l'alimentation en aval du problème. C'est à ce niveau de tension que sont assurées les interconnexions entre régions au niveau nationale et les échanges (importation/exportation) d'énergie électrique au niveau internationale (ex : Hassi Ameer (Algérie) – Bourdim (Maroc) et El-hadjar (Algérie) – Djendouba (Tunisie), en 400 kV).

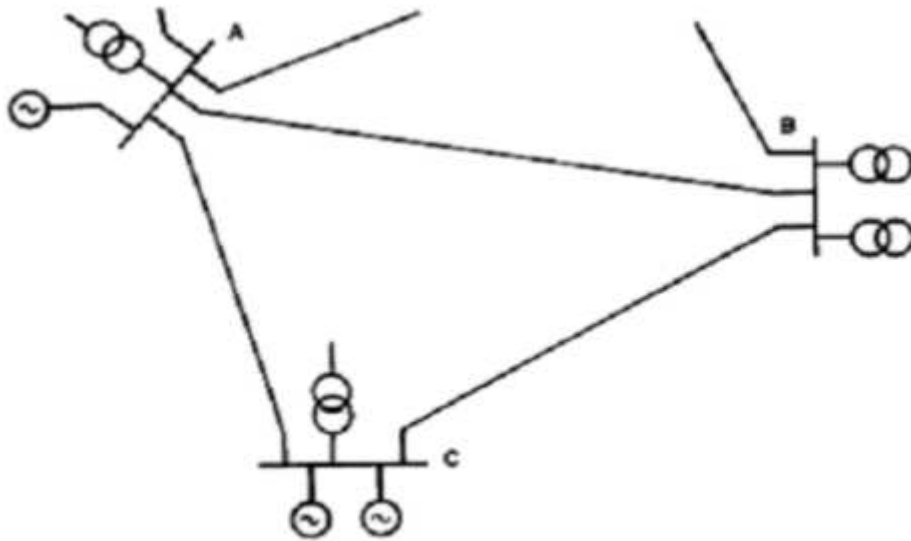


Fig I.4. Exemple d'une partie d'un réseau de transport [4]

Les réseaux de transport constituent une vaste grille couvrant le territoire, à laquelle sont raccordées les sources et les utilisations (groupes, transformateurs). Chaque nœud A, B et C (Fig.I.4) constitue «un poste d'interconnexion». Ce poste est en général constitué par un collecteur principal appelé « jeu de barres» sur lequel se raccordent les lignes, au moyen d'appareils. Les protections de ces réseaux doivent être très performantes. Quant à leur exploitation, elle est assurée au niveau national par un centre de conduite ou dispatching à partir duquel l'énergie électrique est surveillée et gérée en permanence [3].

Le réseaux d'interconnexion et de transport en Algérie est divisé en trois grandes parties [1]:

-Le réseau interconnecté du nord « RIN » :

Le RIN s'étale sur le nord du pays et couvre les régions de Béchar, Hassi Messaoud, Hassi R'Mel et Ghardaïa, est alimenté par une quarantaine de centrales de production d'électricité, reliées entre elles à travers un réseau de transport en 220 kV et 400 kV, permettant le transfert d'énergie des sites de production vers les centres de consommation. Durant les dix dernières années, la puissance maximale appelée du réseau interconnecté du nord est passée de 5 921 MW en 2005 à 12 380 MW en 2015, soit une évolution moyenne annuelle de 7.2%.

-Le pôle In Salah-Adrar- Timimoune « PIAT » :

Ce pôle est alimenté par les centrales Turbines à Gaz d'Adrar et d'In Salah, interconnectées à travers un réseau 220 kV s'étalant d'In Salah à Timimoun via Aoulef et Adrar.

-Les Réseaux Isolés du Sud « RIS » :

Il s'agit de 26 sites du grand sud, alimentées par des réseaux locaux à travers des groupes diesels ou des TG compte tenu des distances mises en jeu et des niveaux de consommation relativement faibles.

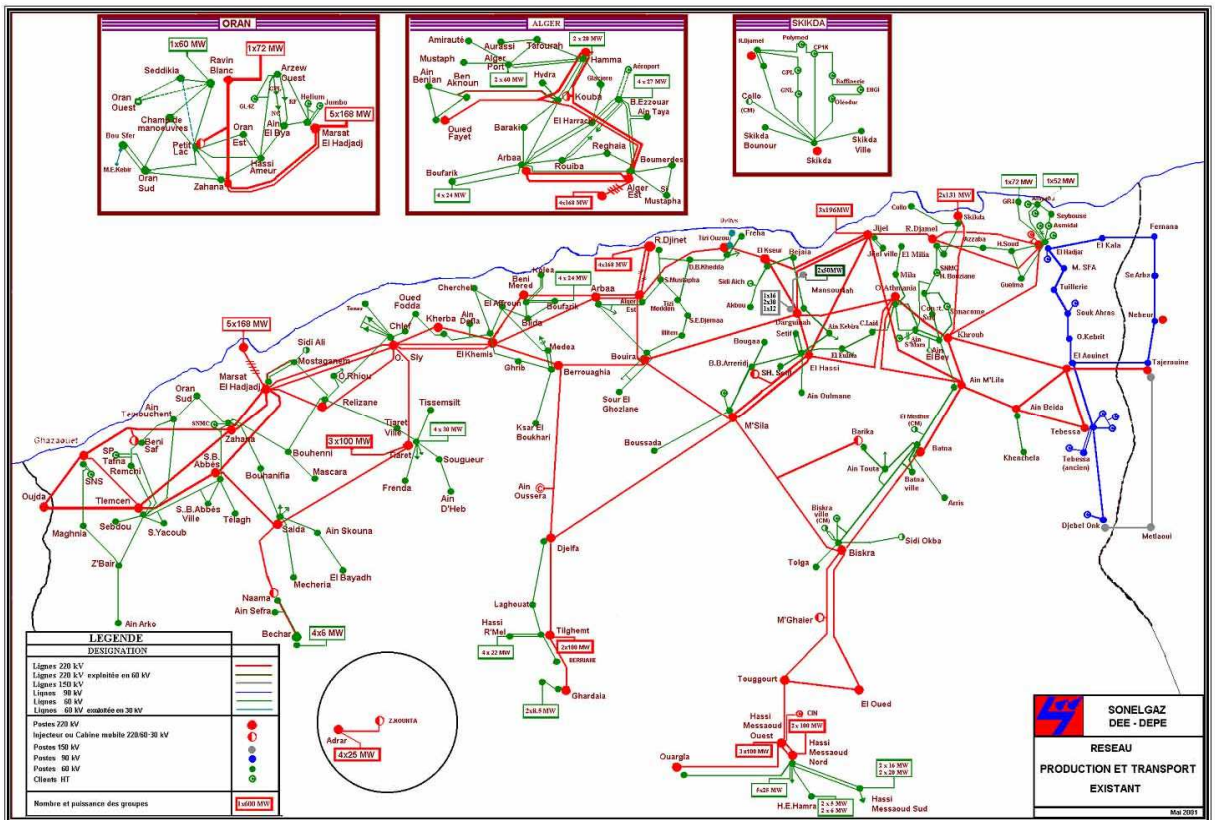


Fig I.5. La carte de réseau électrique algérien de transport [13]

Le tableau suivant représente quelque explication de la carte de réseau électrique algérien.

NOMENCLATURE		
LIGNE 400 KV	POSTES 150 KV	CLIENTS HT (220, 90, 60 kv)
LIGNE 220 KV	POSTES 90 KV	Ligne 220 kV exploitée en 60 kV
LIGNE 150 KV	POSTES 60 KV	Ligne 400kV exploitée en 220 kV
LIGNE 90 KV	POSTES 30 KV	CENTRALE ELECTRIQUE
LIGNE 60 KV	Cabine mobile 220 kV	Asservissement
POSTES 400 KV	Cabine mobile 60 kV	
POSTES 220 KV	Injecteur 220 kV	

Tab I.2. Les informations principales de réseau électrique algérien [13]

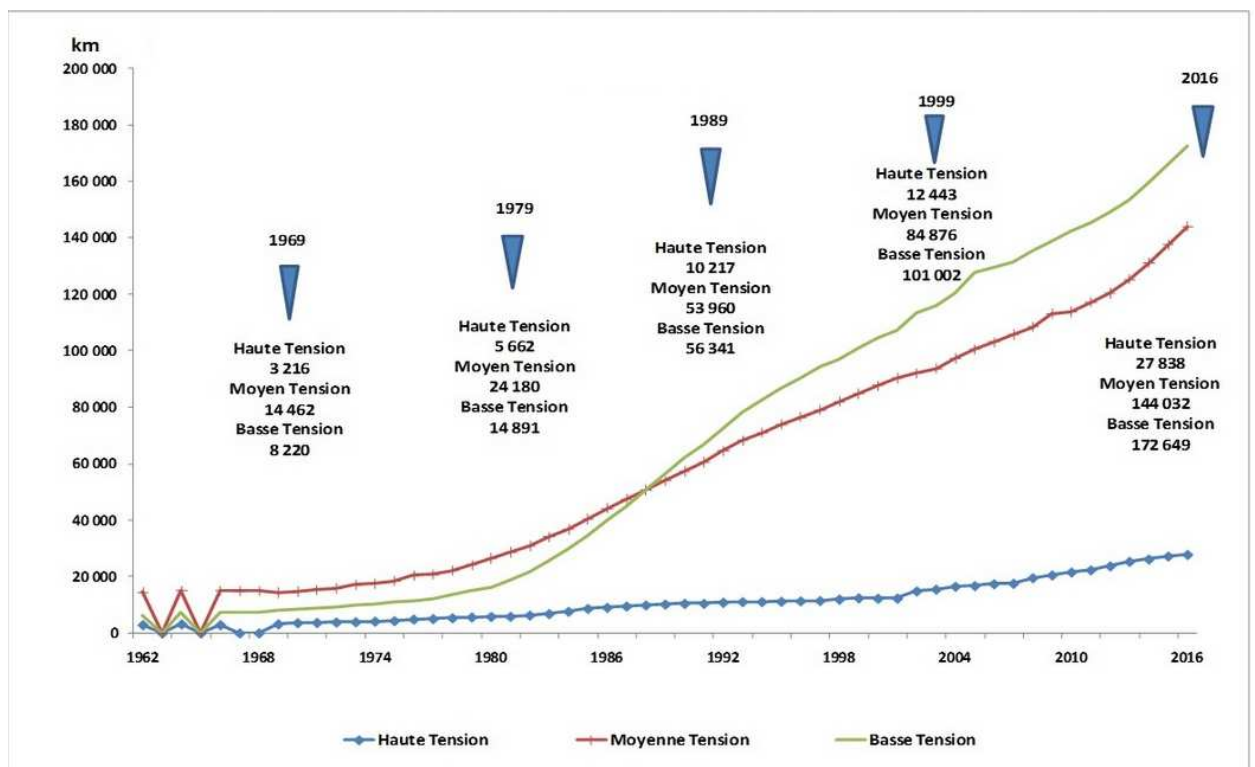


Fig I.6 Evolution de la longueur du réseau de transport d'électricité par niveau de tension [1962-2016][1]

I.6.b. Réseaux de répartition HTB:

La deuxième division est le réseau de répartition (63kV, 90kV), celui-ci assure le transport des réserves en électricité composées de l'énergie puisée au réseau de transport et de productions de plus petites échelles vers les zones de consommations et à quelques gros clients industriels directement connectés à celui-ci. (Mentionnant que la terminologie "réseau de répartition" tend à disparaître, ce niveau de tension étant généralement englobé dans le terme "transport".)

La finalité de ce réseau est avant tout d'acheminer l'électricité du réseau de transport vers Les grands centres de consommation qui sont :

- Soit du domaine public avec l'accès au réseau de distribution MT,
- Soit du domaine privé avec l'accès aux abonnés à grande consommation (supérieure à 10MVA) livrés directement en HT. Il s'agit essentiellement d'industriels tels la sidérurgie, la cimenterie, la chimie, le transport ferroviaire [8]

La structure de ces réseaux est généralement de type aérien (parfois souterrain à proximité de sites urbains). Les protections sont de même nature que celles utilisées sur les réseaux de transport, les centres de conduite étant régionaux [7]

I.6.c. le réseau de distribution HTA/BTB:

La troisième et dernière subdivision est le réseau de distribution (20kV, 400V). Ce réseau a pour fonction d'alimenter l'ensemble de la clientèle principalement connectée à ce réseau. son exploitation est gérée par un Gestionnaire de Réseau de Distribution (GRD). Les réseaux de distribution ont principalement une structure radiale. A la différence d'une structure maillée une structure radiale est une structure arborescente ; cette structure arborescente simplifie considérablement le système de protections puisque le transit de puissance se fait de manière unilatérale du poste source (HTB/HTA) vers les postes HTA/BT et les consommateurs finaux. Ceci permet notamment la localisation et l'élimination rapide de défauts, ainsi que le comptage de l'énergie aux postes sources. Cette structure est donc parfaitement adaptée à un système verticalement intègre dans lequel la production est centralisée et la consommation distribuée.

Nous pouvons distinguer deux principaux types de réseaux HTA, selon la pose des conducteurs:

✓ **Réseaux HTA aériens :**

La structure des réseaux est arborescente à deux ordres de lignes : dorsales et dérivations. Des sous dérivations peuvent être utilisés pour alimenter des charges isolées ou pour grouper sous un même interrupteur à commande manuelle un ensemble de postes HTA/BT. 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 et la probabilité d'incidents sur la dérivation. Les sous-dérivations doivent être équipées, au point de raccordement à la dérivation, d'interrupteurs manuels.

✓ **Réseaux HTA souterrains:**

Les zones urbaines ou mixtes à forte densité de charge sont alimentées par des câbles HTA enterrés en coupure d'artère ou en double dérivation. En double dérivation, les postes HTA/BT sont normalement alimentés par le câble de travail (CT), le câble de secours (CS) permet de garantir une bonne continuité de service en cas de défaut. La technique en coupure d'artère est moins coûteuse que la précédente et permet une isolation rapide des défauts, mais nécessite un temps d'intervention plus long. Le dimensionnement des ouvrages souterrains est principalement lié aux courants admissibles dans les câbles en raison de la densité des charges à desservir. Les ouvrages de distribution neufs ou les rénovations en zones rurales sont également réalisés en câble enterré depuis les années 1990, en raison de la baisse notable du surcoût liée à cette technique. De plus, une volonté politique croissante de qualité environnementale tend à la réduction de l'impact visuel des ouvrages..

✓ **Le réseau de livraison BTA :**

C'est le réseau qui nous est en principe familier puisqu'il s'agit de la tension 400/230 V (380/220 en Algérie). Nous le rencontrons dans nos maisons via la chaîne: compteur, disjoncteur, fusibles. La finalité de ce réseau est d'acheminer l'électricité du réseau de distribution MT aux points de faible consommation dans le domaine public avec l'accès aux abonnés BT. Il représente le dernier niveau dans une structure électrique.

I.7. Caractéristiques générales du transport et de la distribution :

Les réseaux électriques, en très grande majorité, transportent l'énergie électrique sous la forme de systèmes triphasés. Les dispositions et grandeurs caractéristiques de ces systèmes sont ainsi :

- ✓ *Leur fréquence.*
- ✓ *Leurs niveaux de tension.*
- ✓ *Leurs différents types de couplage*

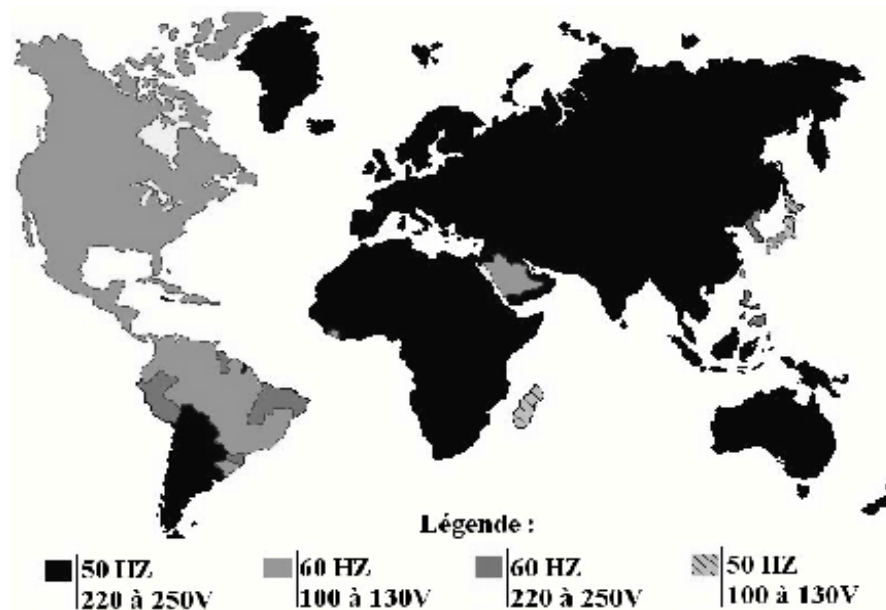
I.7.a. Fréquence normalisée :

Chaque réseau électrique est organisé à partir de quelques niveaux de tension normalisés, le respect, de ces valeurs précises (à quelques % près) est une nécessité pour exploiter les structures de transport en assurant leur sûreté, le respect des plages contractuelles, et de façon générale afin de réduire les coûts et les contraintes sur les appareillages.

Les grands réseaux électriques sont des systèmes interconnectés qui présentent une fréquence uniforme afin de garantir le bon fonctionnement de leurs appareillages, ces derniers étant optimisés pour une valeur précise de la fréquence.

Dans le monde, on ne recense que deux valeurs distinctes de fréquence :

- ✓ « Le 50 Hz » caractérise les réseaux Européens, Asiatiques, Russes et Africains.
- ✓ « Le 60 Hz » caractérise les réseaux Américains, Canadiens et Japonais (en réalité, au Japon, les deux fréquences sont utilisées).



. Fig I.7. Fig. Fréquences et tensions domestiques dans le monde

I.7.b. Tensions normalisées :

Chaque réseau électrique est organisé à partir de quelques niveaux de tension normalisés, le respect, de ces valeurs précises (à quelques % près) est une nécessité pour exploiter les structures de transport en assurant leur sûreté, le respect des plages contractuelles, et de façon générale afin de réduire les coûts et les contraintes sur les appareillages.

I.7.c. Couplages des systèmes triphasés :

Les réseaux électriques sont organisés à partir de systèmes triphasés. Ces derniers peuvent présenter des couplages triangle ou étoile et, plus précisément, présenter un neutre relié ou non. Cette dernière remarque constitue une caractéristique majeure des différents types de tronçons et on retiendra les notions suivantes :

- ✓ Les domaines du transport et de la répartition (HTB et HTA) sont organisés sur le respect prioritaire des contraintes liées à la minimisation des pertes et des coûts des installations. En conséquence, ces tronçons de réseau sont conçus de telle manière à présenter un nombre minimal de conducteurs électriques. Autrement dit, le transport et la répartition représentent quasi exclusivement des systèmes triphasés « trois fils » (c'est-à-dire sans neutre). Une conséquence majeure de cette remarque est que, pour garantir l'équilibre des tensions produites, ces parties du réseau doivent être équilibrées (en courant), ce qui constitue une contrainte de répartition des puissances et des impédances sur les trois phases de l'ensemble de la structure.

- ✓ À l'opposé, les installations BT (c'est-à-dire la distribution locale) sont organisées dans le respect prioritaire de l'équilibre des tensions fournies, le plus souvent à des clients monophasés indépendants. En conséquence ces parties du réseau sont constituées de systèmes triphasés dits «quatre fils», dont le neutre est créé localement, au secondaire des postes de transformation de quartiers. Le neutre ainsi fourni aux clients entre d'ailleurs dans l'aspect contractuel de l'apport d'énergie et dans la constitution des régimes de protection des installations (ou « régimes de neutre »).

I.8. Architecture générale d'un réseau électrique :

On distingue trois Architectures : maillée, radiale et bouclée.

I.8.a. Architecture maillée :

Elle permet la réalimentation en cas d'indisponibilité d'un tronçon ou d'un poste HTA/BT après l'élimination de l'élément défectueux. Elle 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 [6]

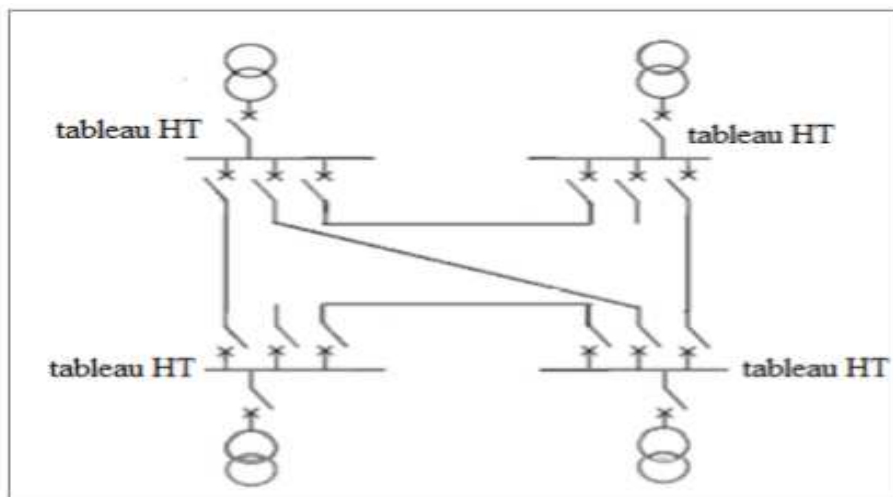


Fig I.8. Structure des réseaux maillés [6]

I.8.b. Architecture radiale :

A partir d'un poste d'alimentation, elle est constituée de plusieurs artères, dont chacune va en se ramifiant, mais sans jamais retrouver un point commun (structure d'un arbre). Les réseaux

radiaux sont de structure simple et peuvent être contrôlés et protégés par un appareillage simple. Ce sont les réseaux les moins coûteux. [6]

➤ **Radial en simple antenne :**

- Cette structure est préconisée lorsque les exigences de disponibilité sont faibles, elle est souvent retenue pour les réseaux (coût excessif par exemple). - les tableaux 1 et 2 et les transformateurs sont alimentés par une seule source, il n'y a pas de solution de dépannage

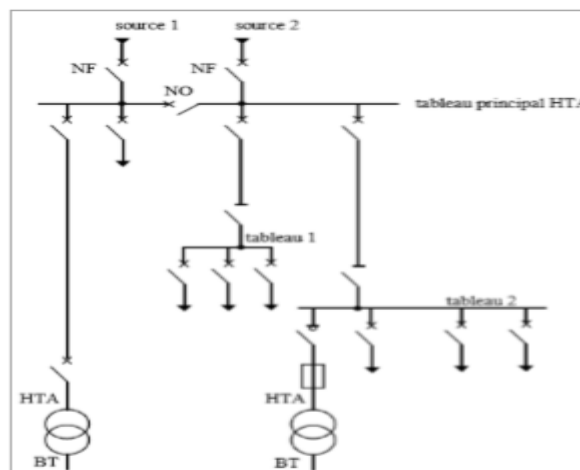


Fig I.9. Réseau HTA radial en simple antenne [6]

➤ **Radial en double antenne sans couplage :**

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

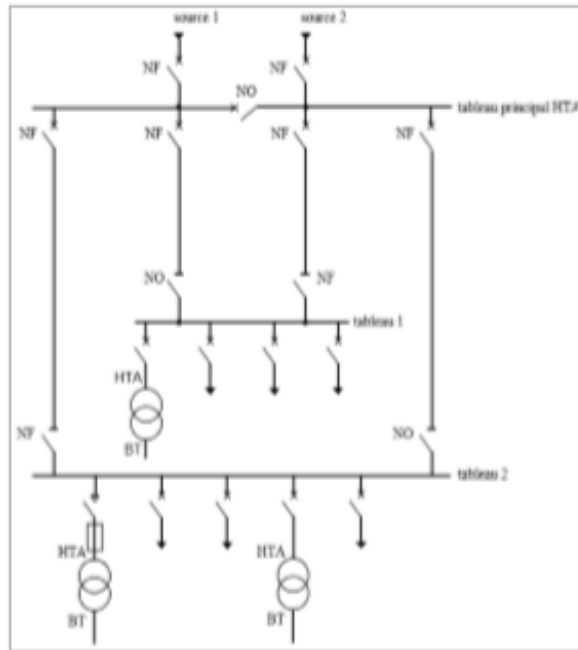


Fig I.10. Réseau HTA radial en double antenne sans couplage [6]

Légende :

- ✓ NF : normalement fermé
- ✓ NO : normalement ouvert
- ✓ Tous les appareils de coupure sans légende sont normalement fermés

➤ **Radial en double antenne avec couplage :**

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

- chaque demi-jeu de barres peut être dépanné et être alimenté par l'une ou l'autre des sources.

- cette structure est préconisée lorsqu'une bonne disponibilité est demandée, elle est souvent retenue dans les domaines de la sidérurgie et de la pétrochimie

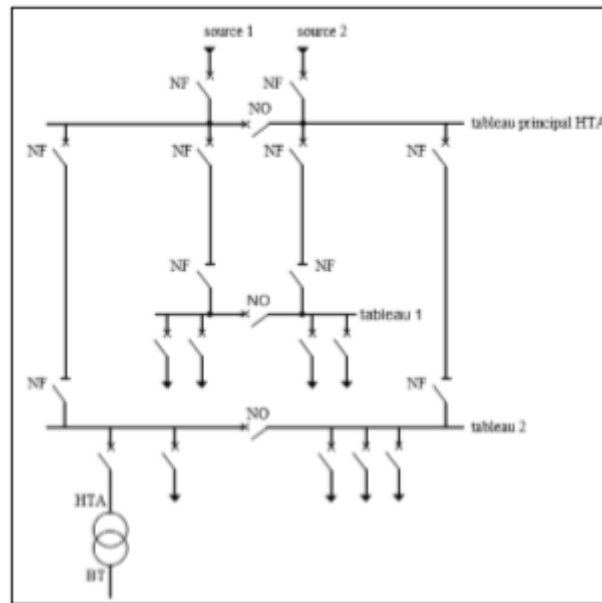


Fig I.11. Réseau HTA Radial en double antenne avec couplage [6]

I.8.c. Réseau bouclé :

Cette solution est bien adaptée aux réseaux étendus avec des extensions futures importantes. Il existe deux possibilités suivant que la boucle est ouverte ou fermée en fonctionnement normal.

➤ Boucle ouverte :

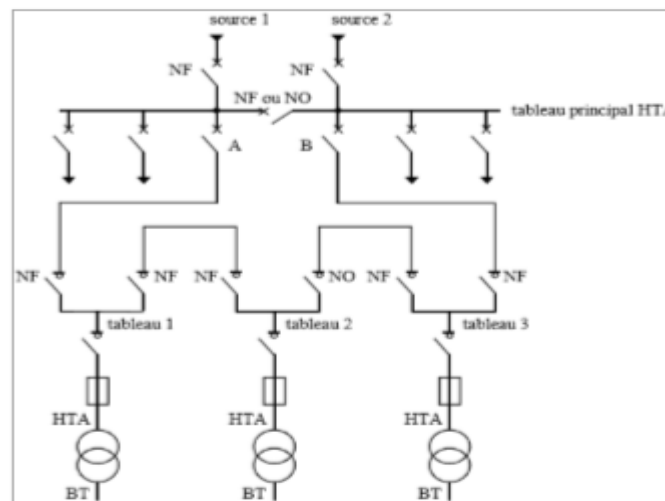


Fig I.12. Réseau HTA en boucle ouverte [6]

- les têtes de boucle en A et B sont équipées de disjoncteurs.
- les appareils de coupure des tableaux 1, 2 et 3 sont des interrupteurs.
- en fonctionnement normal, la boucle est ouverte (sur la figure, elle est ouverte au niveau du tableau2).

- les tableaux peuvent être alimentés par l'une ou l'autre des sources.
- un défaut sur un câble ou la perte d'une source est pallié par une reconfiguration de la boucle
- cette reconfiguration engendre une coupure d'alimentation de quelques secondes si un automatisme de reconfiguration de boucle est installé.

La coupure est d'au moins plusieurs minutes ou dizaines de minutes si la reconfiguration de boucle est effectuée manuellement par le personnel d'exploitation.

➤ **Boucle fermée :**

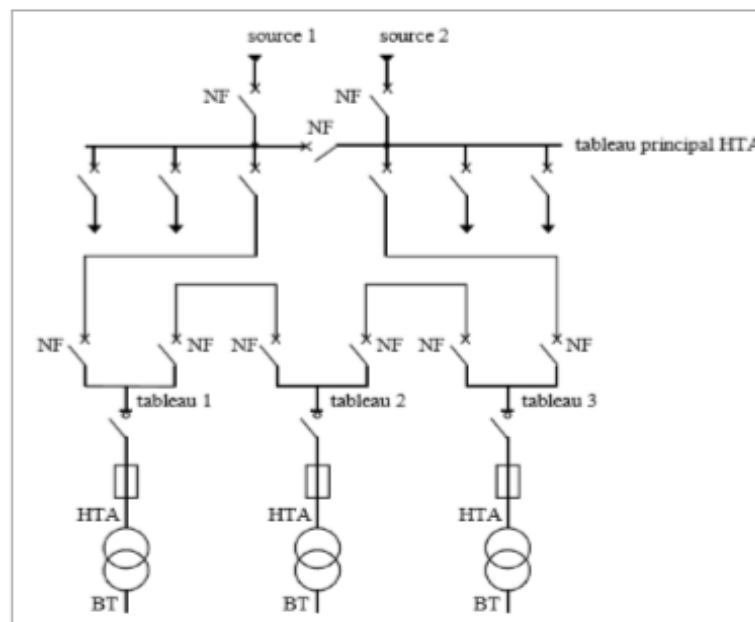


Fig I.13. Réseau HTA en boucle fermée [6]

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

➤ **En double dérivation :**

- les tableaux 1, 2 et 3 peuvent être dépannés et être alimentés par l'une ou l'autre des sources indépendamment.

- cette structure est bien adaptée aux réseaux étendus avec des extensions futures limitées et nécessitant une très bonne disponibilité.

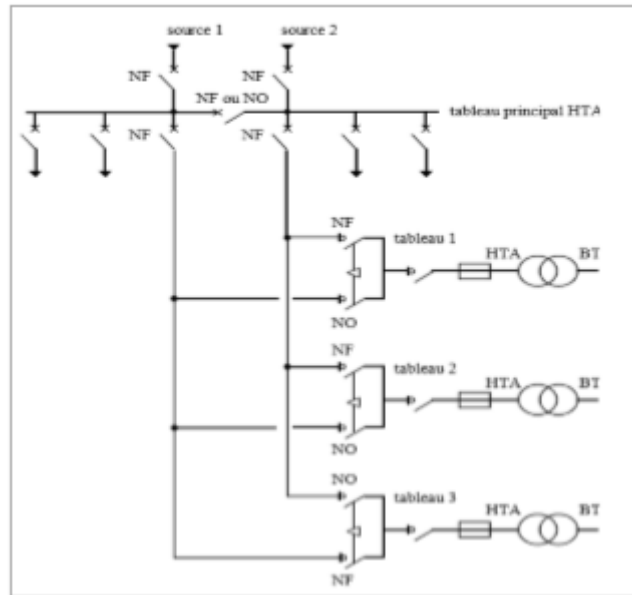


Fig I.14. Réseau HTA en double dérivation

I.9. Les types des postes HTA :

On peut classer les postes selon :

- 1- Leur fonction
- 2- Leur puissance

I.9.a. Types des postes Selon Leur fonction :

➤ **Poste de distribution publique (DP):**

Il est au service de plusieurs clients, dont l'énergie est délivrée en basse tension. Il est placé soit dans un bâtiment soit sur un support [3]

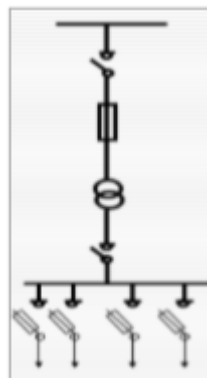


Fig I.15. Poste de distribution publique [3]

➤ **Poste de livraison (L) ou client :**

Ce sont des postes de transformation alimentant des clients dont leurs puissances installées dépassent 25 KVA

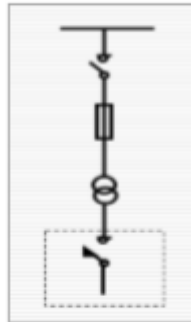


Fig I.16. poste de livraison [3]

➤ **Les postes à fonction d'interconnexion :**

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

➤ **Les postes de transformation :**

Dans lesquels il existe au moins deux jeux de barres à des tensions différentes liés par un ou plusieurs transformateurs

➤ **Les postes mixtes :**

Les plus fréquents, qui assurent une fonction dans le réseau d'interconnexion et qui comportent en outre un ou plusieurs étages de transformation. Les actions élémentaires inhérentes aux fonctions à remplir sont réalisées par l'appareillage à haute et très haute tension installé dans le poste et qui permet :

- D'établir ou d'interrompre le passage du courant, grâce aux disjoncteurs ;
- D'assurer la continuité ou l'isolement d'un circuit grâce aux sectionneurs
- De modifier la tension de l'énergie électrique, grâce aux transformateurs de puissance.

I.9.b. Types des postes Selon Leur puissance :

➤ **Le poste HTB/HTA:**

Ces postes de transformations comprennent les parties suivantes : Etage HTB: se trouvant à l'extérieur il comprend des arrivées HTB ; Jeux de barres ; Transformateurs et Protections (parafoudre, sectionneurs.....). Etage HTA: Cellules arrivées : elles assurent la liaison entre le transformateur de puissance HTB/HTA qui se trouve à l'extérieur et le jeu de barres HTA qui se trouve à l'intérieur du bâtiment « moyenne

tension », la liaison se fait en souterrain. Cellules départs : elles assurent la liaison entre le jeu de barres HTA et le réseau de distribution aérien ou souterrain.

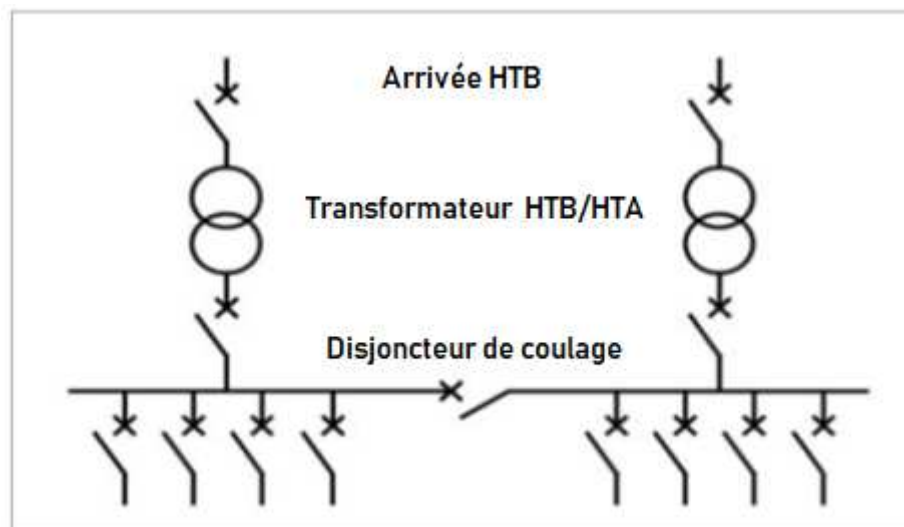


Fig I.17. Poste HTB/HTA [10]

Le poste HTB/HTA en distribution publique : Cet ouvrage est présent dans toute structure électrique d'un pays ; il est situé entre le réseau de répartition et le réseau de distribution HTA (ou MT).

Sa fonction est d'assurer le passage de la HTB à la HTA. Son schéma type comporte deux arrivées HT, deux transformateurs HT/HTA, et de 10 à 20 départs HTA. Ces départs alimentent des lignes en aérien et/ ou des câbles en souterrain.

➤ **Le poste HTA/HTA (ou MT/MT):**

Cet ouvrage peut réaliser deux fonctions :

- assurer la démultiplication des départs HTA en aval des postes HTB/HTA. Dans ce cas, le poste ne comporte aucun transformateur. Il est constitué de deux arrivées HTA et de 8 à 12 départs HTA.
- assurer le passage entre deux niveaux HTA. De tels postes HTA/HTA intègrent des transformateurs. Ils sont nécessaires dans certains pays qui utilisent deux niveaux successifs de tension sur leur réseau HTA (On trouve à Constantine deux tensions HTA : 10KV et 30KV) [11]

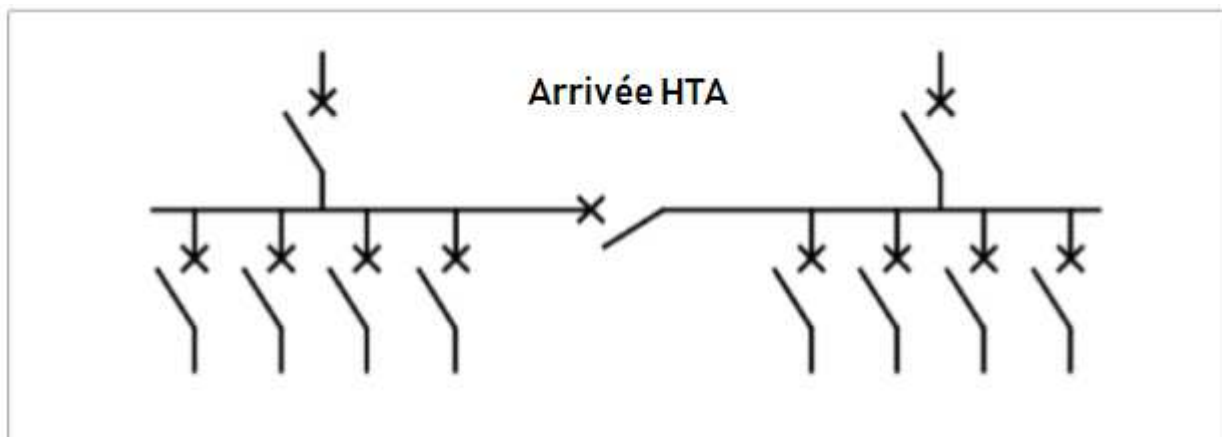


Fig I.18. Poste HTA/HTA [10]

➤ **Le poste HTA/BT :**

Le poste HTA/BT en distribution publique est localisé entre le réseau de distribution HTA et le réseau de distribution BT, cet ouvrage est pour: Assurer le passage de la HTA à la BT. Le schéma type de ce poste est évidemment beaucoup plus simple.

Comparativement au poste HTA/HTA, en particulier, l'appareil de base HTA utilisé est l'interrupteur et non plus le disjoncteur. Ces postes sont constitués de quatre parties:

- L'équipement HTA pour le raccordement au réseau amont.
- Le transformateur de distribution HTA/BT
- Le tableau des départs BT comme points de raccordement du réseau aval de distribution (en BT)
- Et de plus en plus souvent une enveloppe extérieure préfabriquée (métallique ou de plus en plus souvent en béton) qui contient les éléments précédents [11]

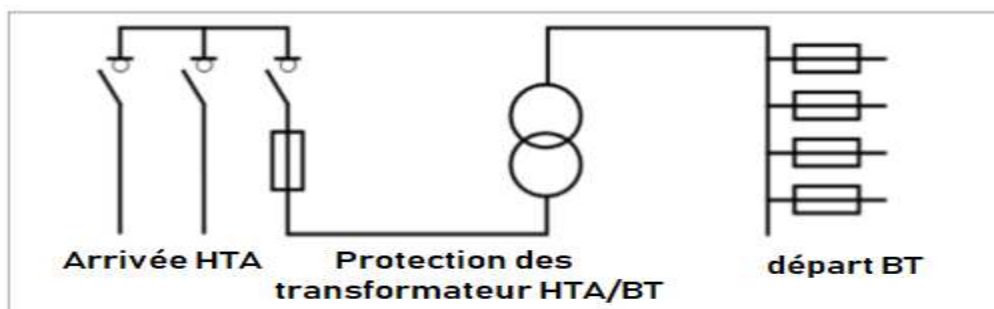


Fig I.19. Poste HTA/BT

➤ **Les postes de livraison HTA/ BT :**

On peut classer les postes HTA/BT en deux catégories.

a. **Les postes d'extérieur :**

Poste sur poteau : Puissances 25 – 50 – 100 kVA. Poste économiques, de faible puissance (≤ 160 kVA), Comprend un transformateur, un disjoncteur, éclateurs ou parafoudre, sectionneur. Ils sont raccordés en groupe et en aval. livraison mais rarement mixte. [12]

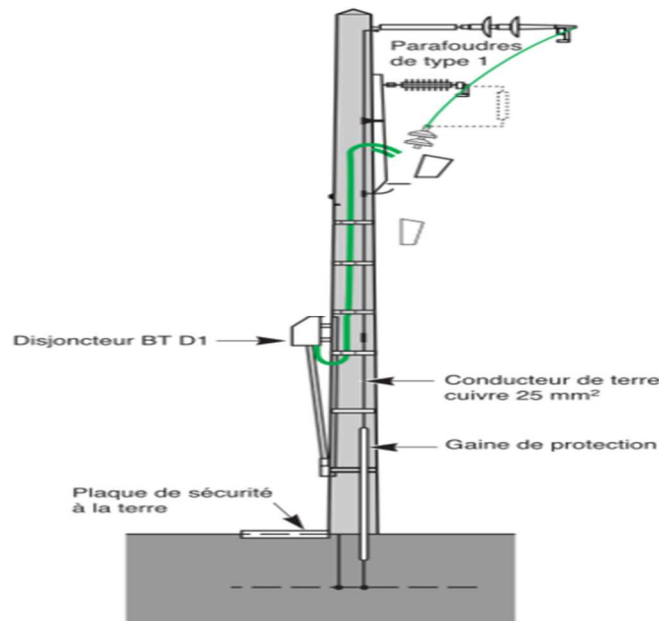


Fig I.20. poste sur poteau [12]

b. **Les postes d'intérieur :**

- Postes ouverts maçonnés ou préfabriqués.
- Postes en cellules préfabriquées métalliques.

Les puissances sont comprises entre 100 et 1 250 kVA.

Le comptage BT doit être remplacé par un comptage HT dès que l'installation dépasse 2000 A, ou s'il existe plusieurs transformateurs. [12]

- Postes de livraison HTA à comptage BT.
- Poste de livraison HTA à comptage HTA et sous stations éventuelles HTA/BT.
- Répartition HTA et sous stations HTA/BT ou HTA/HTA.
- Les puissances sont comprises entre 100 et 1 250 kVA.

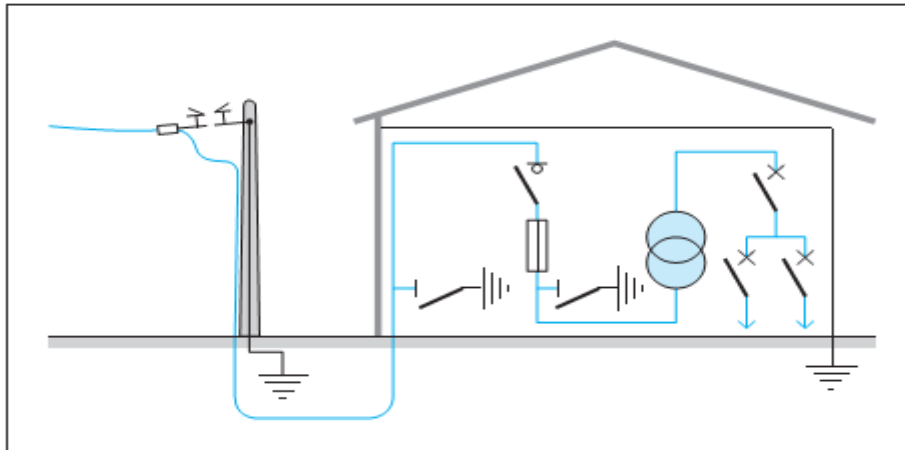


Fig I.21. Schéma général d'un poste ouvert [12]

I.10. Les différents éléments de poste électrique [9]:

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

Parmi les équipements primaires, on peut citer :

- Transformateur électrique.
- Autotransformateur électrique,
- Disjoncteur à haute tension,
- Sectionneur,
- Parafoudre
- Transformateur de courant
- Transformateur de tension,
- jeux de barres.

Parmi les éléments secondaires on peut citer :

- relais de protection
- équipements de surveillance
- équipements de contrôle
- système de téléconduite

-équipements de télécommunication

-comptage d'énergie.

II/-11. Conclusion :

Nous avons présenté dans ce premier chapitre les catégories des tensions, les différentes structures, architectures et les différents types des réseaux électriques, nous avons parlé des Caractéristiques générales du transport et de la distribution et puis nous avons arrivé aux postes électriques et leurs compositions.

CHAPITRE II :
GÉNÉRALITÉ SUR
LES SYSTÈMES DE
PROTECTION

II/-1. Introduction :

Les fonctions de protection sont réalisées par des éléments de protection. Ces éléments sont des appareils qui comparent en permanence les grandeurs électriques à surveiller (courant, tension, fréquence, puissance, impédance) à des seuils prédéterminés et qui donnent automatiquement des ordres d'action pour l'ouverture d'un disjoncteur ou pour déclencher une alarme lorsque la grandeur dépasse le seuil.

Ce chapitre, va être consacré à l'étude d'un système de protection, son rôle, ces qualités et ces Les concepts fondamentaux. Puis on va présenter les différents éléments de protection et les différents types de protection.

II/-2. Définition d'un système de protection:

La Commission Electrotechnique Internationale (C.E.I) définit la protection comme l'ensemble des dispositions destinées à la détection des défauts et des situations anormales des réseaux afin de commander le déclenchement d'un ou de plusieurs disjoncteurs. Donc un système de protection est le choix des éléments de protection et de la structure globale de l'ensemble et coordonne ses différents éléments de protection. Les protections individuelles se composent d'une chaîne constituée des éléments suivants :

- ✓ Capteurs de mesure – de courant et de tension – qui fournissent les informations nécessaires à la détection des défauts.
- ✓ Relais de protection, qui surveillent en permanence l'état électrique du réseau et qui élaborent des ordres de commande au circuit de déclenchement.
- ✓ Appareillages qui ont le rôle de coupure : disjoncteurs, interrupteurs-fusibles, contacteurs-fusibles.

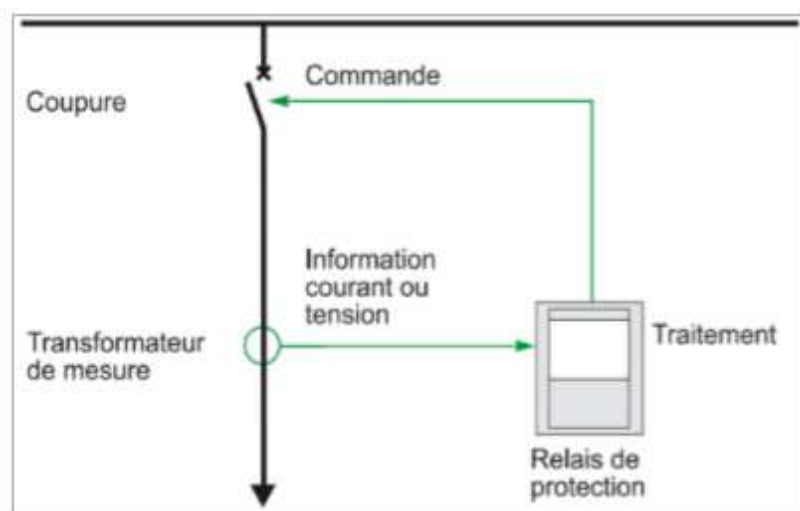


Fig II.1. Chaîne de protection

II/-3. Le rôle d'un système de protection:

Un système de protection doit :

- ✓ Préserver la sécurité des personnes et des biens.
- ✓ Eviter la destruction partielle ou totale des matériels.
- ✓ Assurer la meilleure continuité de fourniture possible.
- ✓ Eliminer les défauts en séparant l'élément défectueux du reste du système électrique par un organe de coupure.
- ✓ Eliminer un défaut par une protection et assurer éventuellement la protection de secours.
- ✓ Protéger certains matériels spécifiques : transformateurs, lignes/câbles HTA.
- ✓ Permettre la modification temporaire des fonctionnements (sensibilité, rapidité) pour
- ✓ Effectuer certaines opérations d'exploitation : travaux sous tension, mise en parallèle de transformateurs.

On utilise alors les dispositifs de protections contre :

- ✓ Les courts-circuits, entre phases et phase-terre ;
- ✓ Les surcharges ;
- ✓ Les perturbations de tension et électromagnétiques :
 1. Les surtensions à fréquence industrielle.
 2. Les surtensions d'origine atmosphérique.
 3. Les perturbations électromagnétiques.

II/-4. Les qualités d'un système de protection:

Les qualités d'un système de protection sont les suivantes [17] [18] [19] [20]:

1. La rapidité:

Les défauts sont des incidents qu'il faut éliminer le plus vite possible, c'est le rôle des protections dont la rapidité de fonctionnement est des performances prioritaires. Le temps d'élimination des courts-circuits comprend deux composantes principales:

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

2. **La sélectivité:**

La sélectivité est une capacité d'un ensemble de protections à faire la distinction entre les conditions pour lesquelles une protection doit fonctionner de celles où elle ne doit pas fonctionner.

Les différents moyens qui peuvent être mis en œuvre pour assurer une bonne sélectivité dans la protection d'un réseau électrique, les plus importants sont les types suivants:

- ✓ La sélectivité ampèremétrique par les courants : la grandeur à contrôler dans ce type de sélectivité est le courant. Un courant de circuit est d'autant plus faible sur un réseau que le point de défaut
- ✓ La sélectivité chronométrique par le temps: la notion de temps est associée à la grandeur contrôlée qui est le courant: une temporisation est volontairement affectée à l'action des dispositifs de protection ampèremétrique.
- ✓ La sélectivité logique par échange d'information : des échanges d'informations entre les unités de protection. Le courant y est représenté par la grandeur contrôlée
- ✓ La sélectivité par protection directionnelle: En l'absence de défaut, les courants entrant dans chaque élément d'une installation de distribution électrique sont égaux, Le rôle de la protection différentielle est de contrôler ces égalités, de mesurer la différence éventuelle entre deux courants (due à un défaut) et, pour un seuil prédéterminé, de donner un ordre de déclenchement.
- ✓ La sélectivité par protection différentielle: C'est à partir du courant, de la tension et du sens de l'écoulement de l'énergie que fonctionne ce type de protection. Cette protection agit lorsque le courant ou la puissance dépassent un certain seuil et que l'énergie se propage dans une direction anormale
- ✓ La sélectivité par protection de distance: C'est une protection d'impédance particulière dont l'application concerne les lignes HT des réseaux de transport d'énergie et, parfois, certains réseaux de distribution

3. **La sensibilité:**

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

- ✓ Le courant maximal qui est fixé par le dimensionnement des installations et est donc parfaitement connu.

- ✓ Un courant minimal dont la valeur est très difficile à apprécier et qui correspond à un court-circuit se produisant dans des conditions souvent exceptionnelles.

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

4. La fiabilité:

Une protection a un fonctionnement correct lorsqu'elle émet une réponse à un défaut sur le réseau en tout point conforme à ce qui attendu. A l'inverse, le fonctionnement incorrect comporte deux aspects qui sont le défaut de fonctionnement et le fonctionnement intempestif. Le défaut de fonctionnement ou non fonctionnement lorsqu'une protection qui aurait de fonctionner n'a pas fonctionné. Le fonctionnement intempestif est un fonctionnement non justifié, soit en l'absence de défaut, soit en présence d'un défaut pour laquelle la protection n'aurait pas à fonctionner. En effet, la fiabilité d'une protection, qui est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement incorrect c-à-d évité les déclenchements intempestifs, est une combinaison entre sûreté et sécurité. La sûreté est la probabilité de ne pas avoir de défaut de fonctionnement. Tandis que la sécurité est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement intempestif.

II/-5. Les concepts fondamentaux dans les systèmes de protection:

Le système de protection électrique est un grand système compliqué, donc on ne peut pas conçu un seul appareil pour protéger tout le système.

Les concepts fondamentaux dans un système de protection sont :

II/-5.1 Zone de protection:

Pour la protection, on divise le réseau électrique en zones délimitées par les disjoncteurs. Chaque zone doit être correctement protégée. Les zones se recouvrent pour ne pas laisser aucun point du réseau sans protection [17]

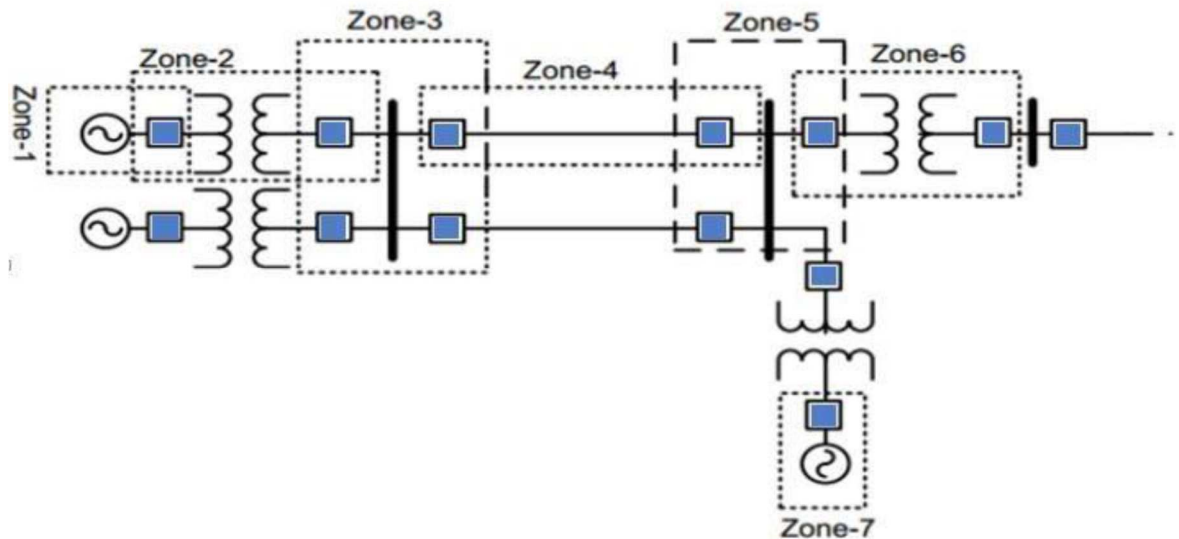


Fig II.2. les zones de protection

- Pour les relais de la zone 1 : Responsables de défaut qui est situé à l'intérieur du générateur.
- Pour les relais de la zone 2 : Responsables de tous les défauts qui se trouvent dans le transformateur.
- Pour les relais de la zone 3 : Responsables de tous les défauts qui se trouvent dans les jeux de bars (Bus bars).
- Pour les relais de zone 4 : Responsables de tous les défauts qui se trouvent sur les lignes de transport d'énergie (Transmission Lines).

Note : La protection dans chaque zone est en fait composée de plusieurs équipements de protection et pas un seul appareil pour détecter tous les types de défauts. Il y a un chevauchement entre les différentes zones de protection pour assurer qu'il n'y a pas de zones non protégées, en particulier la zone de jeux de bars (Bus bars).

II/-5.2 La Position du système de protection :

Le système de protection se trouve dans tous le système électrique (réseaux électrique), car il existe un système de protection séparé pour chaque élément protégé, par exemple, on le trouve au départ et l'extrémité de chaque ligne de transport (Transmission Line), et il se trouve aussi avec chaque générateur et transformateur.

Les appareils de protection sont placés dans les salles de commande des stations, et les disjoncteurs, les TC et les TT se placent soit dans la cour (postes extérieures), ou inclus dans le groupe de GIS (Gas Insulated Substation) dans les postes isolés par le gaz (poste blindé).

Fig. II.3 montre la vraie forme d'un ensemble d'éléments de protection des postes isolés par gaz SF6.

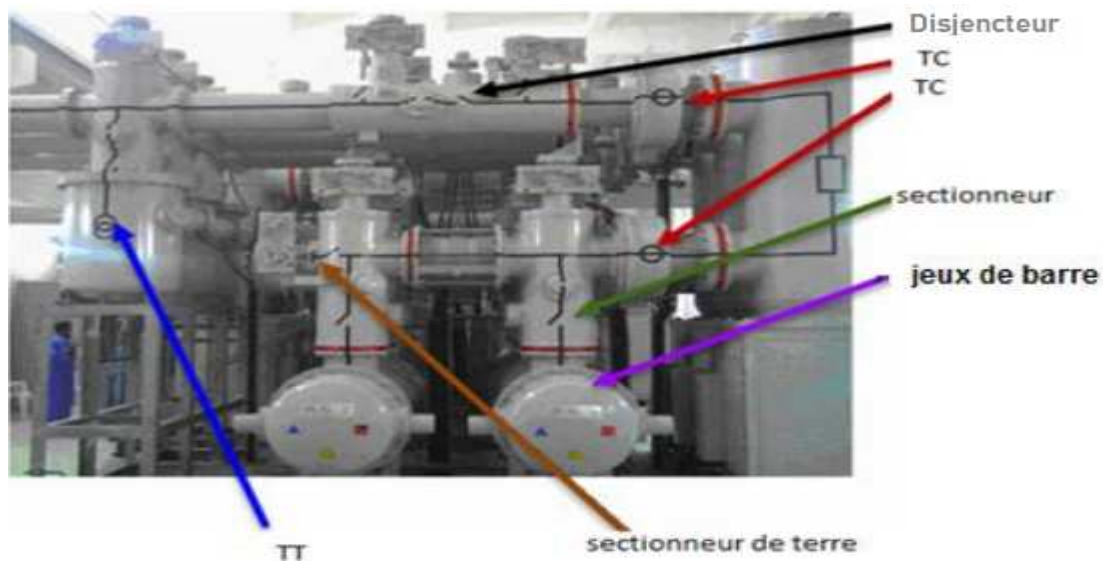


Figure II.3. Les éléments de protection des postes

II/-5.3 Le signal de défauts (Relaying Signal):

Quand il existe un défaut de fonctionnement, la valeur de tension et de courant change, tout signal utilisé dans la détection de défaut s'appelle signal de Relais (Relaying Signal).

Par exemple :

- **La fréquence** (peut augmenter ou diminuer)
- **La direction** du courant électrique (peut inverser le sens du courant, en particulier dans le cas des générateurs)
- **La valeur** d'impédance Z (peut se changer au changement des zones de défaut, cela peut aider à détecter la position de ce dernier)
- La différence entre la valeur du courant entré et le courant sorti à un élément (la grande Variation entre eux est à cause d'un défaut)

Un changement dans l'un de ces signaux (ou dans les valeurs de tension et du courant) supérieure des limites permises signifie que quelque chose d'anormal s'est produite dans le réseau et doit être découverte et étudiée, et on doit ensuite isoler le défaut du réseau [18].

II/-5.4. La protection principale et la protection de secours:

Le système de protection principal d'une zone peut également devenir un système de protection de secours à d'autres zones, à condition d'avoir des règles de coordination entre les différents systèmes de protection qui rendent la protection de secours fonctionne après quelque temps, après confirmation de l'échec de la protection principale pour détecter les défauts [17].

II/-5.5. La protection directionnelle:

Une protection directionnelle est un type de protection électrique se servant du sens du courant ou de l'écoulement de la puissance, active ou réactive, pour déterminer si la zone protégée subit un défaut. Lors l'une de ces trois valeurs dépassent un seuil et que le sens est anormal, la protection déclenche. Elle est utilisée pour protéger des lignes, des alternateurs, des transformateurs.

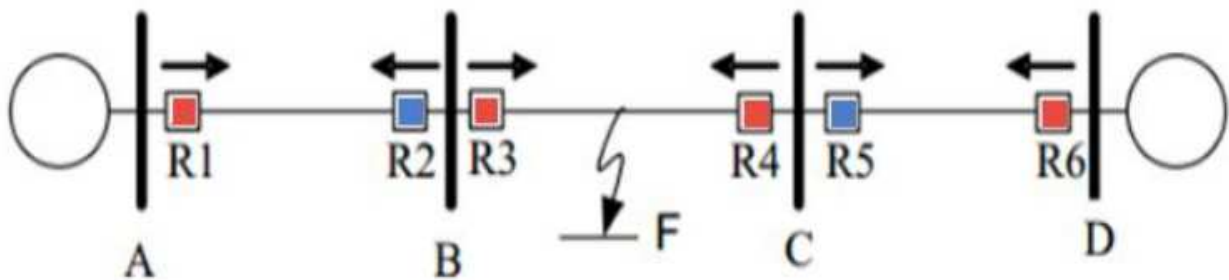


Fig II.4. La protection directionnelle

Quand Un défaut se produit au point f, R2 et R5 ne détecte pas le défaut, par contre R3,R1,R4, R6 le détecte et ils deviennent responsables à le couper suivant les règles de la coordination entre eux (sélectivité).

On peut distinguer deux types de défaut:

- ✓ défaut aval.
- ✓ défaut amont.

Le défaut F dans la figure II.4 est un défaut aval pour les R3, R1, R4, R6, et amont pour R2 et R5, on peut aussi le classer comme:

- ✓ défaut interne.
- ✓ défaut externe.

II/-6. Elément du système de protection :

Le schéma suivant représente le principe d'un système de protection :

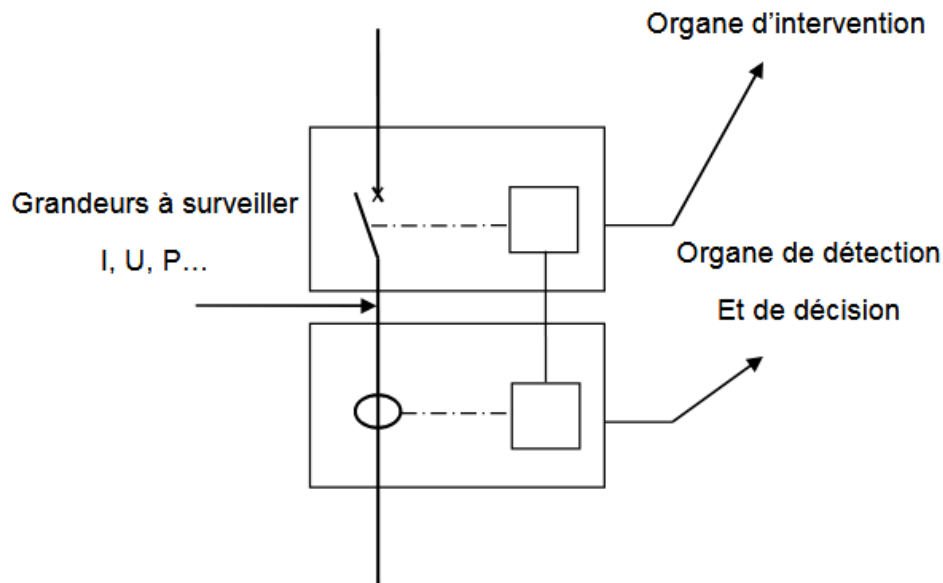


Figure.II.5 : Schéma de principe de la protection

II/-6.1 Le disjoncteur de haute tension :**1) Définition:**

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

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

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

2) Principe de fonctionnement :

La coupure d'un courant électrique par un disjoncteur est obtenue en séparant des courant dans un gaz (air, SF₆, etc.) ou dans un milieu isolant (par exemple à vide). Après la séparation des contacts, le courant continue de circuit à travers un arc électrique qui s'est établi entre les contacts du disjoncteur. Pour les disjoncteurs, le

principe de coupure retenu est la coupure du courant lorsqu'il passe par zéro (ceci se produit toutes les dix millisecondes dans le cas d'un courant alternatif à 50 Hz). En effet, c'est à cet instant que la puissance qui est fournie à l'arc électrique par le réseau est minimal (cette puissance fournie est même nulle à l'instant où la valeur instantanée du courant est nulle) [21].

3) Différents types de disjoncteur:

Le plus dangereux phénomène face aux disjoncteurs est l'arc électrique qui est créé entre leurs pôles, et ça permet la continuité d'un courant électrique entre les pôles (les disjoncteurs ne fonctionnent pas). C'est pourquoi les constructeurs ont développé de nombreux types de disjoncteurs ont le même objectif, mais se diffèrent dans le mode de fonctionnement.

a. Disjoncteur à huile:

La coupure dans l'huile est imposée en haute tension après avoir été développée en moyenne tension (ou haute 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 utilisée pour décomposer et évaporer l'huile, ceci permet de refroidir le milieu entre les contacts et par suite d'interrompre le courant à son passage par zéro [5].

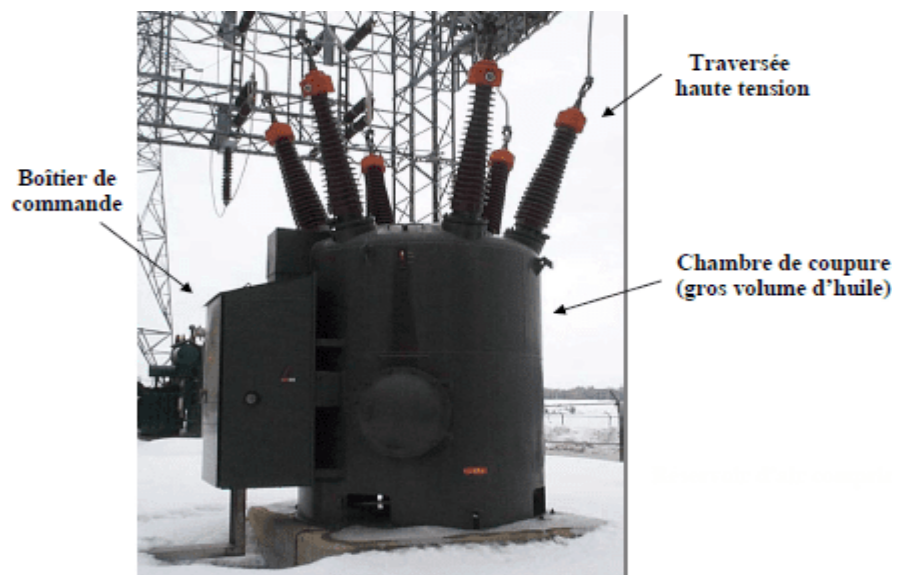


Fig II.6. Disjoncteur à huile

b. Disjoncteur à L'air:

Le gaz contenu dans les disjoncteurs à air comprimé est maintenu sous haute pression (20 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 [17].

Le soufflage intense exercé dans ces disjoncteurs a permis d'obtenir de très hautes performances (courant coupé jusqu'à 100 kA 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.

Un défaut des disjoncteurs à air comprimé est leur bruit très important à l'ouverture. De plus, ils nécessitent un entretien périodique, en particulier de leurs compresseurs, ceci explique qu'ils ont été progressivement supplantés par une autre génération de disjoncteurs, celle des disjoncteurs à SF6 [22]



Fig II.7. Disjoncteur à air comprimé

c. Disjoncteurs avec ampoules à vide:

Dans un disjoncteur à vide, l'arc est alimenté par les particules issues des contacts. La haute tenue diélectrique obtenue dans un vide poussé permet de tenir la tension transitoire de rétablissement entre contacts après interruption du courant. Le passage du courant dans des contacts de forme appropriée génère un champ magnétique qui entraîne la rotation de l'arc et évite que ce dernier reste attaché sur la même surface de contact. Il est ainsi possible d'éviter la fusion des contacts d'arc et une production excessive de

particules métalliques qui aurait limité la tenue de la tension après l'interruption du courant[23].

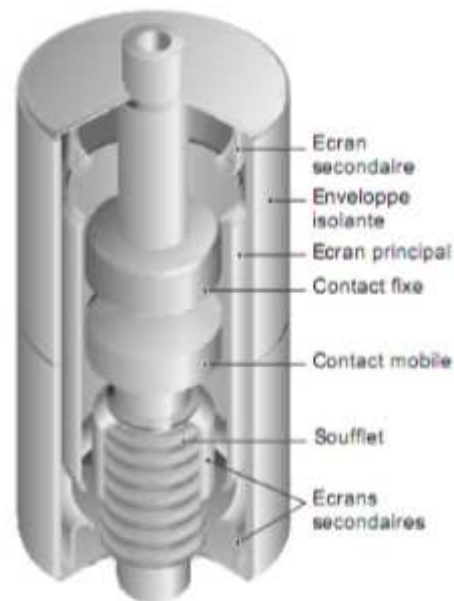


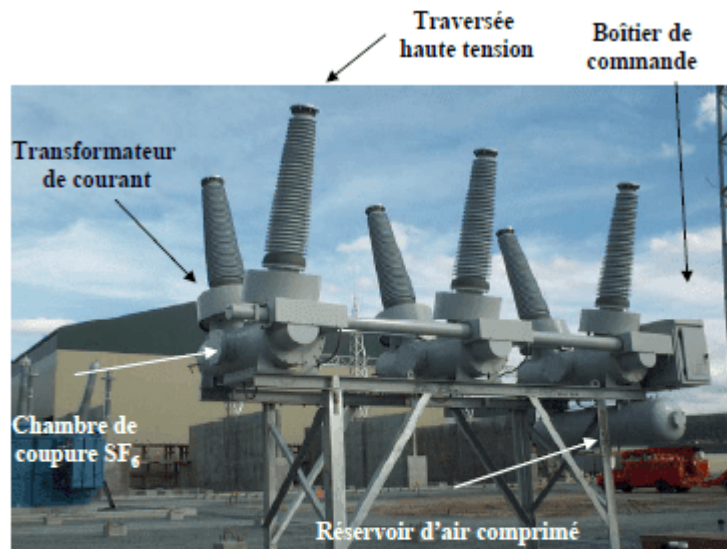
Fig II.8. Constitution d'une ampoule de coupure dans le vide

d. Disjoncteur à gaz sf6:

La mise au point de nouvelles générations de disjoncteur SF6 (hexafluorure de soufre) très performantes a entraîné dans les années 1970 la suprématie des appareils SF6 dans la gamme 7,2 kV à 245 kV. Sur le plan technique, plusieurs caractéristiques des disjoncteurs SF6 peuvent expliquer leur succès [24]:

- ✓ La simplicité de la chambre de coupure qui ne nécessite pas de chambre auxiliaire pour la Coupure.
- ✓ L'autonomie des appareils apportée par la technique auto-pneumatique (sans compresseur de gaz).
- ✓ La possibilité d'obtenir les performances les plus élevées, jusqu'à 63 kA.
- ✓ Le nombre de chambres de coupure est réduit (01 chambre en 245 kV, 02 chambres en 420 kV, 03 chambres pour la ligne de 550kV et 04 en 800 kV).
- ✓ Une durée d'élimination de court-circuit court, de 2 à 2,5 cycles en réseau THT.

- ✓ La durée de vie d'au moins de 25 ans.
 - ✓ Faible niveau de bruit.
 - ✓ Zéro maintenance (régénération du gaz SF₆ après coupure),
 - ✓ Eteint l'arc dix fois mieux que l'air.
- L'un des inconvénients de ce type d'appareil est son prix élevé.



Disjoncteur HT au SF₆

- 242 kV (alimentation 230 kV)
- 200 A nominal
- capacité d'interruption 40 kA

Fig II.9. Disjoncteur gaz SF₆

II/-6.2. Relais :

1) Définition:

Le relais est un dispositif à action mécanique ou électrique provoquant le fonctionnement des systèmes qui isolent une certaine zone du réseau en défaut ou actionnant un signal en cas de défaut ou de conditions anormales de marche (alarme, signalisation,...) [18]

2) Types des relais :

Il existe essentiellement trois types de relais:

a. Les relais électromécaniques :

Ce relais est basé sur le principe d'un disque d'induction actionné par des bobines alimentées par des variables électriques du réseau via des transformateurs de courant et de tension. Un ressort de rappel réglable

détermine la limite de l'action du disque sur un déclencheur (points de réglage) [19] [20]

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

Les inconvénients de ces dispositifs sont:

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

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

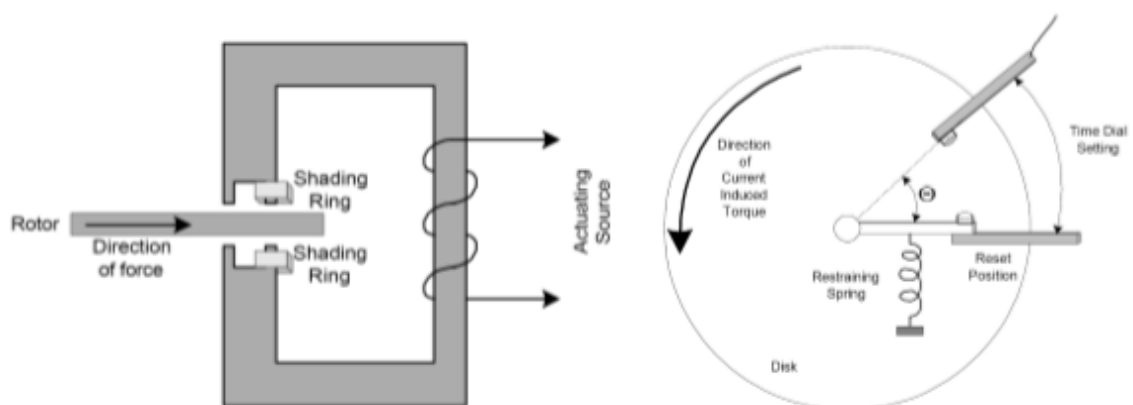


Fig II.10. Relais électromagnétique à induction par disque simple.

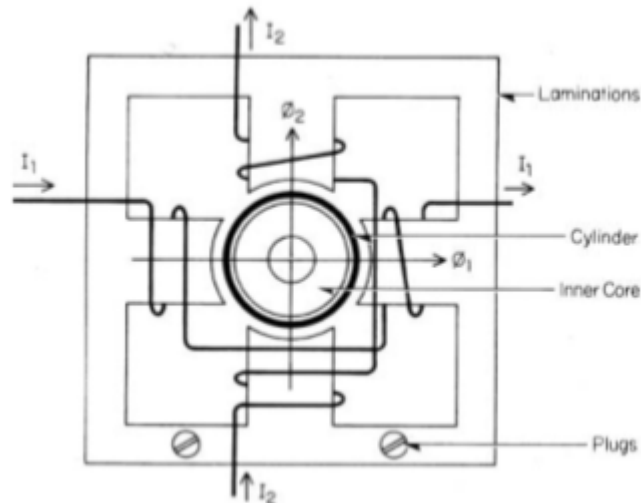


Fig II.11. Relais électromagnétique à induction par disque cylindrique

b. Les Relais statique:

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

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

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

Les inconvénients de ces dispositifs demeurent :

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

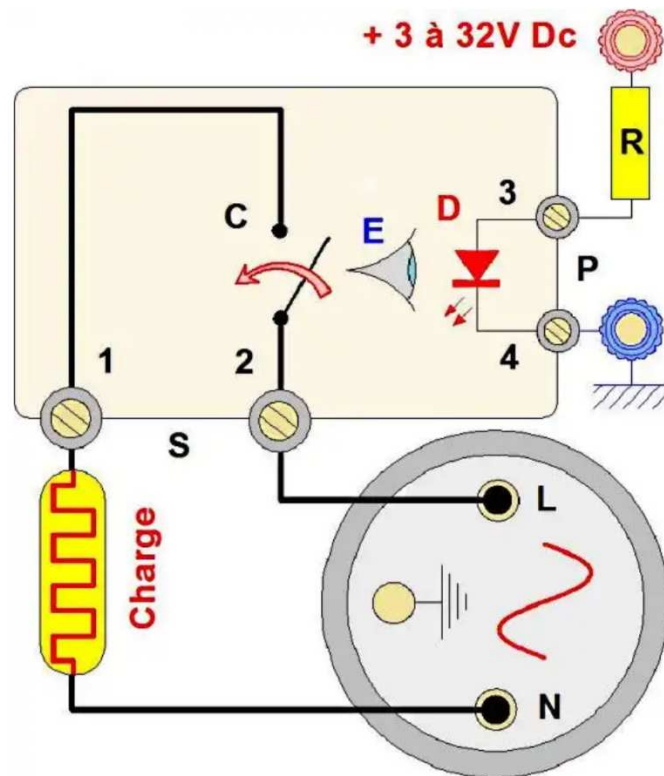


Fig II.12. schéma d'un relais statique

c. Les Relais numériques:

La technologie numérique a fait son apparition au début des années 1980. Avec le développement des microprocesseurs et des mémoires, les puces numériques ont été intégrées aux équipements de protection.

Les protections numériques, sont basées sur le principe de la transformation de variables électriques du réseau, fournies par des transformateurs de mesure, en signaux numériques de faible voltage. L'utilisation de techniques numériques de traitement du signal permet de décomposer le signal en vecteurs, ce qui autorise un traitement de données via des algorithmes de protection en fonction de la protection désirée. En outre, ils sont équipés d'un écran d'affichage à cristaux liquides sur la face avant pour le fonctionnement local.

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

- ✓ Intégration de plusieurs fonctions pour réaliser une fonction de protection complète dans une même unité.
- ✓ Le traitement et le stockage de données.

- ✓ L'enregistrement des perturbations du réseau (perturbographe).
- ✓ Le diagnostic des dispositifs connectés (disjoncteurs,etc.).

II/-6.3. Transformateur de tension:

a) Définition:

Selon la définition donnée par la commission électrotechnique internationale (C.E.I), un transformateur de tension ou potentiel est un « transformateur de mesure dans lequel la tension secondaire est, dans les conditions normales d'emploi, pratiquement proportionnelle à la tension primaire et déphasée par rapport à celle-ci d'un angle voisin de zéro, pour un sens approprié des connexions ». On utilise aussi le terme transformateur de potentiel (TP).

Il s'agit donc d'un appareil utilisé pour la mesure de fortes tensions électriques. Il sert à faire l'adaptation entre la tension élevée d'un réseau électrique HTA ou HTB (jusqu'à quelques centaines de kilovolts) et l'appareil de mesure (voltmètre, ou wattmètre par exemple) ou le relais de protection, qui eux sont prévus pour mesurer des tensions de l'ordre de la centaine de volts.



Fig II.13. Transformateur de tension

b) Les différents types de Transformateur de Tension :**1. Transformateur de tension inductif :**

Il s'agit en fait d'un transformateur assez classique, mais prévu pour ne délivrer qu'une très faible puissance au secondaire.

C'est un véritable transformateur, dont le primaire reçoit la tension du réseau, et le secondaire restitue une tension image égale à 100V entre phases lorsque la tension primaire est égale à la tension nominale. C'est le même enroulement qui fournit la tension aux protections et aux autres équipements.

Les difficultés rencontrées pour la réalisation de cet appareil sont [18][19]:

- Fourniture d'une tension secondaire avec la précision requise lorsque la tension primaire est faible. En effet, dans ce cas, les phénomènes d'hystérésis sont particulièrement sensibles. Pour les appareils de précision on est conduit à utiliser des circuits magnétiques avec entrefer.

- Charges "piégées" lors de cycles de déclenchement et réenclenchement. En effet, après ouverture des disjoncteurs d'une phase saine, la phase reste chargée. Un régime oscillatoire amorti apparaît, créé par la capacité de la ligne et l'inductance de l'appareil. Elle peut être à très basse fréquence, ce qui provoque la saturation de son circuit magnétique. Au réenclenchement il fournit alors une tension très faible, ce qui peut entraîner un fonctionnement incorrect des protections. Là aussi, pour se prémunir de ce phénomène, il faut fonctionner avec une induction nominale faible, en utilisant un entrefer. Mais ceci conduit à une puissance de précision faible.

2. Transformateur de tension capacitif :

Transformateur de tension condensateur (TTC), ou transformateur de tension avec capacité conjuguée (CCVT en anglais) est un transformateur de puissance utilisé dans les systèmes de démissionner extra signaux haute tension et de fournir un signal basse tension, pour la mesure, ou d'opérer un relais de protection Dans sa forme la plus basique, l'appareil se compose de trois parties: deux condensateurs à travers lesquels le signal de ligne de transmission est divisé, un élément inductif pour régler l'appareil sur la fréquence de ligne, et un transformateur d'isolement de l'activité en aval de la tension pour l'instrumentation ou la protection de relais. L'appareil dispose d'au moins quatre terminaux: un terminal pour la connexion au signal haute tension, une borne de terre, et deux bornes du secondaire qui se

connectent à l'instrumentation ou au relais de protection. Les TTC sont généralement à simple phase de dispositifs utilisés pour mesurer les tensions de plus d'une centaine de kilovolts où l'utilisation de transformateurs de tension ne serait pas rentable. Dans la pratique, le condensateur C1 est souvent construit comme une pile de petits condensateurs connectés en série. Cela fournit une chute de tension importante sur C1 et une baisse relativement faible tension aux bornes de C2.

Le TTC est également utile dans les systèmes de communication. Les TTC en combinaison avec des pièges d'ondes sont utilisées pour le filtrage des signaux haute fréquence de communication de la fréquence d'alimentation.

3. Transformateur de tension optiques:

Ces appareils sont encore expérimentaux. Ils utilisent l'effet des champs électriques et magnétiques sur le plan de polarisation de la lumière :

A) - Les réducteurs de tension utilisent l'effet Pokkels : On fait circuler un rayon laser polarisé à l'intérieur d'une fibre optique réalisée avec un verre de qualité particulière, flint lourd, et enroulée dans un champ électrique créé par la tension. Le plan de polarisation de la lumière tourne d'un angle proportionnel à ce champ. Un analyseur et un amplificateur placés à l'extrémité de la fibre permettent d'obtenir un signal électrique image de la tension primaire.

B) - Les réducteurs de courant utilisent l'effet Faraday : On fait de même circuler un rayon laser polarisé à l'intérieur d'une fibre optique enroulée dans un champ magnétique créé par le courant primaire. Le plan de polarisation de la lumière tourne d'un angle proportionnel au champ magnétique. Le traitement est ensuite identique au précédent.

Ces appareils, outre les améliorations escomptées sur la précision, l'encombrement et le prix, ont l'avantage de s'affranchir totalement des problèmes de saturation. De plus les contraintes de sécurité inhérentes aux réducteurs classiques sont supprimées. Cependant ils ne sont compatibles qu'avec des protections à faible niveau d'entrée. De plus, il n'existe pas, actuellement, de protocole de dialogue normalisé entre les réducteurs et les équipements utilisateurs: protections, automates. Ceci impose de confier au même constructeur l'ensemble réducteurs - protections, ce que les utilisateurs n'acceptent pas.

II/-6.4. Transformateur de courant :

a) Définition:

Selon la définition de la commission électrotechnique internationale (C.E.I), "un transformateur de courant est un transformateur de mesure dans lequel le courant secondaire est, dans les conditions normales d'emploi, pratiquement proportionnel au courant primaire et déphasé par rapport à celui-ci d'un angle approximativement nul pour un sens approprié des connexions". La notion de transformateur de courant est un abus de langage, mais elle a été popularisée dans l'industrie. L'expression « transformateur d'intensité » est sans doute plus exacte. On utilise fréquemment les abréviations TC ou TI.

- Les transformateurs de courant ont deux fonctions essentielles :

- Adapter la valeur du courant MT du primaire aux caractéristiques des appareils de mesure ou de protection en fournissant un courant secondaire d'intensité proportionnelle réduite.
- Isoler les circuits de puissance du circuit de mesure et/ou de protection.

La fonction d'un transformateur de courant phase est de fournir à son secondaire (I_s) un courant proportionnel au courant primaire (I_p) mesuré. L'utilisation concerne autant la mesure (comptage) que la protection.



Fig II.14. Transformateur de courant

b) Caractéristiques:

Le transformateur de courant est constitué de deux circuits, primaire et secondaire, couplés par un circuit magnétique. Avec plusieurs spires au primaire, l'appareil est de type bobiné. Avec un primaire réduit à un simple conducteur traversant le capteur, l'appareil est à barre passante (primaire intégré constitué par une barre de cuivre), ou traversant (primaire constitué par un conducteur non isolé de l'installation), ou tore (primaire constitué par un câble isolé).

Les TC est caractérisés par les grandeurs suivantes :

A) Niveau d'isolement assigné :

- C'est la tension la plus élevée à laquelle le primaire du TC est soumis.
- Rappelons que le primaire est au potentiel de la HT et le secondaire a très généralement une de ses bornes à la terre.
- Comme pour tout matériel, on définit également :
 - ✓ Une tension maximum de tenue 1min à fréquence industrielle.
 - ✓ Une tension maximum de tenue à l'onde de choc.

B) Le rapport assigné de transformation (I_p/I_s) :

- Il est donné sous la forme du rapport des courants primaires et secondaires I_p/I_s .
- Valeurs normales des courant secondaire assigné est généralement 5 A ou 1 A
 - Valeurs normales des courants primaires assignés (en A) : 10 - 12,5 - 15 - 20 - 25 - 30 - 40 - 50 - 60 - 75 et leurs multiples ou sous-multiples décimaux.

C) Précision (FLP):

- Elle est définie par l'erreur composée pour le courant limite de précision.
- Le facteur limite de précision (FLP) est le rapport entre le courant limite de précision et le courant assigné.

D) Puissance de précision:

- Puissance apparente en VA, que le TC peut fournir au secondaire pour le courant secondaire assigné pour lequel la précision est garantie.
- La puissance est consommée par tous les appareils connectés ainsi que les fils de liaison.
- Si un TC est chargé à une puissance inférieure à sa puissance de précision, sa précision réelle est supérieure à la précision assignée, réciproquement un TC trop chargé perd en précision.

E) Courant de courte durée admissible:

Exprimé en kA efficace, le courant (I_{th}) maximum admissible pendant 1 seconde (le secondaire étant en court-circuit) représente la tenue thermique du TC aux

surintensités. Le TC doit supporter le courant de court-circuit pendant le temps nécessaire à son élimination. Si le temps d'élimination t est différent de 1 seconde, le courant que le TC peut supporter est I_{th} / \sqrt{t} .

Remarques:

- Il ne faut jamais laisser le secondaire d'un transformateur de courant ouvert.
- On ne peut pas utiliser un transformateur de courant en courant continu.
- Dans chaque phase de réseaux électrique on trouve un transformateur de courant.

c) Types industriels :

A) - Modèles classiques à noyau de fer :

Pour les courants alternatifs de basse fréquence, on utilise en général un transformateur avec peu de spires au primaire, et beaucoup au secondaire. Dans certains cas, il y aura même une seule spire au primaire. Dans ce cas le transformateur de courant prendra la forme d'un tore, traversé par le circuit électrique. Il n'y aura donc pas de bobinage primaire à proprement parler : la spire est constituée par le passage du circuit électrique à l'intérieur du circuit magnétique torique.

B) - Modèles à tore de Rogowski :

Les tores de Rogowski sont assimilables à des transformateurs de courants spécifiques, bien qu'ils délivrent usuellement en sortie une tension proportionnelle à la dérivée du courant et non un courant proportionnel au courant d'entrée. Ils sont largement utilisés dans le domaine de la HTA.

C) - Modèles dits "non conventionnels":

On désigne sous ce nom des modèles fonctionnant sur le principe de l'effet Hall (courant électrique traversant un matériau baignant dans un champ magnétique engendre une tension perpendiculaire à ceux-ci.) ou de l'effet Faraday (L'effet Faraday est un effet magnéto-optique découvert par Michael Faraday en 1845. Il apparaît dans la plupart des matériaux diélectriques transparents lorsqu'ils sont soumis à des champs magnétiques. Ce fut la première mise en évidence du lien entre magnétisme et lumière : le fait que la lumière contienne un champ magnétique fait maintenant partie de la théorie du rayonnement électromagnétique). Leur utilisation est peu courante, et en général réservé à des applications spécifiques comme la mesure de courants continus.

d) Modélisation [19]:

Un transformateur de courant est constitué d'un circuit primaire et d'un circuit secondaire couplés par un circuit magnétique et d'un enrobage isolant, en époxy silice

dans le cas des transformateurs Merlin Gerin et Siemens par exemple. L'appareil est de type :

- Bobiné : lorsque le primaire et le secondaire comportent un bobinage enroulé sur le circuit magnétique,
- Traversant : primaire constitué par un conducteur non isolé de l'installation,
- Tore : primaire constitué par un câble isolé.

Importance du choix des TC: La précision de fonctionnement des appareils de mesure ou de protection dépend directement de la précision du TC.

Principe de fonctionnement: Un TC débite souvent sur une charge plutôt résistive (R_c + sa filerie), et peut être représenté par le schéma équivalent ci-dessous.

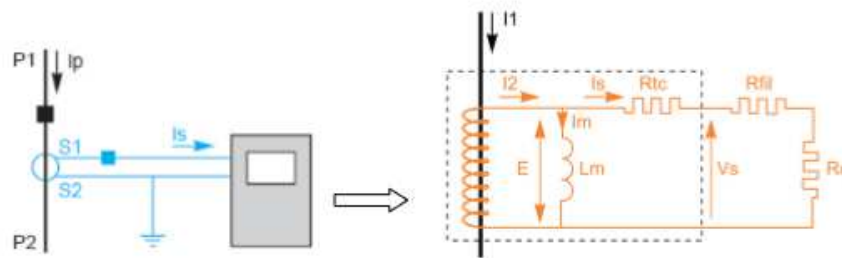


Fig II.15. Schéma équivalent du circuit secondaire d'un TC

e) II/-6.4. Fusible:

a- Généralités :

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

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

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

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

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

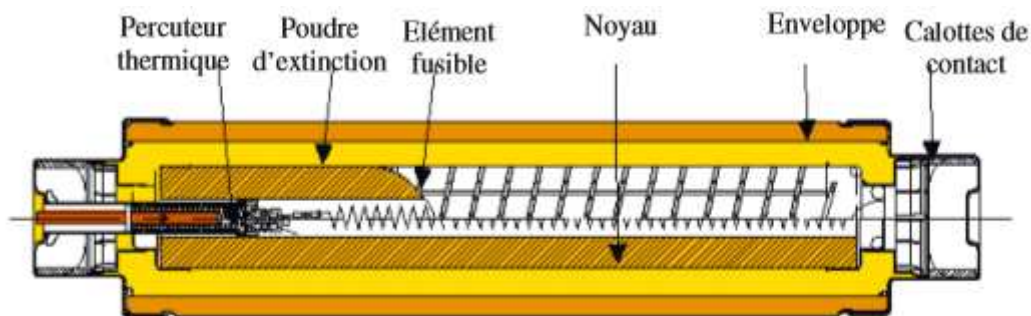


Fig II.16. Coupe schématique d'un fusible HTA.

b- Caractéristiques [20][21]:

- ✓ Tension assignée (U_n) : C'est la tension entre phases (exprimée en kV) la plus élevée du réseau sur laquelle pourra être installé le fusible. Dans la gamme moyenne tension, des tensions assignées préférentielles ont été fixées : 3,6 - 7,2 - 12 - 17,5 - 24 et 36 kV.
 - ✓ Courant assigné (I_n) : C'est la valeur du courant que le fusible peut supporter en permanence sans échauffement anormal.
 - ✓ Courant minimal de coupure assigné (I_3) : C'est la valeur minimale du courant qui provoque la fusion et la coupure du fusible. Ces valeurs sont comprises entre 3 et 5 fois la valeur de I_n .
- ❖ Remarque : il ne suffit pas pour un fusible de fondre pour interrompre le passage du courant. Pour des valeurs de courant inférieures à I_3 , le fusible fond, mais peut ne pas couper le courant. L'arc reste maintenu jusqu'à ce qu'une intervention extérieure interrompe le courant. Il est donc impératif d'éviter la sollicitation d'un fusible dans la zone comprise entre I_n et I_3 .
- ✓ Courants critiques (I_2) : (courants donnant des conditions voisines de l'énergie d'arc maximale). Cette intensité soumet le fusible à une plus grande

sollicitation thermique et mécanique. La valeur de I_2 varie entre 20 et 100 fois la valeur de I_n , selon la conception de l'élément fusible. Si le fusible peut couper ce courant, il peut aussi garantir la coupure de courant pour toutes les valeurs comprises entre I_3 et I_1 .

- ✓ Courant maximal de coupure assigné (I_1) : C'est le courant présumé de défaut que le fusible peut interrompre. Cette valeur est très élevée (allant de 20 à 63 kA).
- ❖ Remarque : il est nécessaire de s'assurer que le courant de court-circuit du réseau est au plus égal au courant I_1 du fusible utilisé.

II/-7. Les appareils de coupure :

II/-7.1. Le disjoncteur à réenclenchement automatique (recloser) : Ce dispositif ouvre le circuit lors de l'apparition d'un défaut et le referme après un délai compris entre une fraction de seconde et quelques secondes, deux ou trois fois selon l'ajustement des dispositifs de commande interne. Si le défaut ne disparaît pas après ces tentatives, le disjoncteur ouvre le circuit en permanence et une équipe de réparation doit aller sur les lieux pour le réarmer.

II/-7.2. Interrupteur HTA : Appareils qui peuvent couper les faibles courants capacitifs des lignes de transport ou les courants d'excitation des transformateurs, mais qui ne peuvent pas interrompre les courants de charges normaux.

II/-7.3. Sectionneurs : Appareils qui n'ont aucun pouvoir de coupure, ils ne permettent d'ouvrir un circuit qu'en l'absence de tout courant. Ils sont utilisés pour isoler un ensemble de circuit, un appareil, une machine, une section de ligne aérienne ou de câble, afin de permettre au personnel d'exploitation d'y accéder sans danger.

II/-8. Les différents types de protection [25] :

Les protections sont utilisées pour détecter et isoler tout phénomène anormal pouvant se produire sur un réseau électrique. La fonction de protection est réalisée par des relais ou des appareils multifonctions, qui comparent en permanence les grandeurs électriques du réseau à des seuils réglables. En fonction du type de protection, les grandeurs mesurées par les capteurs peuvent être : courant, tension, fréquence et les grandeurs calculées peuvent alors être : puissances, impédances. Lorsque la mesure dépasse le seuil, la protection donne des ordres d'action comme l'ouverture du disjoncteur, après une temporisation. Cette

temporisation est la somme du temps de coupure du disjoncteur (temps de mesure, de calcul de l'algorithme, de réponse de l'appareil et le temps d'élimination de l'arc), des tolérances de temporisation (marge de sécurité afin d'éviter les doubles déclenchements).

On présente quelques types de protection :

II/-8.1. La protection ampèremétrique :

Les protections ampèremétriques mesurent la valeur de courant de phase ou de terre. C'est pourquoi il existe des protections à maximum de courant phase et des protections à maximum de courant terre. Ces deux types de protections ampèremétriques peuvent aussi être munies d'une fonction de directionnalité.

- **Les protections à maximum de courant phase** Ce type de protection est utilisé pour détecter les surintensités monophasées, biphasées ou triphasées. La grandeur mesurée est alors le courant. Lorsqu'un, deux ou trois des courants concernés dépassent la consigne correspondant au seuil, la protection devient active et déclenche. La protection peut être utilisée avec une temporisation qui bloque la commande de déclenchement pendant un temps égal à la temporisation sélectionnée (de fonctionnement). Suivant le calcul de la temporisation en fonction du courant mesuré, il existe des protections à temps indépendant (ou constant) et à temps dépendant (ou inverse).
- **Les protections à temps indépendant** ont une temporisation constante, indépendante de la valeur du courant. La courbe de déclenchement est simple et définit une zone de fonctionnement limitée à gauche par le seuil de fonctionnement en courant, $S I$ - seuil de courant, et en bas par le retard de fonctionnement de la protection, T - temporisation.

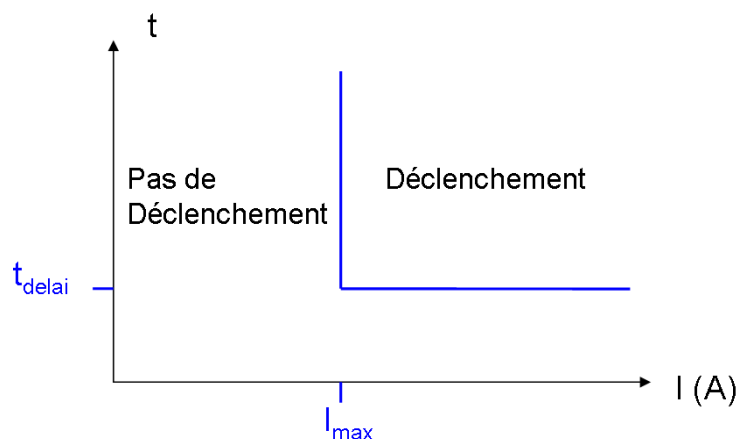


Fig II.17. Protection à temps indépendant

- **Les protections à temps dépendant** ont une temporisation dépendant du rapport entre le courant mesuré et le seuil de fonctionnement. On l'appelle inverse parce que le retard diminue avec l'augmentation du courant mesuré, à l'image de la fusion d'un fusible en fonction de la surintensité qui le parcourt.

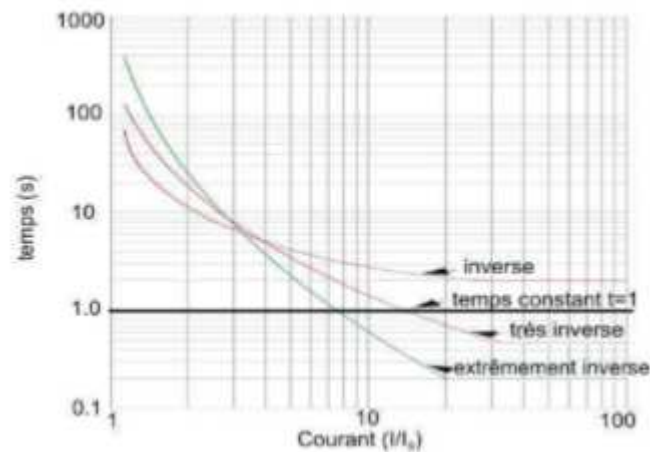


Fig II.18. Protection à temps dépendant

- **Les protections à maximum de courant de terre** Les protections ampèremétriques de terre sont utilisées pour détecter les défauts à la terre, Elles sont activées lorsqu'il y a un courant résiduel qui circule dans la terre.

II/-8.2. La protection différentielle:

Le principe de la protection différentielle consiste à comparer les courants aux deux extrémités de la zone surveillée. Les différences entre ces courants sont détectées et la protection signale la présence de défaut. Elle est intrinsèquement sélective en ne détectant que les défauts internes et pas les défauts externes. La protection différentielle est avantageuse parce qu'elle peut détecter des courants de court-circuit inférieurs au courant nominal et aussi parce que la temporisation peut être très faible. Elle peut protéger une zone de réseau (un ou plusieurs câbles), un jeu de barres ou un transformateur.

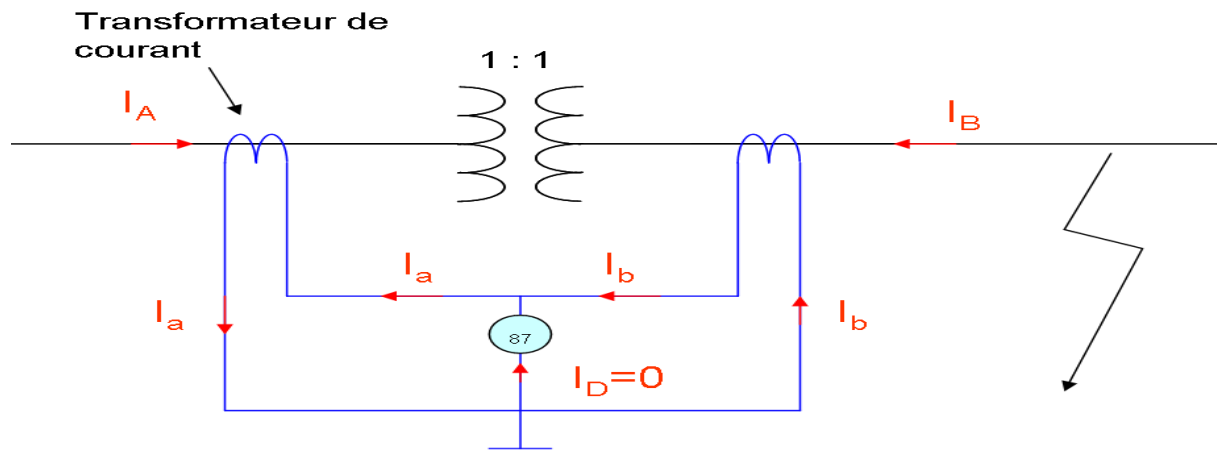


Fig II.19. Le principe de fonctionnement de la protection différentielle

La stabilité de la protection différentielle est sa capacité à rester insensible s'il n'y a pas de défaut interne à la zone protégée, même si un courant différentiel est détecté (courant magnétisant de transformateur, courant capacitif de ligne, courant d'erreur dû à la saturation des capteurs de courant).

Il y a plusieurs types des protections différentielles:

- à haute impédance ;
- à fil pilote de câbles ;
- pour les transformateurs

II/-8.3. La protection de distance :

On utilise un relais capable de mesurer l'impédance d'une ligne instantanément. En effet, l'impédance d'une ligne électrique est proportionnelle à sa longueur.

Le principe de base de la protection de distance implique la division de la tension au point de mesure par le courant mesuré. Par exemple l'impédance apparente ainsi calculée est comparée avec l'impédance de la ligne Z_L . Si l'impédance mesurée est inférieure à Z_L (soit de 0 à 100 %), on suppose qu'il y a un défaut sur la ligne entre le relais et l'extrémité de la ligne ainsi protégée.

Dans le cas des réseaux maillés, on peut utiliser des protections de distance qui protègent chaque ouvrage.

II/-8.4. La protection wattmétriques homopolaire :

Dans le cas de mise à la terre du neutre HTA par bobine de compensation, le courant dans le neutre, en cas de défaut monophasé, a deux composantes l'une active et l'autre réactive qui

compense le courant capacitif homopolaire. Si cette composante réactive est du même ordre de grandeur que le courant capacitif et si la composante active est faible, le courant de défaut sera fortement réduit. Le courant vu par la protection du départ en défaut peut être inférieur en module à celui vu sur un départ sain. Cela signifie que les protections à critère ampèremétrique, qu'elles soient à temps constant ou à temps dépendant, sont inadaptées. Lorsque le courant de défaut maximal est inférieur à quelques dizaines d'ampères, les défauts monophasés à la terre, fugitifs et semi permanents (environ 90 %) deviennent auto extincteurs.

Les protections wattmétriques homopolaires sont installées sur les arrivées des jeux de barre et sur les départs HTA (en cas de départs fortement capacitifs ou de mise à la terre du neutre HTA par bobine de compensation).

Le fonctionnement repose sur le fait que, lors d'un défaut, dans les départs sains, ne circulent que des courants résiduels résultant de leurs capacités homopolaires et seul le départ en défaut "voit" circuler un courant actif homopolaire. En effet, en parallèle de la bobine de compensation, il y a une résistance de mise à la terre qui crée ce courant actif.

Les critères de fonctionnement peuvent être :

- ✓ la puissance wattmétrique homopolaire : $V_0 I_0 \cos \varphi$
- ✓ le courant actif homopolaire : $I_0 \cos \varphi$. Son fonctionnement est similaire à celui des protections terre, mais en plus, il est nécessaire de connaître l'angle.

φ est l'angle entre I et V , ou bien, entre I et la droite passant par V . Ce type de protection est sensible au courant résiduel actif circulant sur le départ qu'elle protège.

La sensibilité de la protection dépend des trois éléments suivants :

- ✓ Seuil de la protection,
- ✓ Courant actif généré par l'impédance de mise à la terre du neutre,
- ✓ Courant réactif résultant du désaccord entre le courant réactif (selfique) de l'impédance de mise à la terre du neutre et la capacité homopolaire des phases saines du réseau.

II/-8.5. Les protections voltométrique homopolaires :

Le principe de fonctionnement est simple : lorsqu'un défaut à la terre apparaît, la tension homopolaire, qui était nulle, devient importante. Si on mesure la tension homopolaire, on peut détecter la présence d'un défaut à la terre. Le réglage est exprimé en pourcentage de la valeur

nominale de la tension simple (10-20%). Le relais voltmétrique homopolaire est connecté à un générateur de tension homopolaire (transformateur avec le secondaire en triangle ouvert)

Elle a quelques inconvénients :

- ✓ Sélectivité très faible
- ✓ Sensibilité moyenne

Les protections sont utilisées par les producteurs autonomes et les clients HTA et en association avec d'autres protections pour les réseaux à neutre compensé.

II/-9. Conclusion:

Dans tous les réseaux électriques, on trouve un système de protection qui se compose des éléments de protection, ils ont pour fonction de mesurer la grandeur à surveiller et d'exécuter une décision de coupure si la grandeur dépasse un seuil prédéterminé. Dans ce chapitre nous avons donné un aperçu sur le système de protection, les principaux éléments de protection utilisés dans le réseau électrique Et les différents types de protection.

CHAPITRE III :
LES DÉFAUTS
DANS LE RÉSEAU
ÉLECTRIQUE

III/-1. Introduction :

Le réseau électrique est conçu pour supporter une intensité bien déterminée, mais parfois il peut être le siège de perturbations accidentelles dues à des causes non prévisibles (court circuit, ...etc.). Ces perturbations ont un pouvoir de gravité destructeur pour le matériel et parfois pour le personnel exploitant. Les réseaux HT ont de fortes chances d'être le siège de défauts ayant pour origine un corps étranger (branche, oiseaux, ...etc.).

Dans ce chapitre, on va étudier les différents types de défauts, leurs pourcentages réels, leurs causes et leurs conséquences. Par la suite, on va présenter les calculs des courants de défauts monophasé, biphasé et triphasé

III/-2. Définition de défaut:

On appelle un défaut, toute perturbation qui engendre une augmentation ou une diminution anormale des paramètres électriques d'un réseau électrique, ce sont les variations anormales de la tension, de l'intensité et de la fréquence. Le défaut est caractérisé par un phénomène non conforme au fonctionnement normal du réseau et pouvant dans certains cas conduire à un effondrement électrique de celui-ci et la mise en danger de son environnement.

III/-3. Origines des défauts:

Les défauts dans un réseau électrique peuvent avoir différentes origines [14] :

- ✓ Mécanique (une rupture de conducteurs ou une liaison électrique accidentelle entre deux condensateurs par un corps étranger) .
 - ✓ Electrique (une dégradation de l'isolement entre phases ou entre une phase et la masse ou la terre, ou suite à des surtensions à cause de manœuvres ou coups de foudre).
 - ✓ Humaine, par exemple la mise à la terre d'une phase, un couplage entre deux sources de tension différentes ou des phases différentes ou la fermeture par erreur d'un appareil de coupure.
 - ✓ Atmosphériques : Les lignes aériennes sont soumises aux perturbations extérieures telles que la foudre, les tempêtes ou le givre
- a. Les réseaux aériens:** Les hauteurs au-dessus du sol, les distances d'isolement entre phases et les lignes de fuite des isolateurs rendent les lignes aériennes particulièrement sensibles à l'environnement.

Les causes principales de ces défauts sont:

- les agressions atmosphériques, (foudre, tempête) 45%
- les chutes d'arbres 18%
- les défaillances des matériels 13%

b. Les réseaux souterrains: Leur pose dans la terre les protège des conditions atmosphériques, mais les rend invisibles pour des travaux de proximité. Ainsi la répartition des principales origines de ces défauts est :

- travaux des tiers 30%
- défaillances de matériels 30%

III/-4. Caractéristiques des défauts:

Les défauts sont caractérisés par leur forme, leur durée et l'intensité du courant on utilise souvent, comme l'Electrotechnicien des réseaux, le terme de défaut pour les désigner [26].

a. Forme des défauts:

- ✓ Les défauts triphasés PPP : entre les trois phases du réseau avec ou sans liaison à la terre
- ✓ Les défauts biphasés PP isolé: entre deux phases du réseau.
- ✓ Les défauts biphasés à la terre PPT: entre deux phases du réseau et la terre.
- ✓ Les défauts monophasés PT: entre une phase du réseau et la terre.

Le premier type, appelé aussi triphasés symétriques, est peu fréquent, mais la connaissance de sa valeur est très utile afin d'assurer une protection adéquate des réseaux électriques; car l'élément de base chargé de cette fonction protection est le disjoncteur; pour qu'un disjoncteur fonctionne correctement, il faut que son pouvoir de coupure doit être supérieur au courant maximum d'un court-circuit PDC $> I_{cc \text{ triphasé}}$

Les trois derniers types sont plus fréquents et peuvent donner lieu à des courants de court-circuits élevés [27].

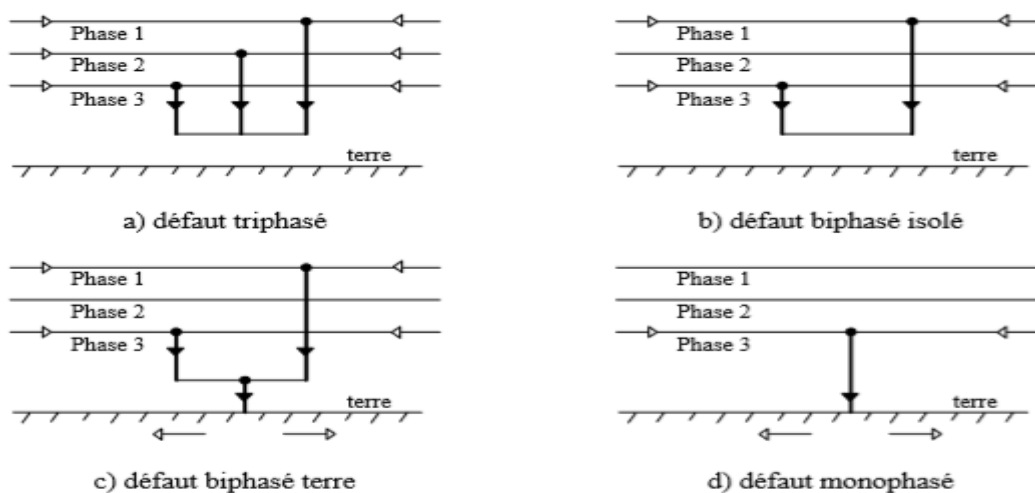


Fig III.1. Différentes formes des défauts

b. La Durée de défaut : On effectue généralement le classement des défauts en fonction de leur durée. Cette dernière a un impact sur le comportement des protections. On distingue les défauts [24] :

- ✓ **Défauts auto-extincteurs:** Ils disparaissent naturellement avant le fonctionnement des protections, en une durée inférieure à environ 100 ms.
- ✓ **Défauts fugitifs:** Ils nécessitent le fonctionnement des protections et sont éliminés par les automatismes de reprise de service après une ouverture d'environ 0,3 s ou par le disjoncteur shunt.
- ✓ **Défauts semi-permanents:** Ils nécessitent le fonctionnement des protections et sont éliminés par les automatismes de reprise de service à l'issue du 1er ou du 2ème réenclenchement lent.
- ✓ **Défauts permanents:** Ils mettent le réseau hors tension et nécessitent l'intervention du personnel d'exploitation d'abord pour isoler l'équipement en défaillance, rétablir l'équipement en défaut.
- ✓ **Défauts évolutifs:** Défaut monophasé évoluant au même lieu en défaut biphasé ou triphasé (accompagné d'un creux de tension perceptible par les clients).
- ✓ **Défauts intermittents:** Ce sont des défauts monophasés de durée de 10 à 20 ms qui se réamorcent selon une périodicité généralement comprise entre 100 et 200 ms. On les trouve actuellement sur les réseaux souterrains (1 % des défauts) et surtout sur les réseaux compensés.

c. Intensité du courant de court-circuit:

L'intensité du courant de court-circuit est une caractéristique importante, elle détermine la sévérité de la contrainte appliquée au réseau et au matériel en défaut. Elle dépend de la forme des courts-circuits et pour ceux impliquant la terre, du mode de mise à la terre des points neutres.

III/-5. Les effets des défauts sur le réseau électrique:

Les effets des défauts sur le réseau électrique HT sont :

5.1. Le bon fonctionnement des réseaux:

Lorsque les défauts sont polyphasés et proches des centrales électriques. Ils entraînent une diminution du couple résistant C_r des machines et donc une rupture de l'équilibre entre celui-ci et le couple moteur C_m . Si les défauts ne sont pas éliminés rapidement, ils peuvent conduire à la perte de la stabilité des groupes générateurs et à des endommagements du matériel dans le réseau électrique.

5.2. Tenue de matériels:

Les défauts provoquent des surintensités. Par exemple Dans le cas d'un défaut triphasé, les défauts provoquent une surintensité qui peut dépasser 20 à 30 fois le courant de service normal. Ces surintensités amènent deux types de contraintes [20]:

- Contraintes thermiques : dues aux dégagements de chaleur par effet Joule dans les conducteurs électriques.
- Contraintes mécaniques : dues aux efforts électrodynamiques, ceux-ci entraînent notamment le balancement des conducteurs aériens et le déplacement des bobinages des transformateurs, ces efforts, s'ils dépassent les limites admises lors de la construction, sont souvent à l'origine d'avaries graves.

5.3. Qualité de la fourniture de tension:

Pour les utilisateurs, les défauts se traduisent par une chute de tension dont l'amplitude et la durée sont fonction de différents facteurs tels que la nature du défaut, la structure du réseau effectué, le mode de mise à la terre de neutre le mode d'exploitation des réseaux et les performances des protections.

5.4. Les circuits de télécommunication:

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

La tension induite longitudinale, proportionnelle à ce courant apparaît sur les lignes de télécommunications qui ont un trajet parallèle à la ligne d'énergie. Cette tension peut atteindre des valeurs dangereuses pour le personnel et les installations de télécommunications [18][20].

5.5. La sécurité des personnes:

La mise sous tension accidentelle des masses, les élévations de potentiel liées à l'écoulement des courants de court-circuit à la terre, les conducteurs tombés au sol ...etc. sont autant de situations pouvant présenter des risques pour la sécurité des personnes. Le mode de mise à la terre des points neutres joue de ce fait un rôle essentiel [20].

III/-6. Les différents types des défauts:

A. Les courts-circuits :

Le court-circuit est un **phénomène électrique transitoire** qui se produit notamment lorsque l'isolement entre deux conducteurs de tension différentes ou entre un conducteur sous tension et la terre est rompu. Il se traduit par une augmentation brusque de l'intensité du courant qui peut aller jusqu'à provoquer un incendie.

Causes:

- ✓ Contact entre conducteurs (direct ou par objet interposé)
- ✓ Claquage des isolants solides
- ✓ Amorçage par arc dans l'air ou un liquide isolant (surtension ou réduction d'isolement).

Conséquences:

- ✓ Chute de tension
- ✓ Surintensité

B. Les surtensions :

On appelle surtension toute tension entre un conducteur de phase et terre ou entre deux conducteurs de phases, dont la valeur maximale dépasse la valeur de crête correspondant à la tension la plus élevée pour le matériel. Il existe deux classes des surtensions:

- ✓ **Surtensions par décharges électriques atmosphériques:** Les orages sont des événements très habituels, et aussi très dangereux. On estime que sur notre planète se produisent simultanément quelques 2000 orages et qu'environ 100 coups de foudre se déchargent sur la terre chaque seconde. Au total, cela représente environ 4000 orages quotidiens et 9 millions de décharges atmosphériques chaque jour. Au moment de l'impact, la foudre provoque une impulsion de courant qui arrive à atteindre des dizaines de milliers d'ampères. Cette décharge génère une surtension dans le système électrique qui peut provoquer des incendies et la destruction des équipements électriques
- ✓ **Surtensions de commutation:** Ces surtensions sont générées dans les lignes électriques, principalement en raison des commutations de machines de grande puissance. Les moteurs électriques sont des charges très inductives dont la connexion et le débranchement provoque des surtensions. Il existe de même d'autres processus capables de les produire, comme par exemple l'allumage et l'extinction de la soudure à l'arc.

Conséquences :

- ✓ Contraintes sur les isolants
- ✓ Contraintes sur les circuits
- ✓ Contraintes sur les récepteurs

C. Les surcharges :

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

Causes :

- ✓ Court-circuit
- ✓ Couplages difficiles (fermeture de longues boucles d'interconnexion)
- ✓ Pointes de consommation
- ✓ Report de charge suite à la coupure d'une liaison en parallèle

Conséquences :

- ✓ Surcharges violentes mais brèves
- ✓ Surcharges faibles mais durables

D. Les oscillations :

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

E. Les déséquilibres :

On appelle déséquilibre sur une ligne ou dans une installation triphasée la différence entre les trois courants des phases. Généralement, il est limité au réseau BT à cause des clients alimentés en deux fils. Le taux de déséquilibre ne doit pas dépasser 15%. Ce déséquilibre crée un champ inverse au champ tournant au niveau de l'alternateur, ce qui nécessite de surveiller le déséquilibre à cause du couple freinant qu'il peut engendrer.

Causes:

- ✓ Enclenchement ou déclenchement d'un sectionneur ou d'un disjoncteur
- ✓ Coupure de conducteur sans court-circuit

Conséquences:

- ✓ Déséquilibre des tensions distribuées
- ✓ Déséquilibre des courants

III/-7. Détection des défauts

Les protections contrôlent en permanence l'état électrique du réseau en surveillant un certain nombre des grandeurs électriques caractéristiques (courant, tension, fréquence) ou des combinaisons de ces grandeurs (puissance, etc.). Ces grandeurs électriques sont fluctuantes du fait notamment des variations de la charge ou de topologie des réseaux, néanmoins elles évoluent dans un domaine normalement fixé par les règles générales d'exploitation des réseaux. Par exemple les tensions peuvent varier dans un domaine exceptionnel (0.7 à 1.1 Un)

et les courants ne dépassent jamais 1.1 à 1.3In selon les installations. Le fait que les grandeurs sortent brusquement de ces domaines est caractéristique de la présence d'une anomalie et utilisé comme critère de détection et ceci s'accompli par l'accueil d'information par les transformateurs de mesures (transformateur de tension « TT » et de courant « TC ») qui traduisant la variation des grandeurs principales du réseau [28].

III/-8. Elimination des défauts :

Les courts-circuits sont des incidents qu'il faut éliminer le plus rapidement possible. C'est le rôle des protections dont la rapidité de fonctionnement est une des performances prioritaires [28].

On n'oubliera pas que le temps d'élimination des défauts comprend deux composantes principales :

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

La protection d'un réseau électrique consiste à détecter tout défaut (défaut à la terre ou entre phases) qui surviendrait sur le réseau afin de protéger les éléments du réseau contre des surintensités destructrices. Une fois le défaut est détecté, il faut pouvoir le localiser au mieux afin de ne mettre hors tension que la partie du réseau la plus proche du défaut.

Les protections doivent :

- ✓ Détecter la présence d'un défaut.
- ✓ Identifier l'ouvrage atteint.
- ✓ Commander les organes de coupure, dont l'ouverture conduira à l'isolement de cet ouvrage (et seulement celui-là) par rapport au reste du réseau.

Cette tâche fait appel à un processus comprenant plusieurs opérations tel que la mesure des tensions et des courants ainsi le filtrage et l'échantillonnage pour terminer avec un traitement numérique qui résulte par la localisation de défaut et la possibilité de l'élimination rapide par les organes de commande.

III/-9. Calcul du courant de court-circuit :**III/-9.a. Calcul de courant de court-circuit triphasé [33]:**

En cas de défaut triphasé, les tensions au point de défaut sont nulles.

On aura : $V_i = V_d = V_o = 0$

V_d : directe

V_i : inverse

V_o : homopolaire

En remplaçant dans les trois systèmes, On obtient :

$E_d = Z_d \times I_d$

$I_i = 0, I_o = 0$

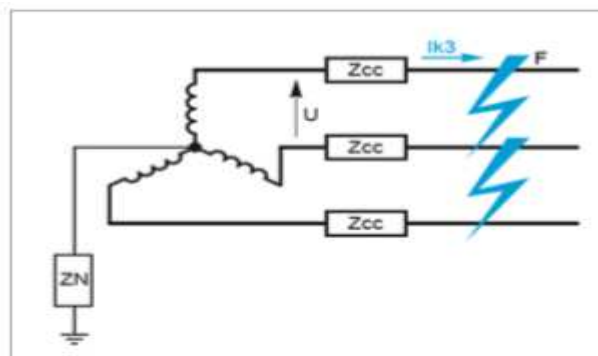


Fig III.2. Courant de court-circuit triphasé

D'où le courant de court-circuit triphasé :

$$I_{k3} = \frac{U}{\sqrt{3} \times Z_{cc}}$$

$$I_{cct} = I_d = \frac{E_d}{Z_d} = \frac{V_d}{Z_d} = \frac{1.1 U_n}{\sqrt{3} Z_{cc}}$$

Avec :

- Z_{cc} : impédance du réseau amont ou point de défaut
- U_n : Tension composée

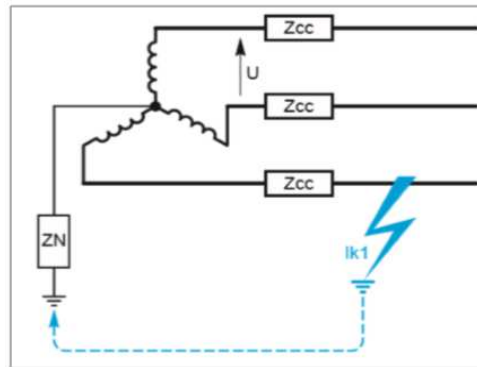
III/-9.2. Calcule du courant de court-circuit monophasée :

Fig III.3. Courant de court-circuit monophasé

Dans le cas où le neutre est mis à la terre le courant de court-circuit se referme par le circuit du neutre

$$I_2 = I_3 = 0$$

$$V_1 = V_d + V_i + V_o = Z_n \times I_1$$

$$I_d = I_i = I_o$$

$$I_i = I_i + I_o + I_d = 3 I_d \Rightarrow I_d = I_i / 3$$

$$\text{D'où } V_1 = 3 \times Z_n \times I_d$$

Et on a :

$$E_d = V_1 + I_d \times (Z_d + Z_i + Z_o)$$

$$= V_d + V_i + V_o + I_d \times (Z_d + Z_i + Z_o)$$

$$= 3Z_n \times I_d + I_d(Z_d + Z_i + Z_o)$$

$$= I_d (3Z_n + Z_d + Z_i + Z_o)$$

$$I_d = \frac{E_d}{3Z_n + Z_d + Z_i + Z_o}$$

$$I_{ccm} = I_d \times 3 = 3 \times \frac{1.1 U_n}{\sqrt{3} (3Z_n + Z_d + Z_i + Z_o)}$$

$$I_{ccm} = \frac{\sqrt{3} \times 1.1 U_n}{(3Z_n + Z_d + Z_i + Z_o)}$$

En pratique :

$$Z_d + Z_i + Z_o \ll Z_n$$

$$I_{k1} = I_{ccm} = \frac{U}{\sqrt{3} Z_n}$$

III/-9.3. Calcul du courant de court – circuit biphasé :

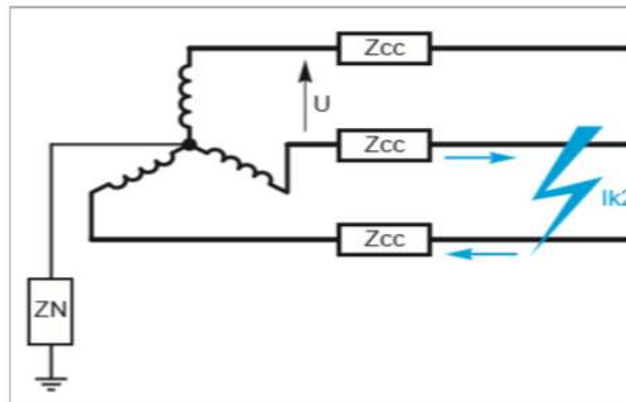


Fig III.4. Courant de court-circuit biphasé

En appliquant le principe de superposition, on obtient :

$$I_d + I_i = 0$$

$$I_o = 0$$

$$E_d = Z_d \times I_d + Z_i \times I_d$$

$$E_d = I_d \times (Z_d + Z_i)$$

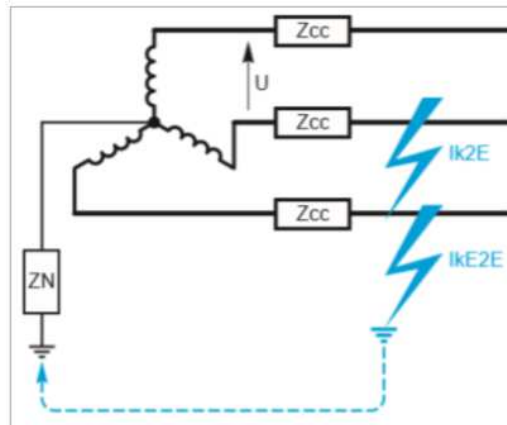
$$\text{Donc : } I_d = I_{ccb} = I_{k2} = \frac{E_d}{Z_d + Z_i} = \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{1.1 U_n}{Z_d + Z_i}$$

Dans le cas d'un réseau : $Z_d = Z_i = Z_{cc}$

$$\text{D'où : } I_{ccb} = \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{1.1 U_n}{2 Z_{cc}}$$

$$I_{ccb} = 0.86 \frac{U}{2 Z_{cc}}$$

$$I_{ccb} = I_{cct}$$

III/-9.4. Court-circuit biphase entre conducteurs de phase et terre :**III.5. Courant de court-circuit biphase Phase/terre**

En cas de défaut franc éloigné des sources, la valeur du courant de court-circuit biphase à la terre est :

$$I_d = \frac{E(Z_i + Z_0 + 3Z)}{Z_d \cdot Z_i + (3Z + Z_0) \cdot (Z_d + Z_i)}$$

$$IkE2E = \frac{\sqrt{3} U}{(Z_d + 2Z_0)}$$

III/-10. Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons parlé des Origines, Les effets et les Caractéristiques des défauts. Nous avons évoqué les différents types de défauts, leurs causes et leurs conséquences et nous avons présenté les formules concernant le calcul des courants de court-circuit des différents types de défauts.

CHAPITRE IV :
PHILOSOPHIE DE
RÉGLAGE DE
PROTECTION DU
RÉSEAU
NATIONAL

IV/-1. Introduction :

Le plan de protection est un ensemble cohérent et efficace de protections choisies dans le but de satisfaire aux objectifs de disponibilité de l'énergie, de sécurité des personnes et des équipements. Le plan de protection précise les conditions d'action et de non action des protections en période de défauts, lors des transitoires normales (dues aux manœuvres d'exploitation, par exemple), mais aussi en présence des défauts et des perturbations.

Le plan de protection utilise tous les équipements basse tension nécessaires qui permettent de protéger de façon sûre et sélective les réseaux électriques contre tous les types de défauts.

La société SONELGAZ a élaboré une philosophie qui précise les paramètres de réglage et les fonctions à adopter pour définir harmonieusement les différentes priorités d'action entre les protections pour assurer une bonne sélectivité et garantir la continuité d'alimentation.

Le calcul des réglages dépend de plusieurs paramètres à savoir [32]:

1- Le type de réseau:

- Réseau d'interconnexion.
- Réseau de transport.
- Réseau de répartition.
- Réseau de distribution.

2- La topologie du réseau:

- Ligne ordinaire dans un réseau maillé de transport ou de répartition.
- Ligne longue reliant des postes disposant de lignes courtes.
- Ligne en antenne.
- Transformateur d'interconnexion HTB/HTA.
- Transformateur HTA/BTB.

3- Le type de protection:

- Protection de distance.
- Protection différentielle.
- Protection à maximum de courant.
- Protection de surcharge thermique.
- Protection à maximum ou à minimum de tension etc.....

4- Le plan de protection.

5- La technologie des protections:

- Electromécanique.
- Statique.
- Numérique.

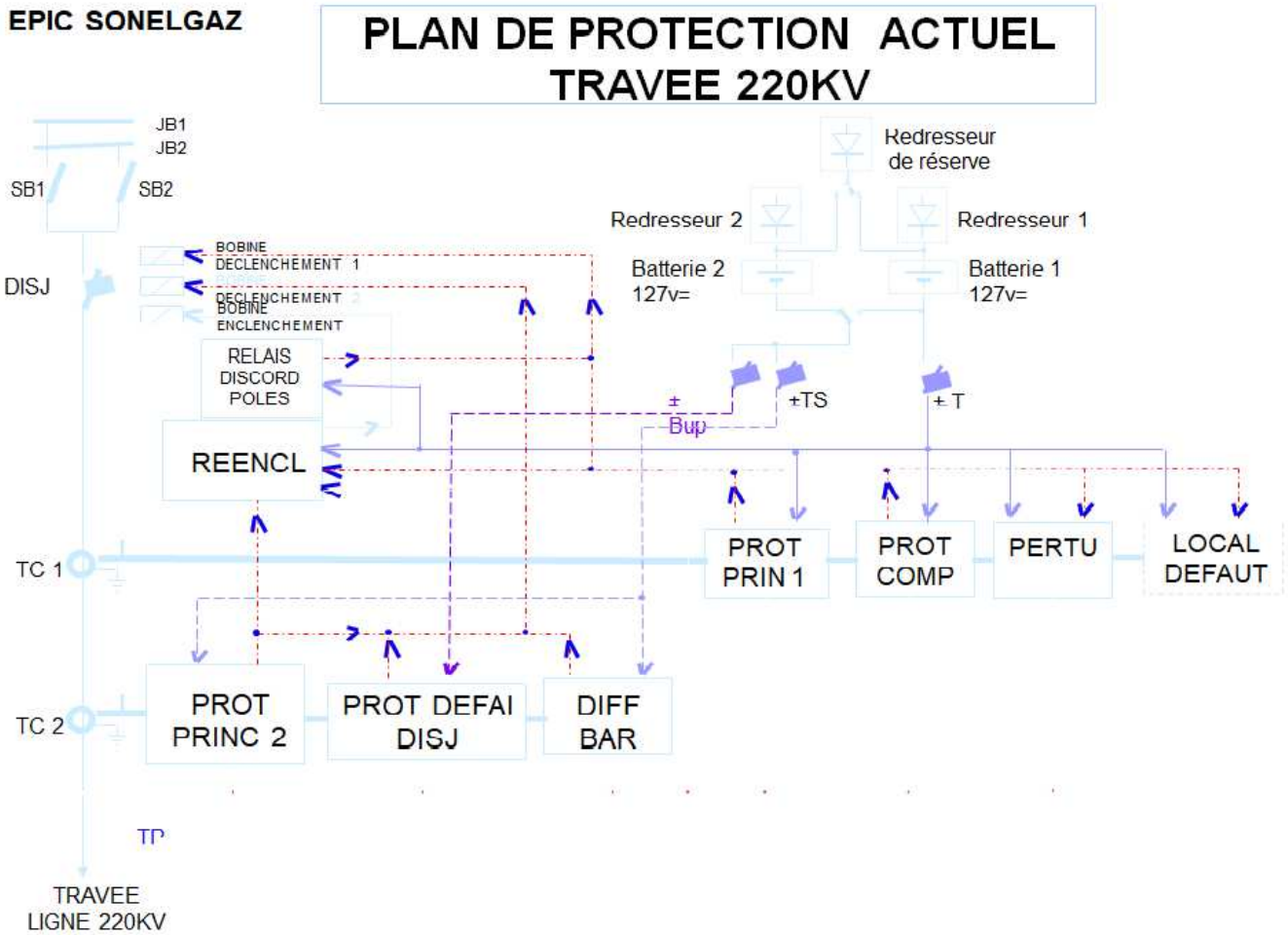


Fig IV.1. Plan de protection actuel d'un travée ligne 220KV

IV/-2. Protection principale de distance des lignes [29] [30] [31]:

Un relais distant comme son nom l'indique, à la capacité de détecter une panne à une distance prédéfinie sur une ligne de transport ou un câble d'alimentation depuis son emplacement. Chaque ligne électrique à une résistance et une réactance par kilomètre en fonction de sa construction; ainsi son impédance totale sera une fonction de sa longueur ou de sa distance. Un relais distant observe donc le courant et la tension et compare ces deux quantités en s'appuyant sur la loi d'Ohm.

Les protections de distance sont généralement caractérisées par un démarrage et une mesure de distance et de direction dont les réglages sont calculés compte tenu des caractéristiques de

construction de la ligne et des rapports de transformation des réducteurs de mesure. Dans les nouvelles installations, ou celles qui ont été mises à niveau le choix des réglages sur les protections de distance principale 1 et 2, est identique.

Le principe de la protection de distance est schématisé ci-dessous:

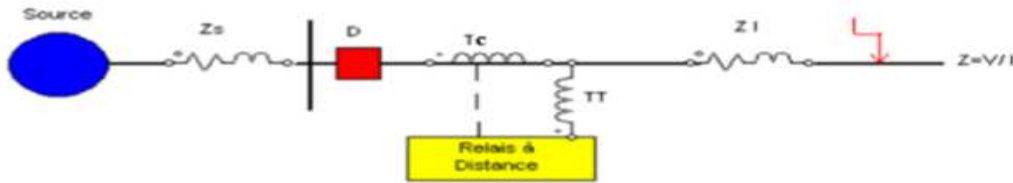


Fig IV.2. Le principe de la protection de distance

Le principe de la protection de distance est basé sur la loi d'Ohm:

$$U = Z \times I \quad (\text{IV.1})$$

Sachant que $Z_L = R_L + X_L \quad (\text{IV.2})$

Au cas de défaut; le courant I augmente, la tension U diminue ce qui fait que l'impédance de la ligne varie; On remarque que l'impédance de la ligne est proportionnelle à la longueur (L), donc pour déterminer la longueur ou se trouve le problème, il suffit de connaître l'impédance c.à.d. L'image du tension et courant à partir des transformateurs de mesures TT et TC . La ligne à protégée doit être partagée par trois zones avale et une zone amant.

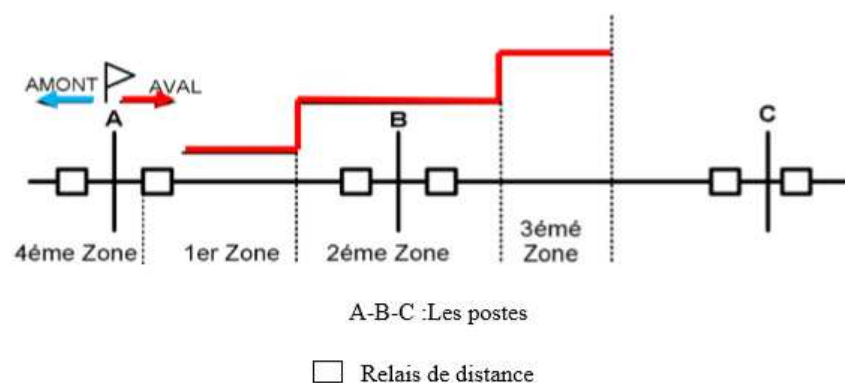


Fig IV.3. Schéma du principe de la sélection des zones de mesure

IV/-2.1. Réglage de démarrage:

Pour que le relais de distance fonctionne il faut avoir un signal d'avertissement qui il y a une panne, dans toutes les protections de distance on rencontre trois types de démarrage:

- a- Le démarrage ampèremétrique dont le courant de réglage est choisi entre la valeur du courant de court-circuit minimal (biphasé) et le courant de surcharge maximal.

$$I_{CH.MAX} < I_R < I_{CC.MIN} \quad (IV.3)$$

Ce type de démarrage est adopté sur les protections des réseaux HTB et HTA dont les puissances de court-circuit sont élevées et assurent à tous les coups le fonctionnement des éléments de démarrage ampèremétriques.

- b- Le démarrage impédancemétrique est d'application très répandue. Il est généralement réglé à 140 % de la longueur de la ligne pour assurer une protection de secours aux différents stades de mesure des protections du poste local et du poste en vis-à-vis. Dans le cas d'une ligne longue suivie d'une ligne courte, le réglage à 140 % de la longueur de la ligne longue n'est pas conseillé de peur de dépasser la zone de protection et d'engendrer des fonctionnements non sélectifs

On préconise à cet effet le réglage suivant pour la protection installée en A:

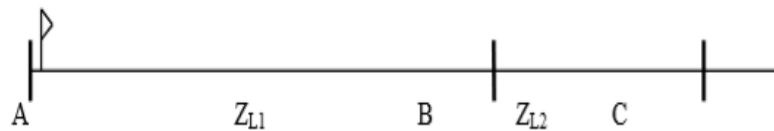


Fig IV.4. protection d'une ligne longue suivie d'une ligne courte.

$$Z_d = Z_{L1} + 40\% Z_{L2} \quad (IV.4)$$

Z_d : L'impédance de démarrage selon GRTE

Le démarrage des protections installées sur les liaisons en antenne est choisi de façon à sensibiliser la protection même pour les défauts internes au transformateur:



Fig IV.5. Les zones de réglage de protection d'une ligne en antenne

$$Z_d = Z_L + Z_T \quad (IV.5)$$

Z_d : L'impédance de démarrage

Z_L : L'impédance de ligne

Z_T : L'impédance de transformateur

On notera que même si l'on démarre pour un défaut au secondaire du transformateur, les protections de ce dernier ont toujours le temps d'éliminer le défaut avant l'action du troisième stade de la protection de distance.

Dans tous les cas de réglage, l'impédance de démarrage est ensuite comparée à l'impédance de service minimale (qui correspond au régime de surcharge maximal de la ligne) pour éviter les déclenchements intempestifs en régime de surcharge. L'action de la protection de distance, lorsque seulement le démarrage est sollicité, se fait pour toutes protections en 3^{ème} et 4^{ème} stades. Soit:

$T \neq 1.2 \text{ SEC}$

IV/-2.2. Réglage des zones de mesure:

Les zones doivent être réglées correctement afin de garantir la sélectivité et la robustesse. En l'absence de dispositif complémentaire.

a- Première zone de mesure:

La première zone des protections électromécaniques est réglée entre 80% et 90 % de la longueur de la ligne. Le coude enregistré sur la caractéristique temps-distance, à la limite du premier stade, permet d'assurer une sélectivité de fonctionnement même en cas de chevauchement des premières zones des protections aux postes A et B. Ce même réglage est aussi préconisé quand la protection localement est de technologie électromécanique et celle du poste opposé de technologie statique:

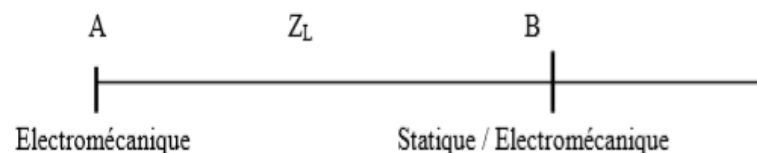


Fig IV.6. Les zones de réglage de protection

$$Z_1 = 0.9 \times Z_L \quad (\text{IV.6})$$

Z_1 : Impédance qui couvre tous les défauts dans la zone 1

Z_L : Impédance de ligne à protéger

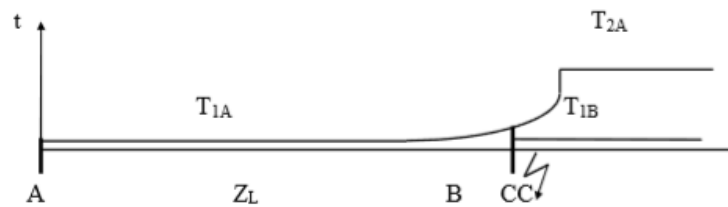


Fig IV.7. Caractéristique temps-distance avec chevauchement

- Il est adopté un réglage à 80 % de la longueur de la ligne avec un déclenchement instantané en temps de base quand localement on dispose d'une protection statique alors que le poste opposé est équipé de protection électromécanique ou statique. Ce réglage permet d'éviter les chevauchements des premières zones des protections en A et B qui sont à l'origine des fonctionnements non sélectifs de la protection du poste A (cette dernière est plus performante).

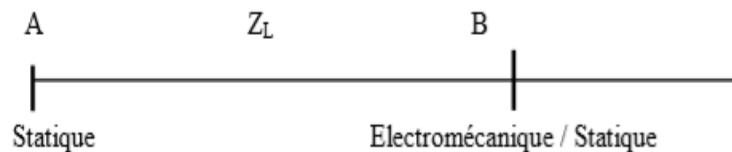


Fig IV.8. Les réglages de protection (Electromécanique / Statique).

$$Z_1 = 0.8 \times Z_L \quad (\text{IV.7})$$

Z_1 : Impédance qui couvre tous les défauts dans la zone 1

Z_L : Impédance de ligne à protéger

- Particulièrement pour une ligne en antenne alimentant un transformateur THB/HTA, la première zone est réglée de façon à couvrir toute la ligne jusqu'aux bornes d'entrées primaires du transformateur.



Fig IV.9. Les zones de réglage de protection

$$Z_1 = Z_L + 20\% Z_T \quad (\text{IV.8})$$

Z_1 : Impédance qui couvre tous les défauts dans la zone 1

Z_L : Impédance de ligne à protéger

Z_T : Impédance de transformateur

L'action des protections, en première zone de mesure est instantanée

b- Deuxième zone de mesure:

Le réglage classique de la deuxième zone est de 120 % de la longueur de la ligne. Dans des situations exceptionnelles comme le cas d'une ligne longue suivie d'une ligne courte le réglage de cette zone est réduit pour éviter les fonctionnements non sélectifs dus au dépassement de zone. On préconise à cet effet le réglage suivant:



Fig IV.10. Réglage de protection d'une ligne longue suivie d'une ligne courte Z_2

$$Z_2 = Z_{L1} + 20\% Z_{L2} \quad (\text{IV.9})$$

Z_2 : Impédance qui couvre tous les défauts dans la zone 2

Z_{L1} : Impédance de ligne à protéger

Z_{L2} : Ligne longue suivie

Le réglage adopté en deuxième stade pour le cas d'une ligne en antenne:



Fig IV.11. Les zones de réglage de protection d'une ligne en antenne Z_2 .

$$Z_2 = Z_L + 50\% Z_T \quad (\text{IV.10})$$

Z_2 : Impédance qui couvre tous les défauts dans la zone 2

Z_L : Impédance de ligne à protéger

Z_T : Impédance de transformateur

Le fonctionnement en deuxième zone est un secours qui élimine les défauts situés dans la zone morte de la ligne et au-delà du poste opposé pour le cas des réseaux maillés.

Il permet par ailleurs la détection des défauts internes au transformateur dans le cas des alimentations en antenne.

L'action de déclenchement en deuxième zone est temporisée:

- Lorsque le poste en vis-à-vis est équipé de protections électromécaniques

$$T_2=0.5\text{Sec}$$

- Lorsque le matériel est purement statique dans le poste local et dans le poste opposé on adopte:

$$T_2= 0.3\text{Sec}$$

c- **Troisième zone de mesure:**

La portée de la troisième zone de mesure est habituellement réglée égale à la portée de l'élément de démarrage. En présence de ligne en antenne, le réglage est choisi de façon à protéger tout la ligne et 80 % de l'impédance du transformateur.

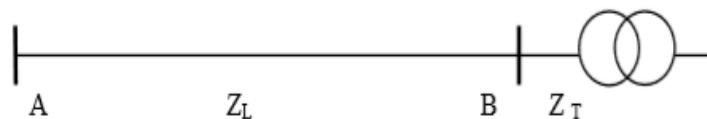


Fig IV.12. Les zones de réglage de protection de transformateur Z_3

$$Z_3=Z_L+80\%Z_T \quad (\text{IV.11})$$

Z_3 : Impédance qui couvre tous les défauts dans la zone3

Z_L : Impédance de ligne à protéger

Z_T : Impédance de transformateur

Les actions des déclenchements en troisième et quatrième zones se font en: $T_3=1.2\text{Sec}$

d- **Zone de protection non directionnelle :**

Dans quelque appareil de protection numérique la zone non directionnelle est ajoutée comme quatrième zone, et cette nouvelle zone se caractérise par portée renverser de 10-15%de la zone-1, ceci signifie qu'elle est zone non directionnelle. Le but de cette arrière couverture est fonctionner comme une protection secoure pour les pannes qui s'effectuent sur les jeux de barre, ainsi il est considéré comme protection défiance des disjoncteurs.

Les actions des déclenchements en quatrième zone se font en:

$$2 \text{ Sec} \leq T_4 \leq 2,5 \text{ Sec}$$

IV/-3. Protection de réserve des lignes [37]:

Cette protection existe uniquement dans quelques postes en attendant sa mise en parallèle avec la protection principale.

La protection de réserve de distance est utilisée pour pallier à une défaillance de la protection principale. Elle améliore la fiabilité de fonctionnement du matériel.

Dans les anciennes installations, cette protection n'est pas associée au dispositif de réenclenchement automatique. Son action est cependant triphasée définitive quelque soit le type et la nature du défaut. Dans le souci d'assurer la continuité d'alimentation des consommateurs, les ordres de déclenchement monophasés sont temporisés (0.2 Sec ou 0.4 Sec) pour permettre à l'ensemble protection principale et réenclencheur de réussir les cycles DR (Déclenchement et réenclenchement) lors des défauts monophasés fugitifs.

On rappellera que ces protections équipent l'ensemble des lignes de transport et d'interconnexion. Elles sont parfois adoptées sur les liaisons HT de certains postes jugés stratégiques.

IV/-3.1. Réglage du démarrage :

Le réglage du démarrage est choisi de la même façon que celui de la protection de distance principale.

IV/-3.2. Réglage des stades de mesure:

Dans l'ancien plan de protection, la protection de réserve est temporisée vis-à-vis des défauts monophasés afin de donner toutes les chances à la protection principale de réaliser les cycles DR (déclenchement et réenclenchement) lors des défauts monophasés fugitifs.

En plus de cela, il est adopté une réduction des portées de première et deuxième zones pour éviter les chevauchements de zone des protections principale et de réserve.

On règle à cet effet, pour le cas des lignes classiques:

$$Z_1=0.7 \times Z_L \quad (\text{IV.12})$$

$$Z_2=1.1 \times Z_L \quad (\text{IV.13})$$

$$Z_3 = 1.3 \times Z_L \quad (\text{IV.14})$$

Pour le cas des lignes en antenne, les mêmes réglages en zones sont adoptés sur les protections de distance principale et de réserve.

Les temps de déclenchement des différents stades s'établissent comme suit:

Monophasé:

Dans le cas où les protections sont de technologie statique dans les postes A et B on règle:



Fig IV.13. Les zones de réglage de protection statique

$$T_1 = 0.2 \text{ Sec} \quad T_2 = 0.3 \text{ Sec}$$

Dans le cas où les protections sont de technologie :

- Statique au poste A et électromécanique au poste B.



Fig IV.14. Les zones de réglage de protection statique/electromécanique

- Electromécanique au poste A et quelconque au poste B.

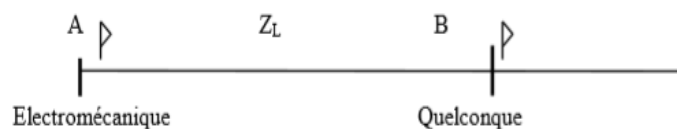


Fig IV.15. Les zones de réglage de protection electromécanique

On règle pour ces cas:

$$T_1 = 0.4 \text{ Sec} \quad T_2 = 0.5 \text{ Sec}$$

Dans le cas de défauts monophasés la temporisation T1 est additionnée à T2. L'élimination d'un défaut deuxième stade se fait donc en 0.5 Sec ou 0.9 Sec avec la protection de réserve.

- Triphasé:

Lors des défauts polyphasés, les protections principales et de réserve agissent par des déclenchements triphasés définitifs (réglages en temps identiques). La plus performante des deux protections (temps de base court) déclenchera la première. Les temporisations des troisième et quatrième stades sont identiques à celles de la protection principale.

Avec l'avènement du nouveau plan de protection, adopté déjà avec quelques postes HTB , les protections de distance principale 1 et principale 2 (ex. réserve) ont les mêmes chances de fonctionnement quelque soit la nature ou le type de défaut. Ce qui ne nécessite plus de choisir des valeurs de réglages différentes.

IV/-4. Protection de secours des lignes [32]:

La protection de secours des lignes HT est réalisée par l'intermédiaire d'un relais à maximum de courant triphasé à temps constant. Son rôle est d'assurer en premier lieu le secours des protections principales et complémentaires contre les courts-circuits de nature quelconque, mais aussi de déclencher les surcharges inadmissibles sur la ligne. Son réglage tient compte du courant de surcharge maximal (défini par le courant admissible des conducteurs ou par le courant de surcharge maximal des transformateurs de courant de la ligne) et du courant de défaut minimal en bout de la ligne (défaut biphasé). Le temps d'action de cette protection est choisi compte tenu des temporisations des protections à maximum de courant des lignes et transformateurs environnants, pour assurer une bonne sélectivité de fonctionnement. Cette temporisation (TR) est généralement choisie entre le troisième (T3) et quatrième (T4) stade des protections de distance.

$$I_{SURCH} < I_R < I_{CC \min} \quad (IV.15)$$

$$T3 < TR < T4 \quad (IV.16)$$

IV/-5. Protection de défaillance disjoncteur [32]:

L'installation d'une protection de défaillance disjoncteur se justifiée parce qu'elle permet de préserver le matériel électrique et d'assurer une meilleure qualité de service. Cette protection fonctionne en cas de refus d'ouverture du disjoncteur de la travée. Son démarrage est effectué

par l'ordre de déclenchement des protections principale et/ou de réserve. A l'échéance d'une temporisation de 0.3 Sec, si un critère de courant confirme la position fermée du disjoncteur, un ordre de déclenchement est élaboré et entraîne les ouvertures du couplage et de tous les départs aiguillés sur la même barre que le départ en défaut. Les réglages sont:

$$T=0.3 \text{ Sec}$$

$$I_R= 1.5x I_N \quad (\text{IV.17})$$

Ce réglage est adopté pour toutes les protections de défaillance disjoncteur, excepté celle de la travée transformatrice (transformateur) qui utilise l'interlock disjoncteur pour la confirmation de la position fermée du disjoncteur. Le seul réglage à faire sur cette protection est l'affichage du temps de déclenchement.

IV/-6. La protection différentielle des Barres [37]:

La protection différentielle barres est destinée à protéger les barres HTB contre les courts-circuits. Sa zone de protection est délimitée par les transformateurs de courant des différentes travées qui constituent le poste. Son action est rapide et sélective pour les défauts intérieurs à la zone protégée. L'une des qualités de la protection différentielle barres est de rester stable vis-à-vis des défauts de réseaux.

Le principe de fonctionnement de cette protection est basé sur la loi de KIRCHHOFF. Elle compare en permanence la somme des courants rentrants à la somme des courants sortants des barres.

Sachant que les rapports de transformation des transformateurs de courant sont différents d'une travée à l'autre, le réglage de la protection consiste à déterminer les transformateurs auxiliaires adéquats qui permettent d'équilibrer la protection en régime sain. Il est par ailleurs défini un courant de démarrage de la protection dont le réglage est déterminé compte tenu du départ le plus chargé pour permettre un aiguillage du départ sans risque de déclenchement en cas de besoin.

La circulation d'un courant différentiel faible verrouille la protection et provoque une alarme.

IV/-7. Protection complémentaire:

La protection complémentaire a pour rôle l'élimination des défauts très résistants pour lesquels les protections de distance sont insensibles. Elle fonctionne souvent sous l'allure

d'une courbe de puissance résiduelle (parfois de courant résiduel directionnel) à temps inverse, choisie parmi un faisceau de courbes plus ou moins rapides.

Pour éviter de devancer les protections principales et de réserve et en raison de son action triphasée sur le disjoncteur, cette protection est temporisée et agit dans tous les cas après les deuxièmes stades des protections de distance.

Les protections complémentaires des lignes HTB, doivent être réglées à 0,8 Sec, par contre sur les lignes HT, il est préférable d'adopter une temporisation de 1 Sec afin d'éviter les fonctionnements intempestifs pour les défauts sur le réseau HTA.

De plus, pour assurer une sélectivité de fonctionnement vis-à-vis des protections de distance, on réalise le verrouillage de la protection lors d'un cycle en cours de réenclenchement du disjoncteur.

La détermination des valeurs de réglage en puissance résiduelle ou en courant résiduel nécessite un calcul de court-circuit qui tiendrait compte d'une résistance maximale de défaut, en bout de ligne, de 100 Ohm (Cette valeur est estimée largement suffisante pour la détection des défauts résistants des régions rocailleuses, montagneuses ou sablonneuses).

EXEMPLE DE REGLAGE:

- Démarrage:

Le démarrage est habituellement réalisé par un relais de courant homopolaire qu'on règle:

$$I_R = 0.2 \times I_{RES} \quad (IV.18)$$

$$T = 1 \text{ Sec} \quad \text{ou} \quad T = 0,8 \text{ Sec}$$

Avec :

I_{RES} : Le courant résiduel.

IV/-8. Dispositif de réenclenchement automatique [37]:

Les statistiques annuelles des incidents montrent que près de 75 % des défauts sur les lignes aériennes sont monophasés fugitifs.

A cet effet, et dans le souci d'assurer la continuité d'alimentation, il est associé aux protections principales un dispositif de réenclenchement automatique du disjoncteur qui assure:

- En monophasé:

- Un réenclenchement pour les défauts fugitifs (DR),
- Un réenclenchement suivi d'un déclenchement triphasé définitif lorsque le défaut est permanent (DRD).

- En triphasé:

- Un déclenchement définitif sur les lignes du réseau maillé,

En ce qui concerne les lignes réalisées en antenne, il est exceptionnellement permis de faire le réenclenchement triphasé, quel que soit le type de défaut.

Réglage du réenclencheur:**- Lignes en antenne:**

- Mode de réenclenchement : Triphasé.
- Temps de réenclenchement : 3 Sec.
- Temps de discrimination : 0.8 Sec.

- Lignes du réseau maillé:

- Mode de réenclenchement : Monophasé
- Temps de réenclenchement : 1,2 Sec (sauf pour les postes dotés du matériel BT électromécanique où il faut adopter 1,5 Sec).
- Temps de discrimination : 0.8 Sec.

La fonction de réenclenchement n'est pas appliquée sur les liaisons souterraines, sachant que les défauts de câbles sont toujours permanents.

✚ La fonction réenclencheur: Fonction intégrée à chacune des protections PP1 et PP2.

IV/-9. Dispositif de localisation de défaut [32]:

Les lignes longues sont généralement équipées à une extrémité par un dispositif de localisation de défaut. Cet automate permet de situer le lieu de défaut pour faciliter la tâche des agents de la maintenance chargée de la réparation de la ligne. Le fonctionnement de cet

appareil est provoqué par les déclenchements monophasés de la protection principale et consiste à mesurer l'impédance de court-circuit qui est directement proportionnelle à la longueur de la ligne. Dans les protections de distance, numériques, cette fonction est intégrée dans la base pour certaine protection et en option sur d'autres.

$$D = \frac{X_{cc}}{X_{0l}} \quad (\text{IV.19})$$

Avec:

X_{cc} : La réactance de court-circuit.

X_{0l} : La réactance linéique de la ligne.

La mesure du localisateur de défaut est effectuée au moment du passage du courant par zéro. Cet artifice permet d'éliminer l'influence de la résistance de défaut et de la résistance de la ligne sur la mesure de distance.

$$U = (R_L + R_d) \times i + L_L \frac{di}{dt} \quad (\text{IV.20})$$

Avec :

R_L : Résistance de la ligne.

R_d : Résistance de défaut.

L_L : Inductance de la ligne.

$$\text{Pour } i = 0 \Rightarrow u = L_L \frac{di}{dt}$$

IV/-10. Fonctionnement en régime perturbé du réseau:

Un réseau fiable, capable de faire face à toutes les perturbations graves de fonctionnement engendrées par les incidents de réseaux, nécessite des investissements importants pour sa réalisation (grande réserve de marche des machines de production, les lignes et les transformateurs doivent supporter sans contrainte les reports de charge, etc...).

Seulement, les situations de fonctionnement perturbées sont rares et exceptionnellement créées par la coïncidence de plusieurs incidents ou plusieurs indisponibilités d'éléments de réseau, qu'il devient injustifié de baser le choix du matériel électrique sur des situations de fonctionnement aussi improbables.

Un compromis est à cet effet réalisé par l'élaboration d'un plan de sauvegarde du réseau pour, d'une part éviter les surcoûts d'une fiabilité excessive du réseau et d'autre part minimiser les conséquences engendrées sur la continuité d'alimentation en envisageant une série d'actions qui permettent de préserver les moyens de production et d'assurer une reconstitution simple et rapide du réseau, lorsqu'un processus conduisant à un manque général de tension est enclenché. Les situations de fonctionnement en régime perturbé d'un réseau, sont essentiellement causées par:

- Les reports de charge sur les lignes de transport et d'interconnexion.
- Les déclenchements d'alternateur ou de ligne importante.
- Le fonctionnement du réseau avec une tension dégradée.
- La perte de stabilité.

IV/-11. Protection de sauvegarde du réseau:

a- Protection de délestage:

La sauvegarde du réseau vis-à-vis des incidents entraînant une baisse de fréquence est réalisée automatiquement par des relais à minimum de fréquence installés au niveau des postes HTB/HTA et sur certaines liaisons d'interconnexion régionales et internationales.

b- Relais a minimum de fréquence des poste HTB/HTA:

Cette protection comporte 5 stades dont les actions sont effectuées suivant les réglages du tableau suivant:

SEUILS DE FREQUENCE	F (Hz)	T (Sec)
1 ^{ER} stade	49,3	0.2
2 ^e stade	49	0.2
2 ^e stade Temporisé	49	10
3 ^e stade	48,5	0.2
4 ^e stade	48	0.2

Tab IV.1. Seuils de fréquence [37]

c- Relais a minimum de fréquence des interconnexions:

Les fréquences et les temps d'action sont donnés par le tableau suivant:

FREQUENCE (Hz)	T (Sec)	OUVRAGE CONCERNE
48,7	0.2	Interconnexion internationale
48,2	0.2	Interconnexion régionale SUD lorsque le transite se fait dans le sens SUD-NORD.
47.8	0.2	Ilotage régional
46	0.2	Ilotage des groupes de production.

Tab IV.2. Les fréquences et les temps d'action [37].

d- Relais d'asservissement de puissance :

Les lignes d'interconnexion régionales ou internationales et certaines lignes de transport importantes sont équipées par des relais d'asservissement de puissance active dont le rôle est de:

- Signaler après 5Sec le dépassement du courant de transit de consigne. Cette valeur de consigne est réglée différemment d'une ligne à l'autre. Elle n'est limitée parfois que par la capacité de transit de la ligne.
- Elaborer un déclenchement rapide au dépassement d'une certaine puissance active dans un sens de transit préalablement défini. Cet ordre de déclenchement provoque:
 - Dans certains cas l'ouverture de la ligne.
 - Dans d'autres cas la décharge de la ligne par l'ouverture de quelques départs HT.

Il existe parfois des relais de puissance active bidirectionnelle, avec un seuil de réglage en puissance pour chaque sens de transit.

Dans les schémas d'alimentation en boucle des réseaux HT, ces relais sont utilisés pour réaliser des actions de délestage dans les postes alimentés en antenne par suite de l'ouverture de la boucle.

e- Relais de rupture de synchronisme:

Cette protection équipe les liaisons d'interconnexion importantes et fonctionne lors des pertes de stabilité du réseau.

Réglage habituel:

$$2 \text{ Battements de } U \quad U_r = 80 \% U_n \quad (IV.21)$$

f- Relais de délestage par minimum de tension:

Les relais de délestage à minimum de tension sont utilisés pour consolider le plan de sauvegarde en cas de fonctionnement du réseau avec des plans de tension dégradés.

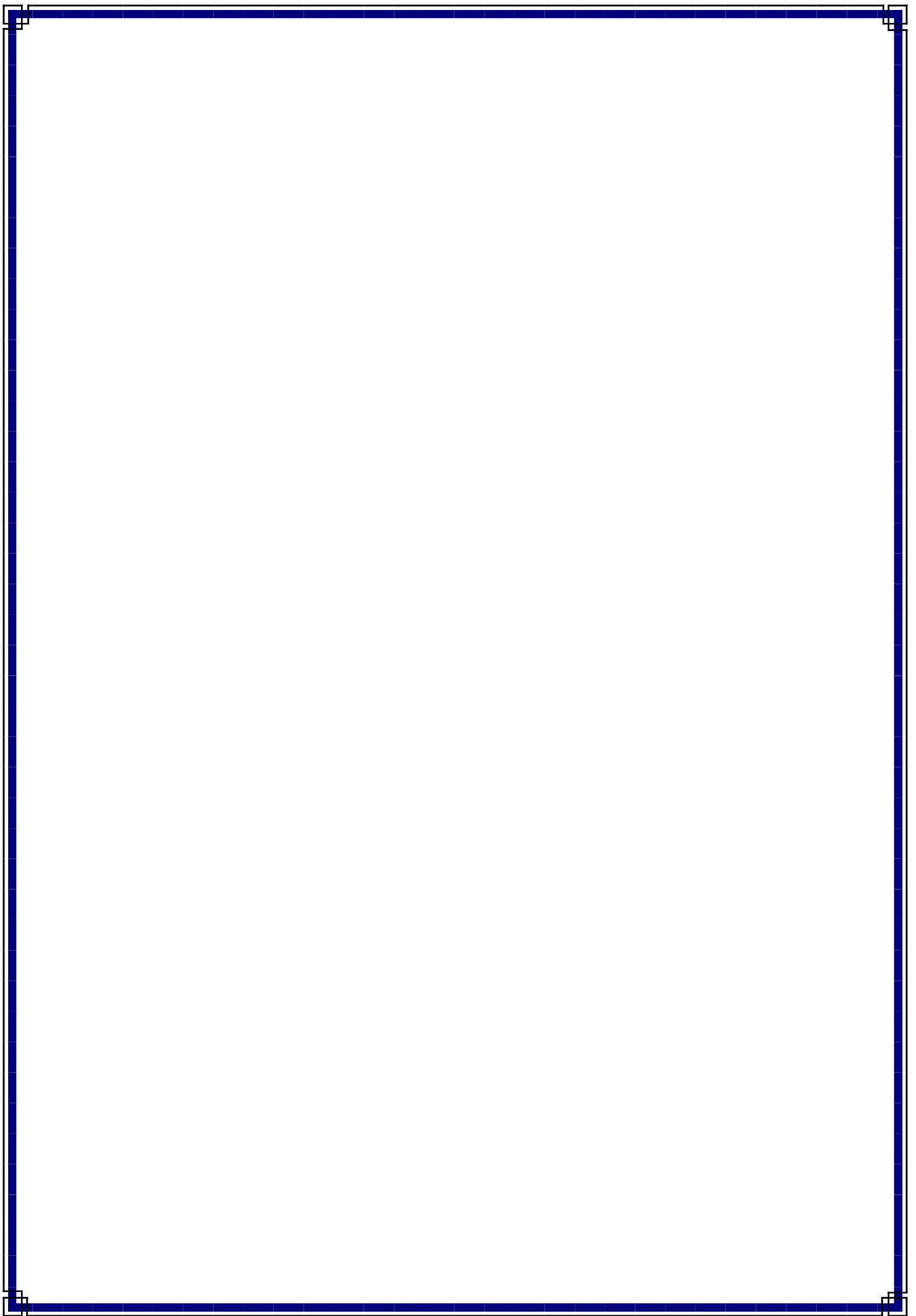
Son fonctionnement se fait en deux temps quand la tension à atteint 80% U_n :

- $T_1 = 3$ Sec Déclenchement des départs HTA aiguillés sur le premier et deuxième stade des matrices de délestage.
- $T_2 = 6$ Sec Déclenchement des départs HTA aiguillés sur le troisième et quatrième stade des matrices de délestage.

IV/-12. Conclusion:

Dans ce quatrième chapitre nous avons présenté la philosophie de réglage des protections utilisé par la société algérienne SONELGAZ, qui précise les paramètres de réglage et les fonctions à adopter pour définir les différentes priorités d'action entre les protections pour assurer une bonne sélectivité et garantir la continuité d'alimentation.

CHAPITRE V :
CALCUL DE
PLAN DE
PROTECTION
POUR UNE
LIGNE 220KV



V/-1. Introduction:

Ce chapitre est consacré à une étude pratique, concernant le calcul des réglages des protections du ligne HTB, On se basant sur les formules de calcul des paramètres de la ligne avec des essais réels au réseau de la direction de transport de TIARET

V/-2. Description du poste existant de TIARET [36]:

Le poste 220 /60/30 kV a été construit par 'Kahrakib' durant les années 70 et il a trois rôles importants :

- **L'interconnexion:** Avec trois lignes 220 kV, ce poste assure une interconnexion entre les wilayas de Tismsilt, Saida, et Oudi Syli. De plus, il assure l'interconnexion entre les différentes parties de Tiaret avec les lignes 60 kV (Tiaret ville, Souger, Frenda).
- **La distribution:** Le poste de Tiaret a une particularité importante, il est directement lié à la centrale de production avec trois groupes arrivées 220 kV , et quatre groupes arrivées 60 kV, d'où le rôle important par le poste de Tiaret est de fournir de l'énergie électrique en 220 kV pour les différentes wilayas (même à partir d'autres postes , puisque le réseau algérien est maillé), et de fournir l'énergie électrique pour les postes simplifiés de Tiaret (Souger ,Tiaret ville , Frenda, Tismsilt), et pour les clients 60 kV « grandes usines » : Sonacome , Vltt, etc.....
- **La transformation:** Avec deux transformateurs 220/60kV de 80MVA, et deux transformateurs 60/30kV de 40MVA chacun, ce poste assure une fonction de transformation important pour fournir l'énergie électrique en 30 kV pour les diverses usines à Tiaret, et pour la ville de Tiaret.

Le poste est composé de trois étages de tension 220kV, 60kV, 30kV reliés entre eux par des transformateurs de puissance, le schéma électrique utilisé dans les zones 220 kV et 60 kV, est un schéma à 2 jeux de barres avec un disjoncteur par départ, ils sont munis par un disjoncteur de couplage qui peut être utilisé dans le cas de transfert d'un départ.

- La partie 220 kV est formée par :
 - ✓ Trois arrivées groupes 220 kV.
 - ✓ Deux transformateurs 220/60 YN/yn de 80 MVA chacun.
 - ✓ Deux travées lignes 220 kV : Oudi Sily et Saida.

- ✓ Une travée de couplage.
 - ✓ Deux travées réserves équipées 220 kV.
- La partie 60 kV est formée par :
- ✓ Quatre arrivées groupes 60 kV.
 - ✓ Deux transformateurs 60/40 40 MVA chacun.
 - ✓ Sept travées ligne.
 - ✓ Une travée de couplage.
 - ✓ Deux travées réserves équipées 60 kV.
 - ✓ Une travée partiellement équipé.

V/-3. Protection de travée ligne HTB :

On distingue deux types de protections de travée ligne dans réseaux algérien :

- ✓ Travée ligne 60 KV : Distinguer la présence d'une seule protection principal et une protection de secours.

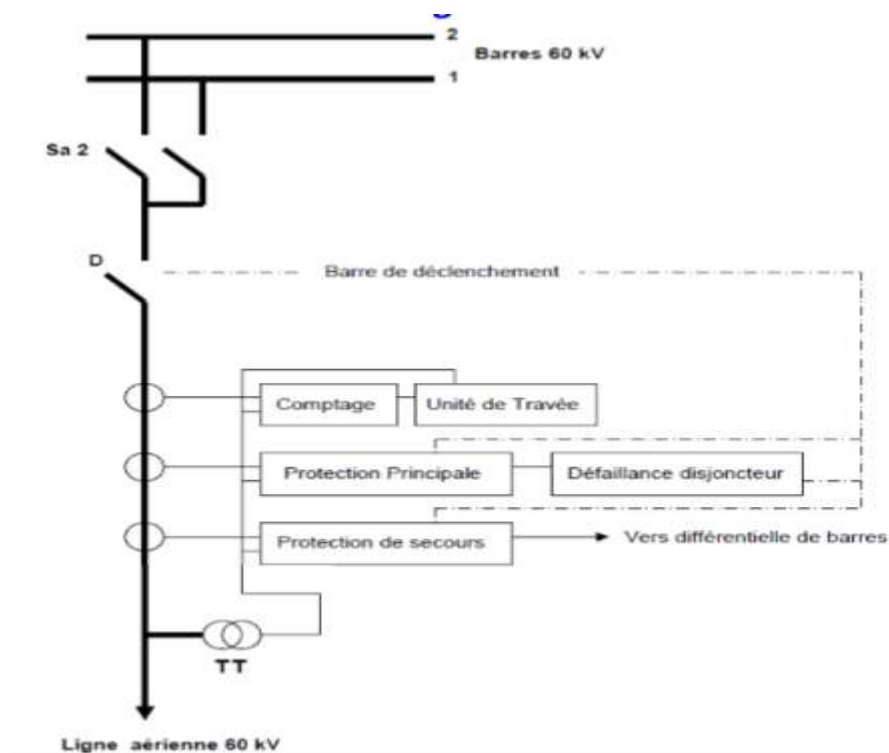


Fig V.1. Protection de travée Ligne 60 kV [35]

- ✓ Travée ligne 220KV : Distinguer la présence de deux équipements de protection principale en redondance et de technologies différentes.

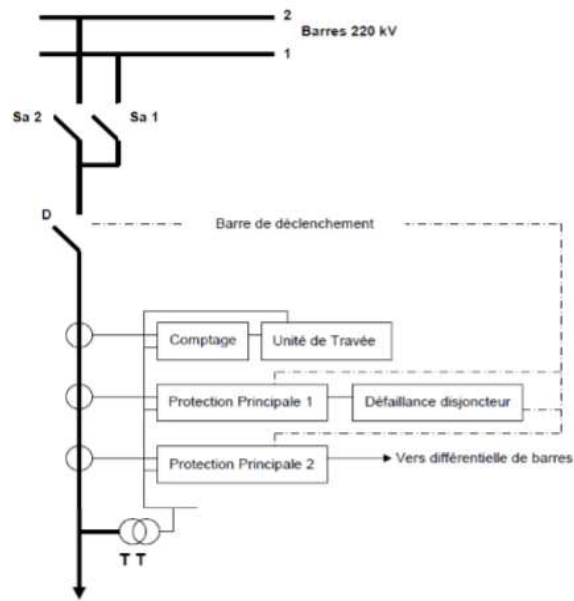


Fig V.2. Protection De travée Ligne courte 220 kV [35]

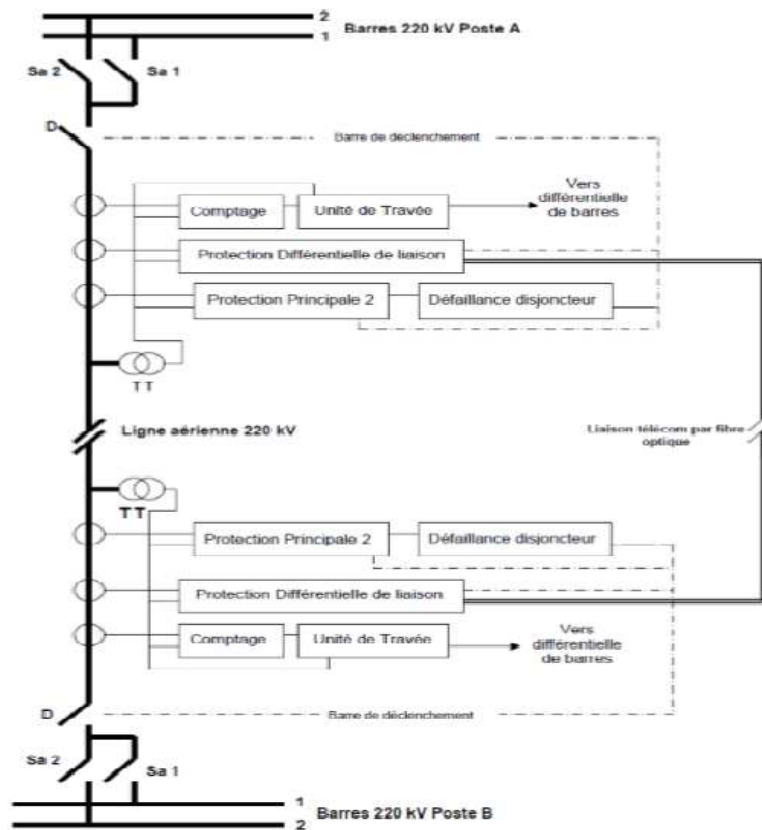


Fig V.3. Protection de travée ligne longue 220KV [35]

V/-4. Protection principale de ligne HTB:**V/-4.1. Protection de distance:**

La protection de distance est sélective et rapide, sans nécessité de sélectivité chronométrique. Sa sensibilité dépend de la puissance de court-circuit et de la charge. Sa mise en œuvre devient difficile lorsque la liaison n'est pas homogène (lignes aériennes + câbles).

Cette section traite le calcul des paramètres des relais de la protection de distance associés à chaque travée ligne.

V/-4.2. Description générale de la protection de distance:**V/-4.2.a. Type de relais :**

Dans ce mémoire nous avons travaillé sur la protection de distance D60 du constructeur GE

V/-4.2.b. La protection de Distance D60:

Le système D60 est un relais de protection de distance de la dernière technologie et offrant un bon rapport coût-efficacité, conçu pour la protection des lignes et des câbles de transmission, qui assure une opération fiable et sécurisée même dans les pires conditions de puissance. Appartenant à la famille du Relais Universel, le D60 est équipé d'un large éventail de fonctions polyvalentes : protection intégrée, surveillance, comptage, communication et contrôle en un seul dispositif facile à utiliser.

L'atout majeur du relais D60 est la fonction de distance, qui lui confère un degré de sensibilité et de sélectivité élevé pour répondre à tous les types de défauts, La famille du Relais Universel offre un degré de modularité élevé au niveau de sa conception et sa fonctionnalité, garantissant la performance de protection et de contrôle exigée sur le marché.



Fig V.4. Protection de distance (General electric D60)

Cette protection numérique comporte généralement les fonctions suivantes :

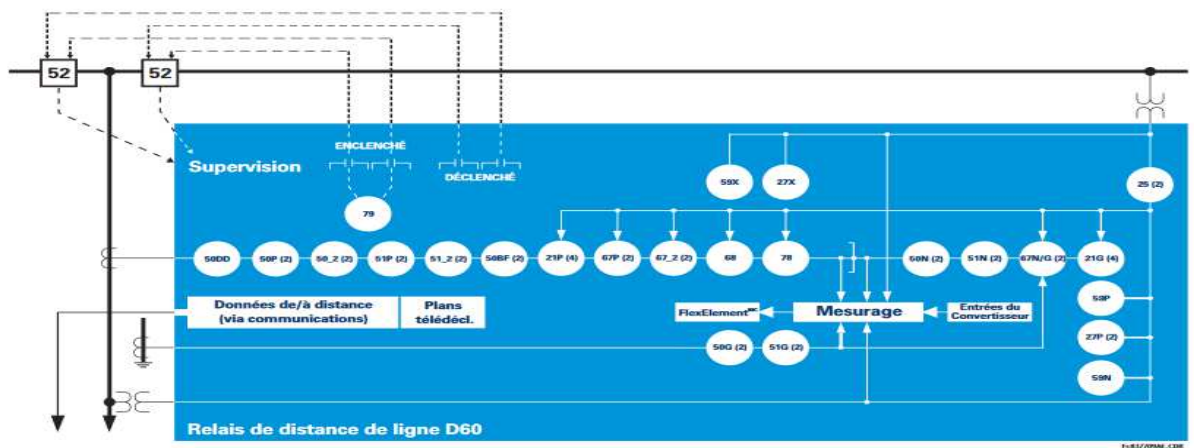


Fig V.5. schéma unifilaire protection de distance D60

Code dispositif	Fonction
21G	Distance de terre
21P	Distance de phase
25	Vérification de synchronisme
27P	Sous-tension de phase
27X	Sous-tension auxiliaire
50BF	Défaillance de disjoncteur
50DD	Détecteur de troubles de courant
50G	Surintensité instantanée de terre
50N	Surintensité instantanée de neutre
50P	Surintensité instantanée de phase
50_2	Surintensité instantanée de séquence inverse
51G	Surintensité temporisée de terre
51N	Surintensité temporisée de neutre
51P	Surintensité temporisée de phase
51_2	Surintensité temporisée de séquence inverse
52	Disjoncteur CA
59N	Surtension de neutre
59P	Surtension de phase
59X	Surtension auxiliaire
59_2	Surtension de séquence négative
67N	Surintensité directionnelle de neutre
67P	Surintensité directionnelle de phase
67_2	Surintensité directionnelle de séquence inverse
68	Verrouillage d'oscillations de puissance
78	Déclenchement hors synchronisme
79	Réenclencheur automatique

Tab V.1. Code DE DISPOSITIF ET FONCTIONS

V/-5. Critères de réglage pour la protection principal :

V/-5.a. Caractéristiques de la ligne:

- Ligne à protéger : ligne 220kV TIARET-SAIDA:

Les valeurs des impédances retenues pour les réglages sont (Selon la GRTE) :

- Impédance directe de la ligne
 $Z_d = R_d + jX_d = 0.1 + j0.42 \Omega/\text{km}$
- Impédance homopolaire de la ligne
 $Z_0 = R_0 + jX_0 = 0.25 + j1.29 \Omega/\text{km}$
- Le coefficient de terre ligne (pour couvrir les défauts de terre)
 $K_t = (Z_0 - Z_d) / 3Z_d$
- Longueur de la ligne
 $L = 123 \text{ Km}$
- Type et section du conducteur
 $AA 1 * 411 \text{ mm}^2$

✓ Impédance directe totale de ligne:

$$Z_{d-HT} = R_{d-HT} + jX_{d-HT} \quad (v.1)$$

$$R_{d-HT} = L \times r_d \text{ (}\Omega \text{/km)} \quad (v.2)$$

$$= 123 \times 0.13$$

$$= 15.99 \text{ (}\Omega \text{/km)}$$

$$X_d = L \times X_d \text{ (}\Omega \text{/km)} \quad (v.3)$$

$$= 123 \times 0.4$$

$$= 49.2 \text{ (}\Omega \text{/km)}$$

$$Z_{d-HT} = 15.99 + j49.2 \Omega \quad (v.4)$$

R_{d-HT} : Résistance direct total (HT)

X_{d-HT} : Réactance direct total (HT)

Z_{d-HT} : L'impédance directe totale (HT)

L : Longueur de la ligne

✓ Impédance homopolaire(HT):

$$Z_{0-HT} = R_{0-HT} + jX_{0-HT} \quad (v.5)$$

$$R_{0-HT} = L \times R_0 \text{ (}\Omega \text{/km)} \quad (v.6)$$

$$= 123 \times 0.38$$

$$= 46.47 \text{ (}\Omega \text{/km)}$$

$$X_{0-HT} = L \times X_0 \text{ (}\Omega \text{/km)} \quad (v.7)$$

$$= 123 \times 1.15$$

$$= 141.45 \text{ (}\Omega \text{/km)}$$

$$Z_{0-HT} = 46.47 + j141.45 \quad (v.8)$$

R_{0-HT} : Réactance homopolaire total (HT)

X_{0-HT} : Réactance homopolaire total (HT)

Z_{0-HT} : L'impédance homopolaire totale (HT)

L : Longueur de la ligne

✓ Résistance Arc et Résistance pylône :

$$R_{\text{-arc-ph-ph}} = 0.8\Omega$$

$$R_{\text{-arc-ph-T}} = 3.11 \Omega$$

$$R_{\text{-pylône}} = 0.7 \Omega$$

❖ Ces valeurs sont des valeurs pratiques

V/-5.b. Paramètres de configuration de la Protection de distance:

a- Paramètres de la ligne:

$$\text{Fréquence nominale} = 50 \text{ Hz}$$

$$\text{Longueur de la ligne} = 123 \text{ Km}$$

$$\text{Tension nominale } U_n = 100 \text{ V}$$

$$\text{Courant nominale } I_n = 5 \text{ A}$$

$$\text{Rapport tension } K_u = 220000/100 = 2200 \text{ V}$$

$$\text{Rapport Transformateur de courant } K_i = 600/5 = 120 \text{ A}$$

Les résultats à programmer sur la protection ramenée en basse tension en divisant les grandeurs haute tension par le coefficient K_z

$$\text{Rapport de transformation } K_z = K_u/K_i = 2200/120 = 18.33 \quad (\text{v13})$$

Avec

K_u : Rapport de tension

K_i : Rapport de courant

b- Impédances cartésiennes(BT) :

$$R_{d\text{-BT}} = R_{d\text{-HT}}/K_z$$

$$X_{d\text{-BT}} = X_{d\text{-HT}}/K_z$$

$$R_{0\text{-BT}} = R_{0\text{-HT}}/K_z$$

$$X_{0\text{-BT}} = X_{0\text{-HT}}/K_z$$

$$Z_{\text{BT}} = Z_{\text{HT}}/K_z$$

$$\begin{aligned} Z_{d\text{-BT}} &= R_{d\text{-BT}} + j X_{d\text{-BT}} \\ &= 0.87 + j2.68 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Z_{0\text{-BT}} &= R_{0\text{-BT}} + j X_{0\text{-BT}} \\ &= 2.53 + j 7.71 \end{aligned}$$

$R_{d\text{-BT}}$: La résistance directe (BT)

$X_{d\text{-BT}}$: La réactance directe (BT)

$R_{0\text{-BT}}$: La résistance homopolaire (BT)

X_{0-BT} : La réactance homopolaire (BT)

c- Paramètres de surveillance pour la protection de distance:

❖ Réglage des zones de mesure:

✓ Réglage de zone 1 :

Pour la zone 1, le réglage adopté selon GRTE est :

Zone1 : 80% de Z Ligne

$$Z(1) = R(1)_{BT} + jX(1)_{BT}$$

$$\begin{aligned} R(1)_{BT} &= 80\% \times R_{d-BT} \\ &= 80\% \times 0.87 \\ &= 0.69 \Omega \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} X(1)_{BT} &= 80\% \times X_{d-BT} \\ &= 80\% \times 2.68 \\ &= 2.14 \Omega \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Z(1) &= (80\% \times R_{d-BT}) + j(80\% \times X_{d-BT}) \\ &= 0.69 + j 2.14 \Omega \end{aligned}$$

✓ Réglage de zone 2 :

Pour la zone 2, le réglage adopté selon GRTE est :

ZONE 2: 120% de Z Ligne

$$Z(2) = R(2) + j X(2)$$

$$\begin{aligned} R(2) &= 120\% \times R_{d-BT} \\ &= 120\% \times 0.87 \\ &= 1.04 \Omega \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} X(2) &= 120\% \times X_{d-BT} \\ &= 120\% \times 2.68 \\ &= 3.21 \Omega \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Z(2) &= (120\% \times R_{d-BT}) + j(120\% \times X_{d-BT}) \\ &= 1.04 + j3.21 \Omega \end{aligned}$$

✓ Réglage de la zone 3:

Pour la zone 3, le réglage adopté selon GRTE est :

Zone 3 : 150% de Z Ligne

$$Z(3) = R(3) + jX(3)$$

$$\begin{aligned} R(3) &= 150\% \times R_{d-BT} \\ &= 150\% \times 0.87 \\ &= 1.31 \Omega \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} X(3) &= 150\% \times X_{d-BT} \\ &= 150\% \times 2.68 \\ &= 4.02 \Omega \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Z(3) &= (150\% \times R_{d-BT}) + j(150\% \times X_{d-BT}) \\ &= 1.31 + j4.02 \Omega \end{aligned}$$

✓ Réglage de la zone 4 :

Pour la zone 4, le réglage adopté selon GRTE est :

Zone 4: 50% de Z Ligne

$$Z(4) = R(4) + jX(4)$$

$$\begin{aligned} R(4) &= 50\% \times R_{d-BT} \\ &= 50\% \times 0.87 \\ &= 0.43 \Omega \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} X(4) &= 50\% \times X_{d-BT} \\ &= 50\% \times 2.68 \\ &= 1.34 \Omega \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Z(4) &= (50\% \times R_{d-BT}) + j(50\% \times X_{d-BT}) \\ &= 0.43 + j1.34 \Omega \end{aligned}$$

d- Réglages des Temporisations pour la protection de distance:

- **Temporisation du 1^{er} stade:**

Selon GRTE, le premier stade de protection distance est instantané

$$T1 = 0 \text{ s}$$

- **Temporisation du 2^{ème} stade:**

Selon GRTE, nous allons adopter :

$$T2 = 0,5 \text{ s}$$

- **Temporisation du 3^{ème} stade:**

Selon GRTE, le troisième échelon de temporisation T3 sera choisi égale à :

$$T3 = 1,5 \text{ s}$$

- **Temporisation de 4^{ème} stade :**

Selon GRTE, échelon de temporisation T4 sera choisi égale à:

$$T4 = 3 \text{ S}$$

V/-6. Essais de relais de la protection de distance sur une travée ligne 220 kV:

V/-6.1. Matériels utilisés

Le matériel utilisé est présenté sur la figure V.1, il comprend :

- La caisse d'injection numérique CMC356 (constructeur OMiCRON)
- Microordinateur (PC).
- Protection de distance numérique GE D60.

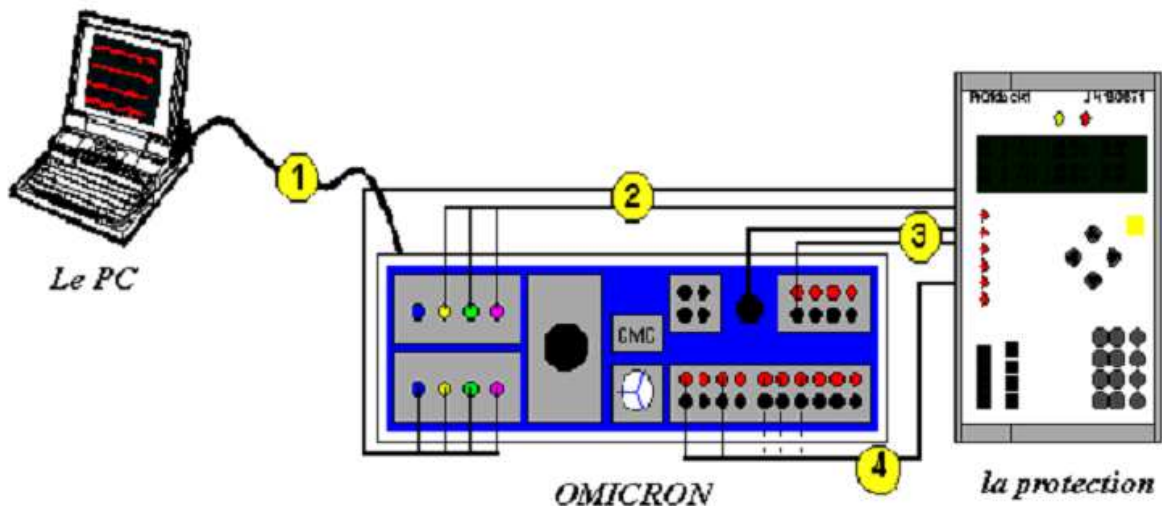


Fig V.6. Matériels utilisés

1 : Port Ethernet (“EtherNET”, “LAN” ou analogue) de raccordement CMC 356 plus (fourni par OMECRON) avec un microordinateur (PC) ;

2 : Câble d’entrées tension et courant du relais ;

3 : Câble d’entrées et sortie logique ;

4 : câble vers le signal démarrage et déclenchement du relais ;

5 : Port parallèle (fourni) de raccordement microordinateur (PC) avec l’équipement à tester (protection de distance).

V/-6.1.1.Le microordinateur : est équipé de deux logiciels Enervista UR Setup et TEST UNIVERSE, qui servent respectivement la communication entre la protection de distance numérique GE D60 et le PC et entre la caisse d’injection numérique OMiCRON CMC356plus et le PC.

- a- **Enervista UR Setup:** Le logiciel de configuration du EnerVista UR Setup le moyen privilégié pour modifier les réglages et visionner les valeurs réelles car l’écran du PC peut afficher plus d’information et dans un format plus simple à comprendre. Les exigences minimales suivantes doivent être satisfaites pour que le logiciel de

configuration de l'EnerVista UR Setup puisse fonctionner adéquatement sur un PC (annexe A).

- b- **TEST UNIVERS:** L'exécution des tests manuels pilotés par PC est simple grâce au module QuicKCMC : il suffit de régler les valeurs de tension et de courant, les déphasages, les fréquences, etc., soit numériquement ou bien dans le diagramme vectoriel. Ce module permet en outre de saisir les paramètres d'injection avec leurs composantes puissance, impédances, etc. Le module affiche les signaux d'entrée binaires et effectue des mesures de temps.
- c- **SIGRA:** Pour l'affichage et l'analyse des enregistrements de perturbographie, nous aurons besoin de programme SIGRA ou COMTRADE Viewer.

V/-6.2. La caisse d'injection CMC 356 Omicron:

Le CMC 356 est la solution universelle permettant le test de toutes les générations et de tous les types de relais de protection. Ses six sources de courant puissantes (en mode triphasé : jusqu'à 64A / 860 VA par voie) avec une large plage dynamique, permettent à l'unité de tester même les relais électromécaniques à forte charge et consommation d'énergie très élevée. Les ingénieurs spécialisés dans la mise en service apprécieront particulièrement le fait que des contrôles de branchement et de validité des transformateurs de courant sont réalisables par injection au primaire de forts courants à partir de l'équipement de test. Le CMC356 est le premier choix pour les applications exigeant une polyvalence, une amplitude et une puissance de très haut niveau. Le CMC356 peut être commandé par le logiciel Test Universe fonctionnant sur un PC ou par la console de pilotage CMControl.



Fig V.7. La caisse d'injection CMC 356 Omicron

V/-7. Simulation des défauts:

Avant le court-circuit les courants de ligne forment un système triphasé équilibré en module et déphasés par un angle de 120° .

V/-7.1. Défaut Phase-terre:

En Injecte un défaut phase-terre au moyen de la caisse d'injection omicron CMC 356 laquelle est connectée avec le relais de protection D60 par un câble coaxial (Ethernet). Les résultats sont sous la forme des graphes.

a. Test N° 01 Défaut phase-terre dans la première zone (PH4-E Z1):

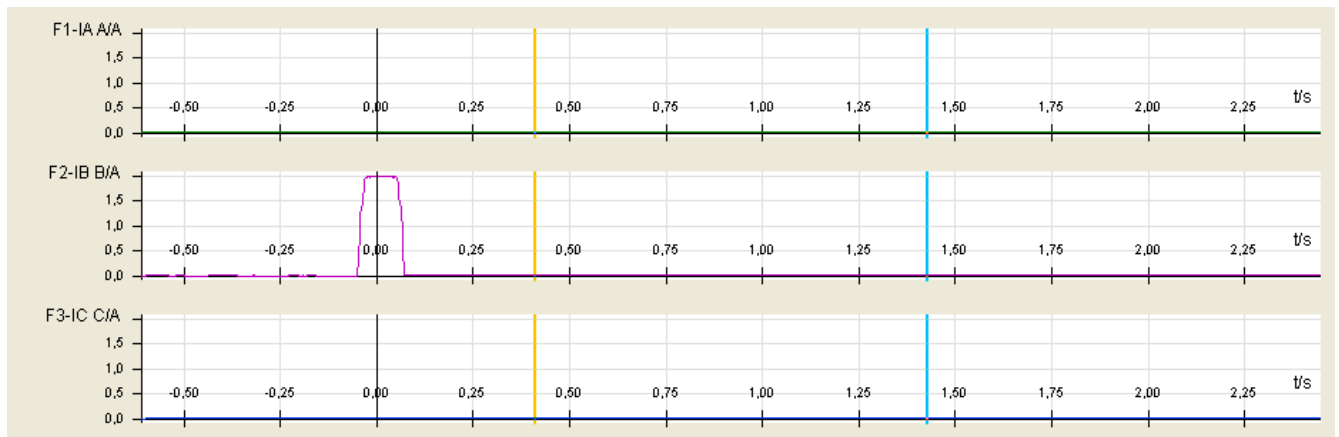


Fig V.8. Courbe des courants pendant le défaut (PH4-E Z1)

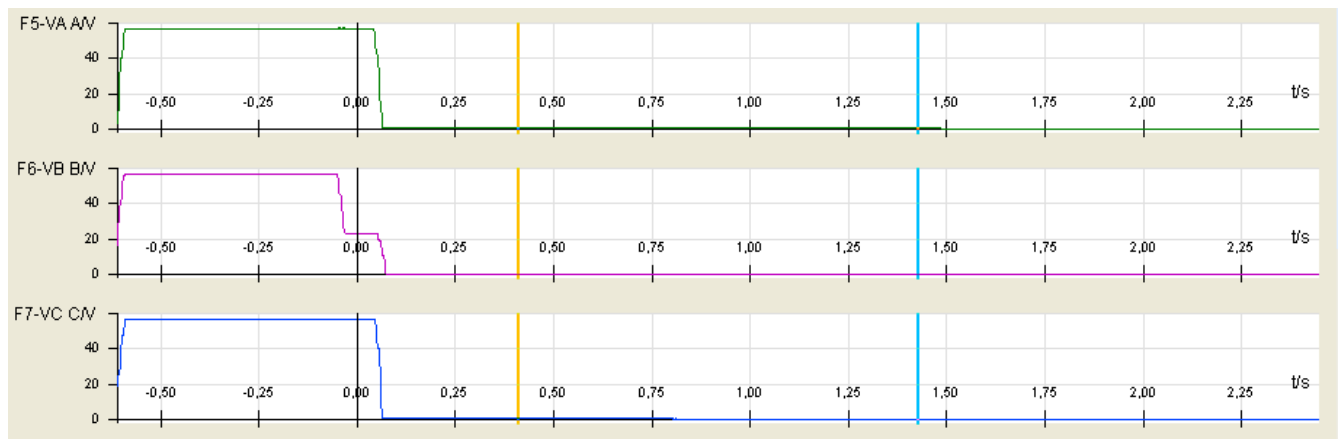


Fig V.9. Courbe des tensions pendant le défaut (Ph4-E Z1)

La figure (Fig V.8) représente les courbes des courants de ligne. Pendant le défaut. On remarque que les courants de la 1^{ère} et la 3^{ème} phase sont égaux et très faibles par rapport au courant de défaut sur la 2^{ème} ligne. ($I_A = I_C \ll I_B$, $I_A = I_C \approx 0$)

La figure (Fig V.9) illustre l'évolution des tensions dans les trois phases, la tension dans la 1^{ère} et 3^{ème} phase garde la même amplitude par contre la tension dans la 2^{ème} phase qui est perturbée et dégradée d'une façon très significative.

A $T=0.05s$ (le temps théorique est $t=0s$) on a le déroulement des actions suivantes :

- La protection principale (protection de distance) D60 réagit et détecte un défaut.
- Déclenchement du premier stade (decl 1° stade On)

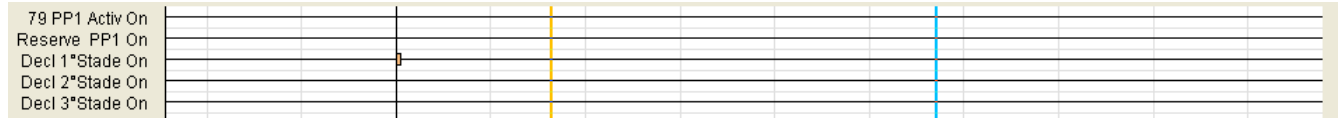


Fig V.10. déclenchement du premier stade

- Déclenchement du disjoncteur de la deuxième phase (Fig V.11 déc L2) (déclenchement d'un seul pôle)

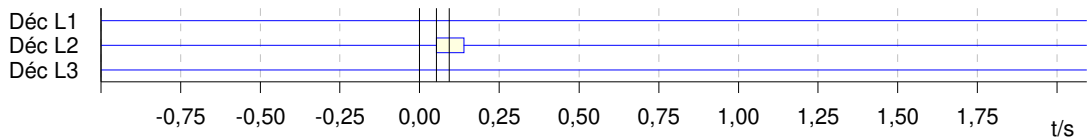


Fig V.11. Déclenchement de la phase 2

- A $T=0.1s$ l'autoréenclencheur se démarre à fonctionner (Fig V.12 CB 52b L2)
- A $T=1.35s$ réenclenchement du disjoncteur de la deuxième phase, on a un DR (déclenchement/réenclenchement)

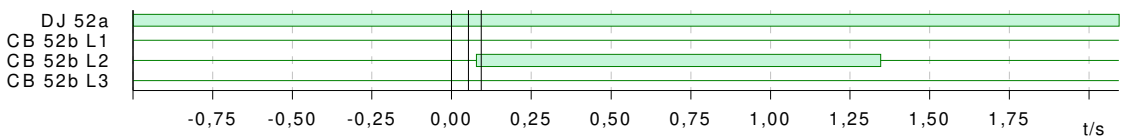


Fig V.12. Réenclenchement de la phase 2

b. Test N° 02 Défaut phase-terre dans la deuxième zone (PH0-E Z2):

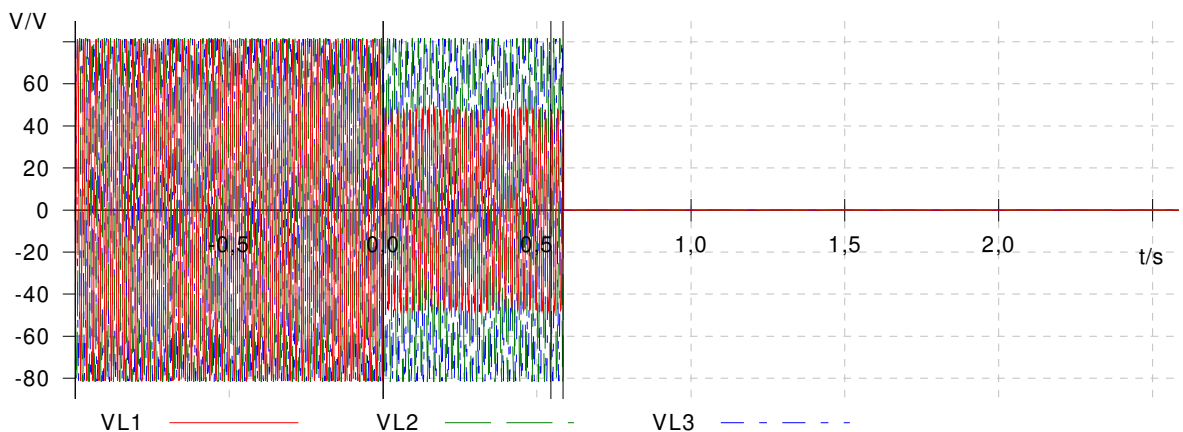


Fig V.13. Courbe des tensions pendant le défaut (Ph0-E Z2)

La figure (Fig V.13) montre l'évolution des tensions dans les trois phases, les tensions V_{L2} et V_{L3} gardent la même amplitude par contre la tension V_{L1} dégrade d'une façon très significative.

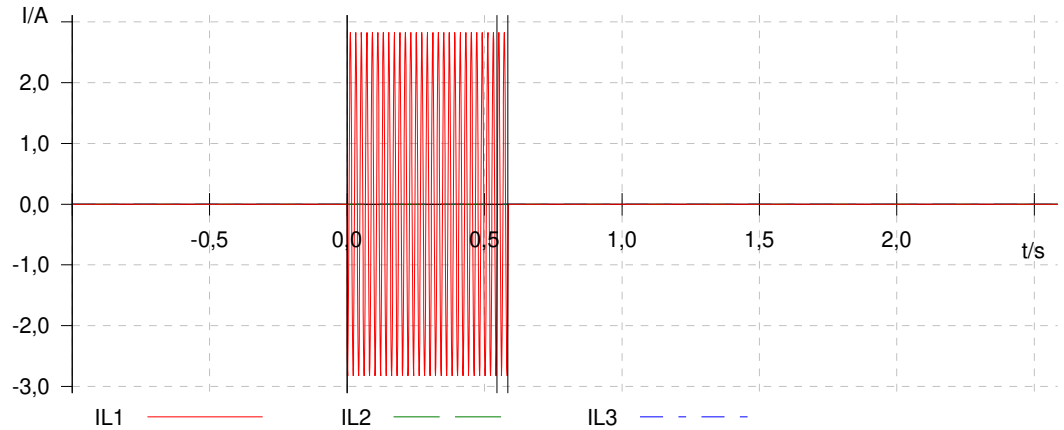


Fig V.14. Courbe des courants pendant le défaut (Ph0-E Z2)

La figure (Fig V.14) montre que le courant I_{L1} a fait une augmentation brusque et les courants I_{L2} et I_{L3} sont égaux et très faible par rapport le courant I_{L1} ($I_{L2}=I_{L3} \ll I_{L1}$, $I_{L2}=I_{L3} \approx 0$)

A $T=0.545s$ (le temps théorique est $T=0.5s$) on a le déroulement des actions suivantes:

- La protection principale (protection de distance) D60 réagit et détecte un défaut.
- Déclenchement du deuxième stade (Fig V.15 decl 2° stade On)



Fig V.15. Déclenchement du deuxième stade

- Déclenchement de la première phase (Fig V.16 déc L1), déclenchement d'un seul pôle (Fig V.17 TRIP 1-POLE)

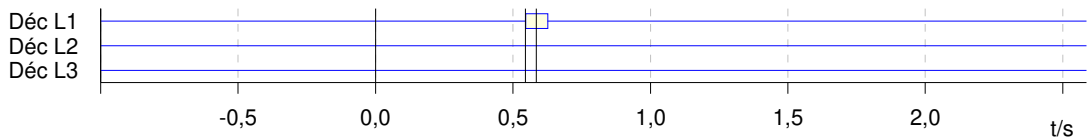


Fig V.16. Déclenchement de la première phase



Fig V.17. Déclenchement d'un seul pôle

- A $T=0.6s$ l'auto-réenclencheur se démarre à fonctionner (Fig V.18 CB 52b L1)
- A $T=1.8s$ Réenclenchement de la 1^{ère} phase, on a un DR (déclenchement/réenclenchement)

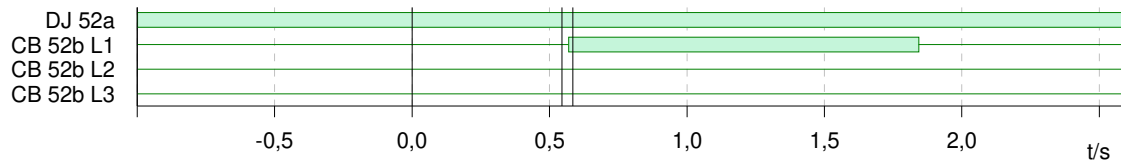


Fig v.18. Réenclenchement de la phase 1

c. Test N° 03 Défaut phase-terre dans la troisième zone (PH8-E Z3):

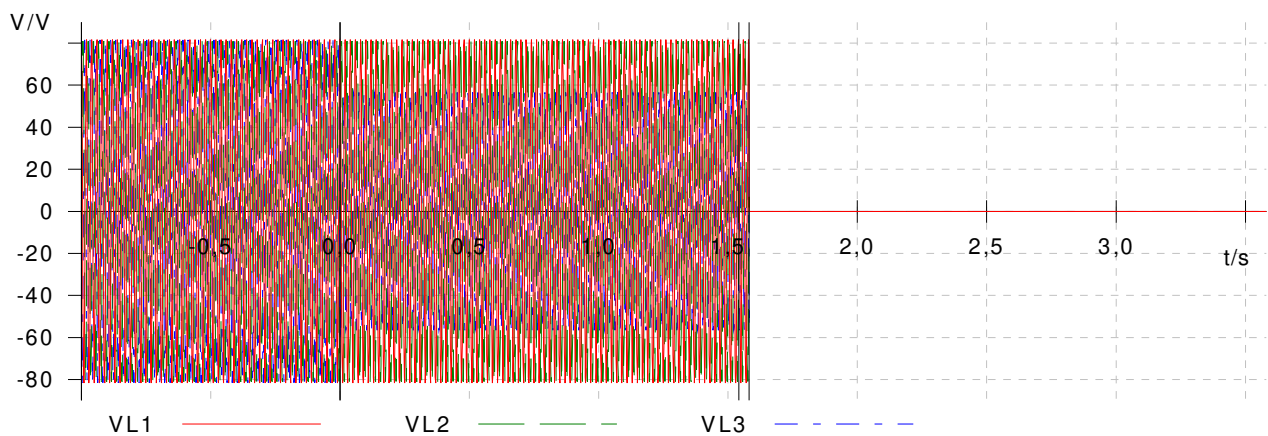


Fig V.19. Courbe des tensions pendant le défaut (Ph8-E Z3)

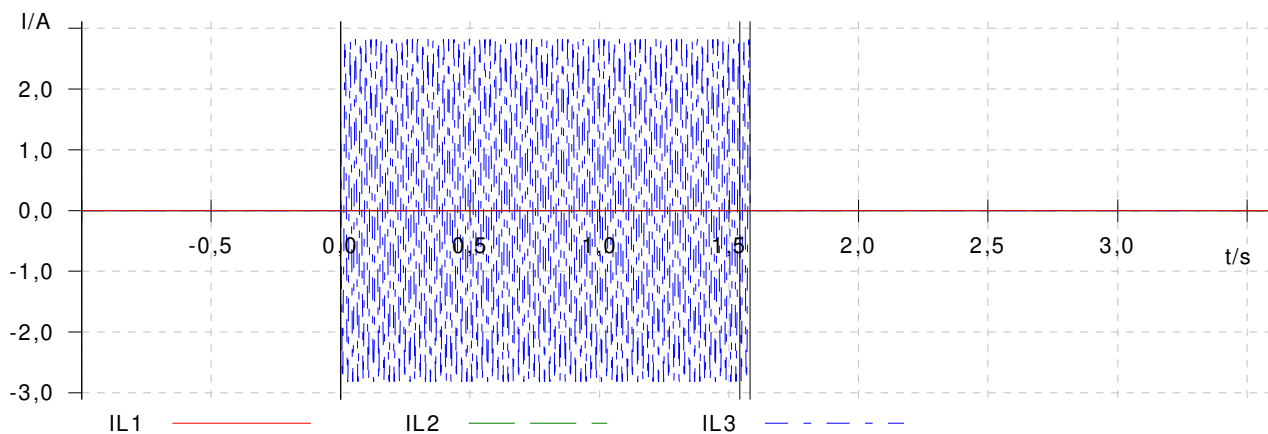


Fig V.20. Courbe des courants pendant le défaut (Ph8-E Z3)

La figure (Fig V.19) montre l'évolution des tensions dans les trois phases, les tensions V_{L1} et V_{L2} gardent la même amplitude par contre il y a une dégradation de la tension V_{L3} .

La figure (Fig V.20) montre que le courant I_{L3} a fait une augmentation brusque et les courants I_{L1} et I_{L2} sont égaux et très faible par rapport le courant I_{L3} ($I_{L1}=I_{L2} \ll I_{L3}$, $I_{L1}=I_{L2} \approx 0$)

A $T = 1,541s$ (temps théorique $T = 1.5s$) on a le déroulement des actions suivantes:

- La protection principale (protection de distance) D60 réagit et détecte un défaut.
- Déclenchement du troisième stade (Fig V.21 decl 3° stade On)

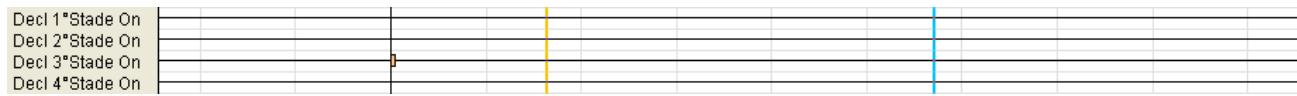


Fig V.21. Déclenchement du troisième stade

- Déclenchement des trois phases (Fig V.22), déclenchement des trois pôles (Fig V.23 TRIP 3-POLE)

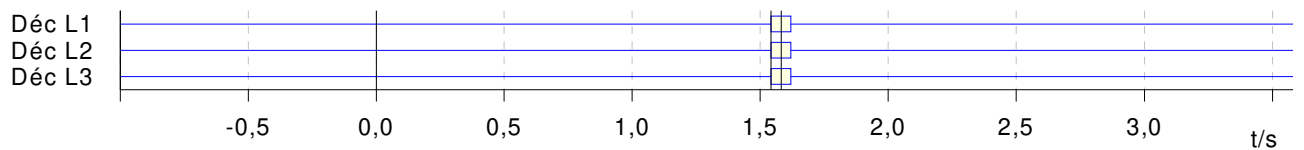


Fig V.22. Déclenchement des trois phases

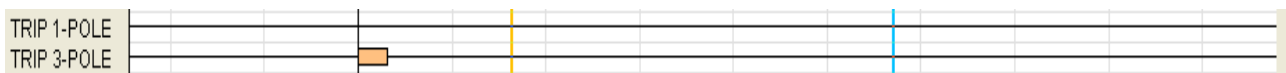


Fig V.23. Déclenchement des trois pôles

- Dans ce cas on a pas de réenclenchement automatique. (Déclenchement définit DD)

V/-7.2. Défaut Biphasé isolé:

- **Test N° 04 Défaut biphasé isolé à la première zone (PH0-PH4 Z1) :**

On injecte un défaut biphasé isolé entre la première et la deuxième phase à l'aide de la caisse d'injection, les résultats sont sous la forme des signaux graphiques

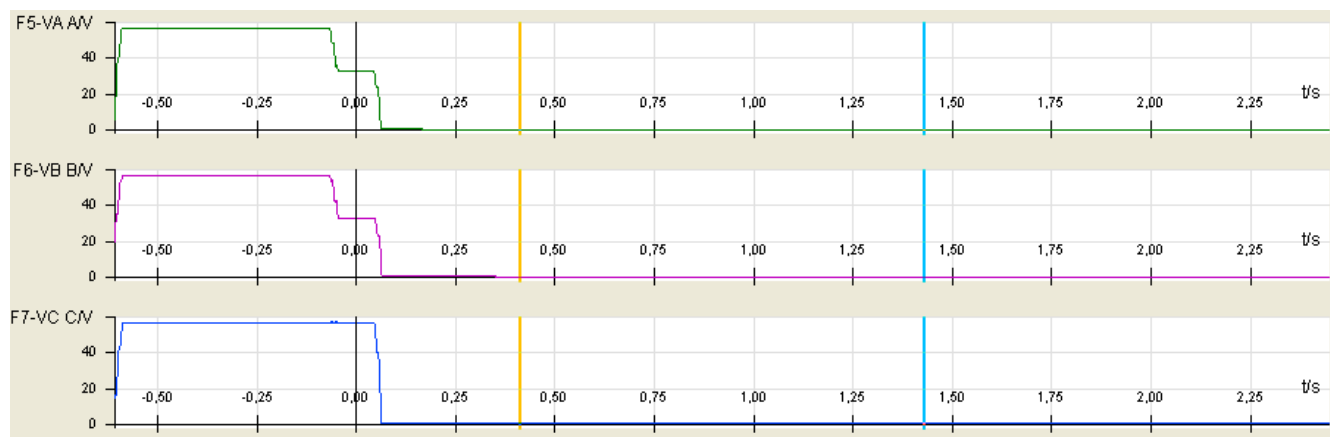


Fig V.24. Courbe des tensions pendant le défaut (Ph0-Ph4 Z1)

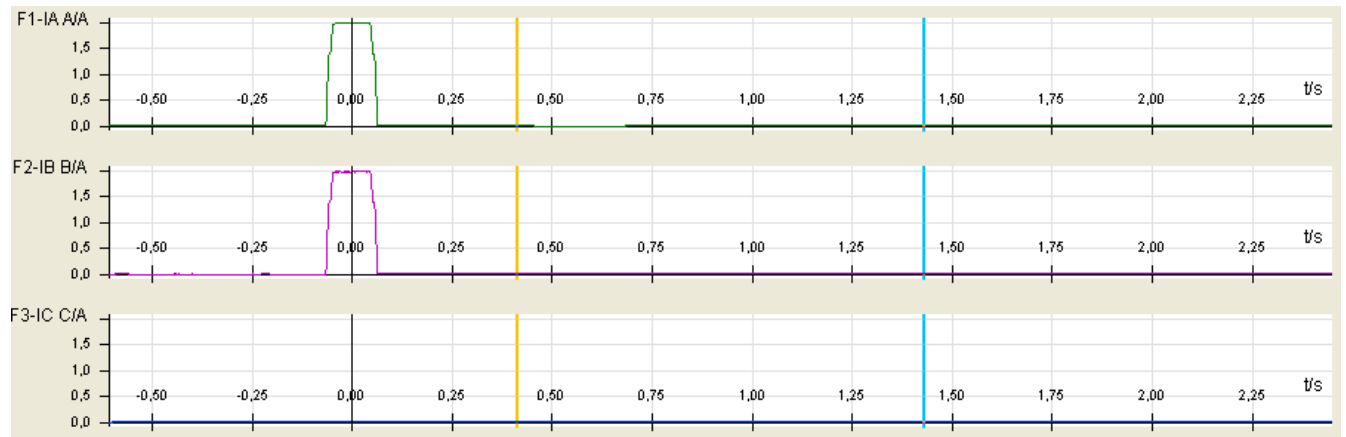


Fig V.25. Courbe des courants pendant le défaut (Ph0-Ph4 Z1)

La figure (Fig V.24) montre l'évolution des tensions dans les trois phases, a la présence d'un défaut, on remarque une déformation et une diminution des amplitudes de la tension dans la 1^{ere} et la 2^{eme} phase.

La figure (Fig V.25) montre que lors d'un défaut les courants dans les phases de défaut (I_{L1} et I_{L2}) ont fait une augmentation brusque et le courant dans la phase saine I_{L3} est très faible ($I_{L1}=I_{L2}$, $I_{L3}\approx 0$)

A $T=0.04s$ (le temps théorique est $T=0s$) on a le déroulement des actions suivantes:

- La protection principale (protection de distance) D60 réagir et détecte un défaut.
- Déclenchement de la première stade (Fig V.26 decl 1^o stade On)

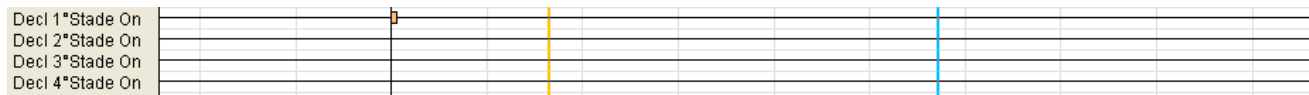


Fig V.26. Déclenchement du premier stade

- Déclenchement des trois phases (Fig V.27), Déclenchement des trois pôles (Fig V.28 TRIP 3-POLE)



Fig V.27. Déclenchement des trois phases

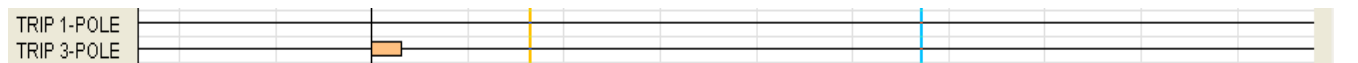


Fig V.28. Déclenchement des trois pôles

- Réenclenchement impossible, donc on a un DRD et puis déclenchement Définit (DD)

V/-7.3. Défaut triphasé:

- Teste N° 05 défaut triphasé à la 2^{ème} zone de mesure (Ph0-Ph4-Ph8 Z2)

On injecte un défaut triphasé à l'aide de la caisse d'injection omicron, les résultats obtenus sont sous la forme des graphes.

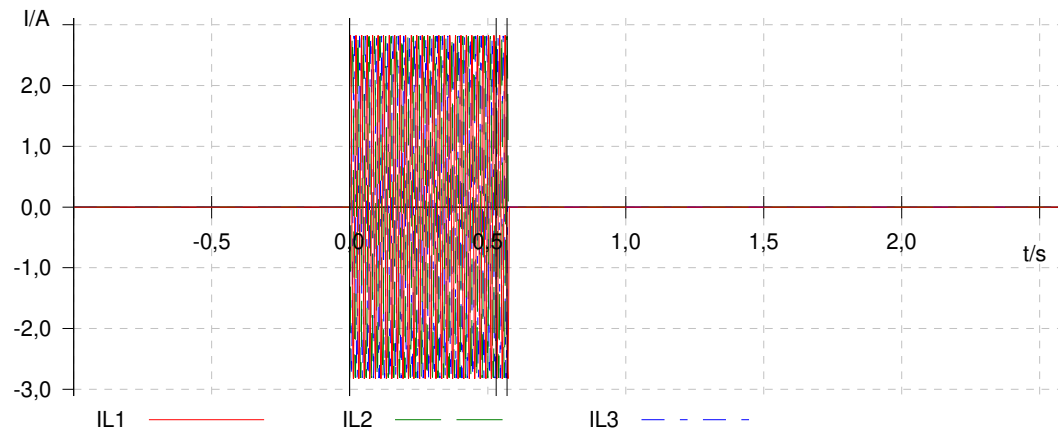


Fig V.29. Courbe des courants pendant le défaut (Ph0-Ph4-Ph8 Z2)

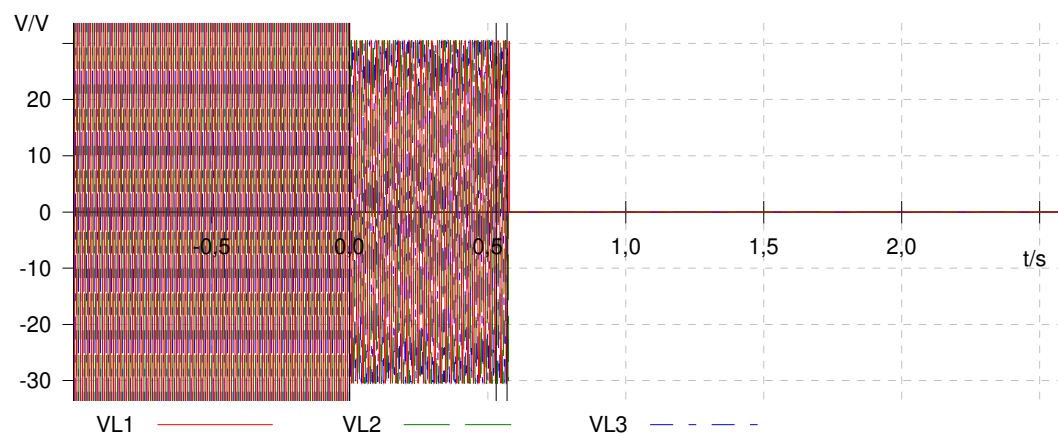


Fig V.30. Courbe des tensions pendant le défaut (Ph0-Ph4-Ph8 Z2)

La figure (Fig V.29) montre que lors d'un défaut on remarque une apparition des courants de défaut dans les trois phases d'une façon brusque ($I_A=I_B=I_C$)

La figure (Fig V.30) montre l'évolution des tensions dans les trois phases, à la présence d'un défaut, on remarque une déformation et une chute des tensions des trois phases.

A $T= 0.530s$ (temps théorique est $T=0.5s$) on a le déroulement des actions suivantes :

- Démarrage général de la protection de distance
- Déclenchement du deuxième stade (Fig V.31 decl 2° stade On)

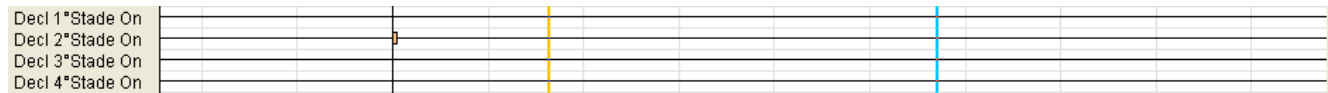


Fig V.31. Déclenchement du deuxième stade

- Déclenchement des trois phases (Fig V.32), Déclenchement des trois pôles (Fig V.33 TRIP 3-POLE)

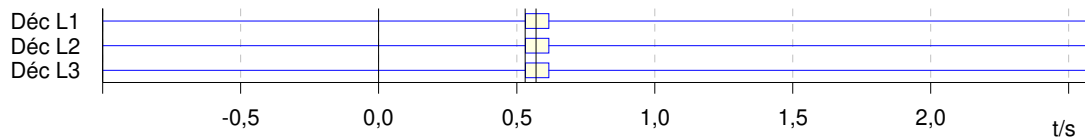


Fig V.32. Déclenchement des trois phases

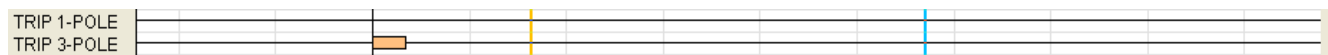


Fig V.33. Déclenchement des trois pôles

- Réenclenchement impossible, donc on a un DRD et puis un déclenchement Définitif (DD)

V/-8. Conclusion:

Dans ce dernier chapitre, nous avons présenté les résultats obtenus par les essais des réglages de protections font au niveau de laboratoire de la GRTE a l'aide d'un relais de distance sur une travée ligne 220 kV et confirmé par la méthode de calcul suivie par la GRTE.

Après la réalisation des essais pratique on constate que l'utilisation des protections numériques dans le système offre plusieurs avantages qui peuvent être résumés comme suit:

- Détection rapide.
- Meilleur fiabilité et sélectivité
- Utilisation confortable grâce à la programmation
- Protection sûre

CONCLUSION GENERALE

Conclusion Générale:

Le réseau électrique se propose pour but essentielle de pourvoir en énergie électrique à usage domestique de la manière la plus performante en termes de sécurité, de fiabilité et d'économie. Il se compose d'appareillages et d'équipements ayant pour finalité de générer, transmettre et distribuer de l'énergie électrique. Ils comptent parmi les innovations les plus complexes et les plus étendues que l'homme n'ait jamais eu à concevoir.

Les réseaux électriques doivent être équipés des systèmes de protection qui assurent la fonction de mettre rapidement hors service tout équipement du réseau qui fonctionne d'une façon anormale. Le but est de protéger le personnel, de minimiser les dommages que peuvent subir les équipements et de maintenir la stabilité du reste du réseau. De plus, pour n'importe quel type de défaut, le système de protection ne doit isoler que la partie endommagée du réseau. Cette propriété du système de protection est connue sous le nom de sélectivité, dont le résultat est une continuité de service maximale avec un minimum de déconnexions du réseau. Le système de protection doit être également fiable, rapide et économique autant que possible.

L'objectif de ce travail est l'étude de la protection d'un réseau électrique HT. Ou on a le développé en cinq étapes.

Dans la première partie une présentation des généralités sur les réseaux électriques, leurs structures et topologies

La deuxième partie présente le système de protection, ces qualités et les concepts fondamentaux dans ce dernier. Il nous a paru nécessaire de donner assez d'information sur les différents éléments qui composent un système de protection du réseau électrique avec un bref aperçu sur Les différents types de protection.

Dans la troisième partie une présentation des généralités sur les défauts électriques, leurs origines, leurs types, leurs effets et conséquences, et puis nous avons démontré les formules de calcul des courants de défauts.

La quatrième partie démontre la philosophie de réglage de protection dans les réseaux électriques nationales.

La dernière partie est une étude pratique de la protection de distance dans une ligne de transport 220KV au niveau de laboratoire de la GRTE TIARET, en injectant plusieurs types de défaut et en différentes zones à l'aide d'une caisse d'injection « omicron CMC 356 » et une protection numérique (le relais numérique D60 du constructeur « GENERAL ELECTRIC ». Après la réalisation des essais on a constaté que la protection de distance réagit rapidement et détecte le défaut, puis elle sépare la partie qui contient ce dernier par le déclenchement du disjoncteur, si le défaut est éliminé donc on aura un réenclenchement automatique et le réseau reprendre son fonctionnement normal sinon on aura un déclenchement triphasé et la situation exige une intervention des agents de maintenance pour résoudre le problème et puis refermer le disjoncteur d'une façon manuel.

Le but recherché dans cette étude et d'essayer de réexaminer les méthodes manuelles de calcul de protection chose qu'on a tendance à négliger vu que l'opérateur compte entièrement sur la machine qui reste pour lui une boîte noire, le recours au méthodes manuelles de calcul va permettre à l'opérateur de développer son sens de critique et d'analyse.

Bibliographie

- [1] Rubrique électricité et gaz (2018). Ministère de l'énergie (Algérie). Repéré à : <http://www.energy.gov.dz/francais/uploads/2016/Energie/electricite-gaz-maj.pdf>
- [2] Laib Hichem, «Contribution A L'étude du Contrôle du Flux de Puissance Par l'UPFC» Magister en Electrotechnique, université BATNA Soutenu le : 13/06/2009.
- [3] H. Benchikh El Hocine, « *Les étages Moyenne Tension* », Institut de Formation en Electricité et Gaz (IFEG), Centre Ain M'lila, Groupe SONELGAZ, Avril 2004.
- [4] P. Bornard, M. Pavard, « Réseaux d'interconnexion et de transport: réglage et Fonctionnement », Techniques de l'Ingénieur, traite Génie Electrique D 4 090, 1993.
- [5] EDF, « Description physique du réseau » Référentiel technique NOPRES_46E, EDF, 2005.
- [6] SchneiderElectric, « *Protection des réseaux électriques* », Merlin Gerin, talie 2003.
- [7] Guillaume RAMI « contrôle de tension auto adaptatif pour des productions décentralisées», INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE GRENOBLE, novembre 2006.
- [8] J.M. DELBARRE, « Postes à HT et THT - Rôle et Structure », Techniques de l'Ingénieur, Traité Génie électrique, D 4570, 2004.
- [9] Ph. CARRIVE, « Réseaux de Distribution - Structure et Planification », Techniques de l'Ingénieur, Traité Génie électrique D 4210, 2006.
- [10] C. Puret, « *les réseaux de distribution publique MT dans le monde* », Cahier Technique Merlin Gerin 155, septembre1991
- [11] H. BENCHIKH EL HOCINE, « *Protection des réseaux HTA* », Institut de Formation en Electricité et Gaz (IFEG), Centre Ain M'lila, Groupe SONELGAZ, janvier 2011.
- [12] SchneiderElectric,«*PostesHTA/BT*»
- [13] « Plan de développement 2007-2017 production d'électricité », Direction général du développement et de la stratégie SONELGAZ, N°110 DGDS, Alger 2007.
- [14] D. Penkov, « *localisation des défauts dans les réseaux HTA en présence de génération d'énergie dispersée* », Grenoble, France, Mars 2012.
- [15] A.H Knable, «*Electrical Power Systems Engineering: Problems and Solutions*», McGraw-Hill, 1967.
- [16] R. PELISSIER, « Les réseaux d'énergie électrique (2ème partie) », Dunod , 1974.
- [17] M. LAMI, « Protection et Surveillance des Réseaux de Transport d'Énergie Électrique »,Volume 2, Electricité de France (EDF), février 2003.
- [18] C. PRÉVÉ, « Protection des Réseaux Electriques », Edition HERMES, Paris 1998.
- [19] C. RUSSELL MASON, « The Art and Science of Protective Relaying », General electrical, 1956 - New York.
- [20] C. CLAUDE & D. PIERRE, « Protection des Réseaux de Transport et de Répartition » Direction de la Production et du Transport d'Electricité (EDF), octobre 2005.
- [21] S. THEOLEYRE, « Les Techniques de Coupure en MT », Cahier technique N°193, Schneider Electric.
- [22] Edmond Thuries, Denis Dufournet, «Conception et évolution des disjoncteurs haute et moyenne tension» Revue Générale de l'Électricité, décembre 1992
- [23] G.F. MOORE, «Évolution des disjoncteurs des réseaux de transport» Revue Générale de l'Électricité, septembre 1971
- [24] S.Y. LEUNG, A. SNIDER & S. M. WONG, «SF6 Generator Circuit Breaker Modeling » International Conference on Power Systems Transients (IPST'05) in Montreal, Canada on 19-23 juin 2005.
- [25] Cristian JECU, « Système de protections novateur et distribué pour les réseaux Moyenne Tension du futur » , thèse de doctorat , UNIVERSITÉ DE GRENOBLE, 16 septembre 2011.

-
- [26] B. Raison, « Intégration de la production décentralisée dans les réseaux électriques (Cours pour une formation destinée à L'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie ADEME) » Service d'Electrotechnique – Faculté Poly technique de Mons, 5/7/2001.
- [27] M. Fontela, T.T.Ha Pham, C. Andrieu, Y. Besanger, S. Bacha, N. Hadjsaid, «Distributed Generation as a means to increase system robustness». Deliverable D1.3 of ENK5-CT-2002-00673 Projet Européen CRISP.
- [28] Ibrahim Farhat, «Fault Detection, Classification and Location in Transmission Line Systems Using Neural Networks», *Concordia University Montreal, Quebec, Canada, mars 2003*.
- [29] L.Hewitson, «Practical Power Systems Protection», Elsevier, First published 2004.
- [30] D. Labed, A.Bouزيد, M. Bouchahdane, «Application of Numerical Distance Relays in Dispersed Generation», *IREE International Review of Electrical Engineering* , February 2008.
- [31] Christophe Prévé, « Protection of Electrical Networks », *AREVA*, Mâcon, France, Juin 2006.
- [32] M. MEHDDEB, « Philosophie de Réglage des Protections », Document technique de Gestionnaire Régionale de Transport Electricité GRTE de Sétif, Département Essais et Contrôle, Groupe SONELGAZ, mais 2006.
- [33] Schneider Electric, «*Protection des réseaux électriques*», janvier 2008.
- [34] Schneider Electric, « *Les architectures de réseaux* ».
- [35] Mohamed ZELLAGUI, «Protection Ligne de Transport HTB», Institut de Formation de l'Electricité et du Gaz Centre de Formation Ain M'lila, Groupe Sonelgaz.
- [36] Dany Saoub. « Réalisation d'une extension dans le poste 220/60/30 kV de Tiaret, Algérie ». Energie électrique. 2011.
- [37] Direction du transport de l'électricité, «MANUEL DE REGLAGE DES PROTECTIONS DES RESEAUX_SONELGAZ», Aout 2004.

Annexe



- Pour démarrer le module de test, dans le menu démarrage OMICRON star page on clique sur Quick CMC.
- Examinez le volet historique de Quick CMC est se connecter à l'ensemble de test CMC qui est associé et sous tension.
- Le groupe CURRENT OUTPUT A est activé par défaut (sortie de courant), le groupe VOLTAGE OUTPUT (sortie de tension) et les entrées binaires 1 et 2, l'entrée BINARY INPUT 1 est configurée comme signal de déclenchement, et l'entrée BINARY INPUT 2 est configurée comme signal de démarrage.
- Dans l'angle Entrée binaire /analogique de configuration du matériel, il est possible de définir l'entrée comme étant potentiel libre ou sensible au potentiel.
- Dans Entrée binaires /Trigger, sélectionnez l'entrée ou les entrées à utiliser comme signal aux signaux trigger : par exemple, sélectionnez le signal Déc pour mesurer le temps de déclenchement et/ou pour que la sortie du signal s'arrête automatiquement.
- Une fois que QuickCMC a établi une connexion avec l'ensemble de test CMC, quitter le mode de sortie par défaut Direct et saisissez les valeurs de tension, de courant et de fréquence que le CMC doit générer.

-
- Le diagramme vectoriel affiche les signaux de sortie (vecteur bleu=tension, vecteur rouge=courant). Cliquez avec le bouton droit dans le diagramme vectoriel pour ouvrir un menu contextuel qui vous permet de personnaliser l’affichage.
 - Dans Sortie binaire, précisez le statut de chacune des sorties binaires de CMC. Si vous cochez la case d’une sortie binaire (Sort. Bin), le contact du relais de la sortie est fermé lorsque vous démarrez le test. Si vous laissez une case SORT. Bin vide, le contact du relais de sortie est ouvert lorsque vous démarrez le test.
 - Si vous cochez la case coupure de l’option Sur trigger, les sorties analogiques du CMC sont coupées au moment où se produit un signal trigger à l’entrée ou aux entrées binaire(s) sélectionnées au numéro 3. Ce principe s’applique tant aux signaux de sortie statique qu’aux signaux variables sur une rampe (rubrique d’aide de QuickCMC “Variation des signaux de sortie”).
 - Cliquez sur le bouton F5 Sortie ON/OFF. Le CMC génère à présent la tension, le courant et la fréquence dans les valeurs ont été définies aux groupes VOLTAGE OUTPUT et CURRENT OUTPUT, et active les entrées BINAIKY INPUT 1 et 2 (et toutes les autres entrées et sorties binaires que vous avez éventuellement activées dans la configuration du matériel). Un symbole d’éclair rouge à côté du bouton indique que les sorties sont actives.
 - Le volet Historique de QuickCMC vous permet de connaître en permanence l’état opérationnel en cours.
 - Pour désactiver les sorties analogiques et binaires, cliquez a nouveau sur le bouton F5 Sortie ON/OFF. Un symbole d’éclair blanc à coté de bouton indique que les sorties sont inactive. “F5” signifie que la touche de fonction F5 de votre clavier permet d’effectué la même opération que lorsque vous cliquez sur le bouton.
 - Le logiciel Test Universe centralise les données d’équipements testés ou de poste électrique dans Equipement à tester de sorte qu’elles puissent également être utilisez par d’autre module de test. L’insertion de certains modules de test tels que QuickCMC, State Sequence, Autoreclosure et d’autre modules, dans un document OMICRON Contrôle Centre (OCC) derrière un équipement a tester ajoute donc un bloque distance dans l’Equipement a tester de l’OCC.

Résumé:

Le but essentiel d'un réseau électrique est d'assurer la continuité alimentation en énergie électrique aux différents abonnés au moyens des lignes de transport. Mais ce n'est pas toujours le cas puisque son fonctionnement subir à plusieurs anomalies, pour cela les réseaux électriques sont équipés des équipements afin d'assurer la protection des biens et des personnes. Ces derniers détectent le défaut et mettent hors service la partie qui le contient puis procèdent à éliminer son effet d'une façon sûre et dans le plus bref délai. Notre travail consiste à l'étude des performances de la protection de distance dans le fonctionnement d'un réseau électrique et au calcul des valeurs des réglages qui doivent être programmées dans ces protections. La protection de distance laquelle nous avons testés est un relais numérique D60 du constructeur « GENERAL ELECTRIC ». Sa marge d'erreur est très réduite à la localisation de défaut avec un temps d'élimination de défaut très court par rapport au protection statique ou électromécanique.

Mots clés: réseau électrique, lignes de transport, protection, défaut, protection de distance, relais numérique

المخلص:

الهدف الأساسي للشبكة الكهربائية هو ضمان إستمرارية التغذية بالطاقة الكهربائية لمختلف الزبائن عن طريق خطوط التوصيل، لكن ليس الحال دائما حيث أن عملها قد تطرا عليه عدة المشاكل. لهذا الشبكات الكهربائية مجهزة بمعدات لحماية الأشخاص و الممتلكات، هذه الأخيرة تكشف الخلل و تقوم بتعطيل الجهة التي تحتويه ثم تقوم بمسح أثره بصفة مؤكدة و في أقصر مدة. عملنا يقوم بدراسة أداء جهاز حماية المسافة خلال عمل الشبكة الكهربائية و حساب قيم التعديلات التي تكون مبرمجة بجهاز الحماية. جهاز الحماية الذي قمنا بتجربته هو الرابط الرقمي D 60 للصانع (جنرال إلكتريك)، حيث أن احتمال خطئه ضئيل في معرفة موقع الخلل مع توقيت قصير لإزالتة مقارنة بالحماية الإحصائية أو الإلكتروميكانيكية.

الكلمات المفتاحية:

شبكة كهربائية، خطوط التوصيل، حماية المسافة، خلل، رابط رقمي