

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'enseignement Supérieur

Et de la recherche scientifique

Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou

Faculté de génie électrique et de l'informatique

Département d'électrotechnique

MEMOIRE

De fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme de :

Master professionnel en Electrotechnique

Spécialité

Electrotechnique industrielle

Thème

***Protection numérique par SEPAM
série 80 d'un départ électrique HTA***

Proposé par :

Dirigé par :

Etudié par :

***B. LOURDJANE
(SONELGAZ)***

T. OTMANE CHRIF

***O. AIT GUENISSAID
O. OUKHOUIA***

Promotion : 2012

Remerciements

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

*Nous tenons à remercier nos promoteurs Mr. **OTMANE CHERIF** de L'(UMMTO) et Mr. **LOURDJANE** de (SONELGAZ) de leurs aide précieuse.*

*Un grand merci à Mr. **BIROUCHE** pour son aide précieuse malgré sa charge.*

Nos brefs remerciements à tous les ouvriers de SONELGAZ qui nous ont aidés durant notre stage pratique.

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

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

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à :

Mes grandes mères : Faroudja et Feta

Ma mère : Malika

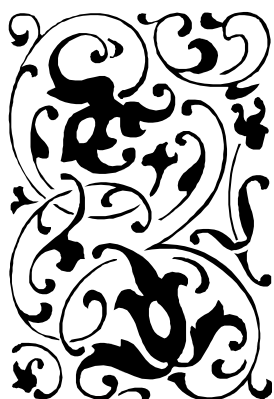
Mon père : Saïd

Mes sept frères

*Ma sœur : Farida et à toute
ma famille*

Touts mes amis

*Toute la promotion ETH LMD
professionnel 2012*



Omar

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à :

Mes grands parents: Fatma et Saïd

Ma mère : Saliha

Mon père : Arezki

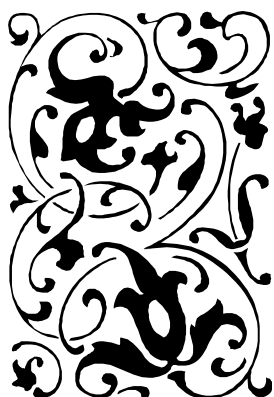
Mes frères : Djamel et Samir

*Ma sœur : Karima et à toute
ma famille*

*Ma belle femme, pour son
soutien moral*

Touts mes amis

*Toute la promotion ETH LMD
professionnel 2012*



Ouidir

Introduction générale.....	1
----------------------------	---

Chapitre I: Généralité sur les réseaux électriques

I1) Introduction.....	2
I2) Technologies de la production de l'énergie électrique	2
I2.1) Les sources d'énergie traditionnelles.....	2
I2.1.1) Les sources fossiles.....	2
I2.1.2) L'énergie d'hydrogène	2
I2.2) Les sources d'énergie renouvelables.....	2
I2.2.1) Eoliens.....	2
I2.2.2) Photo voltaïque	3
I2.2.3) Géothermique	3
I2.2.4) Biomasse et déchets.....	3
I2.2.5) Petites centrales hydrauliques	3
I2.2.6) Hydrolienne.....	3
I3) Réseaux de transport et d'interconnexion.....	4
I4) Réseaux de répartition	5
I5) Réseaux de distribution.....	5
I6) Gamme des tensions utilisées par SONALGAZ en Algérie	6
I7) Les postes de livraison HTA.....	7
I7.1) Les poste de livraison HTA à comptage BT.....	7
I7.2) Postes préfabriqués.....	7
I7.3) Les postes de livraison HTA à comptage HIB	9
I8) Modes d'alimentation des postes de livraison HTA.....	9
I8.1) Un jeu de barres avec une source	9
I8.2) Un jeu de barres sans couplage avec deux sources	9
I8.3) Deux jeux de barre avec couplage avec deux sources.....	10
I8.4) Un jeu de barres sans couplage avec trois sources.....	10
I8.5) Trois jeux de barres avec couplages et trois sources d'alimentation.....	11
I8.6) Source et Départ en « DUPLIX».....	12
I8.7) Deux jeux de barres avec deux attaches par départ et deux sources	13
I8.8) Deux doubles jeux de barres couplés entre eux	14
I8.9) Architecture des réseaux HTA.....	15
I8.9.1) Radiale en simple antenne	15

I.8.9.2) Radiale en double antenne sans couplage	15
I.8.9.3) Radiale en double antenne avec couplage	16
I.8.9.4) En boucle	17
I.9) Architectures des postes HTA/BT supérieur à 630 KVA	18
I.9.1) Alimentation en coupure d'artère	19
I.9.2) Alimentation en double dérivation	20

Chapitre II: défauts et courants de court-circuit

Conclusion	21
II.1) Introduction	22
II.2) Définition d'un court-circuit	22
II.3) Effets des courant de court-circuit	22
II.4) Différents types des courts-circuits	23
II.4.1) Court-circuit monophasé-terre	23
II.4.2) Court-circuit biphasé terre	23
II.4.3) Court-circuit biphasé-isolé	23
II.4.4) Court-circuit triphasé	24
II.5) Caractéristiques des courts-circuits	24
II.5.1) Durées des défauts	24
II.6) Étude des courts –circuits	25
II.6.1) Établissement des courants de court-circuit et forme de l'onde	25
II.6.1.1) Établissement du court-circuit aux bornes de l'alimentation du distributeur	26
II.6.2) Méthode de calcul des courts-circuits	28
II.6.2.1) Le court-circuit triphasé symétrique	28
II.7) Méthode des valeurs réduits pour le calcul de courant de court-circuit	33
II.7.1) Définition	33
II.7.2) Changement de base	33
II.7.3) Réactances des éléments du réseau	33
II.7.3.1) Impédance ramenée à un seul niveau de tension	33
II.7.3.2) Réactance réduite des éléments constituant les réseaux	33
II.8) Étude des courant de court-circuit et des impédances du réseau	34
II.8.1) Définition	34
II.8.2) L'intensité d'un courant de court-circuit	34
II.8.3) Définition de l'opérateur « a »	34
II.8.4) Décomposition d'un système en composantes symétrique	35

II.8.5) Principe de l'impédance des composantes.....	36
II.9) Analyses des courts-circuits.....	37
II.9.1) Les défauts monophasés.....	37
II.9.1.1) Etude d'un défaut monophasé dans les réseaux ayant leur neutre mis à la terre.....	37
II.9.1.2) Défaut monophasé dans les réseaux ayant leur neutre isolé	39
II.9.2) Les défauts biphasés.....	40
II.9.2.1) Défaut biphasé sans terre	40
II.9.2.2) Défaut biphasé avec terre	41
II.9.3) Les défauts triphasés	42
II.11) Défaut triphasé	43
II.9.4) Coupure d'une phase.....	43
Conclusion.....	45

Chapiter III: La chaine de protction

III.1) Introduction.....	46
III.2) Système de protection.....	46
III.2.1) Définition.....	46
III.2.2) Rôle d'un système de protection.....	46
III.2.3) Qualité d'un système de protection	46
III.2.4) Constitution d'un système de protection	46
III.2.5) Régime du neutre	47
III.3) Appareillage de protection.....	47
III.3.1) Contre les surtensions	47
III.3.1.1) Le parafoudre	47
III.3.1.2) Le parafoudre moyen tension	47
III.3.1.3) Les éclateurs.....	47
III.3.1.4) Éclateur à cornes.....	48
III.3.1.5) Eclateurs à tige.....	48
III.3.2) Contre les surintensités	48
III.3.2.1) Fusible moyenne tension.....	48
III.3.2.2) Disjoncteurs.....	49
III.3.2.3) Disjoncteur à l'huile	49
III.3.2.4) Disjoncteur à air comprimé	50
III.3.2.5) Sectionneur.....	51
III.4) Relais de protection.....	51

III.4.1) Définition.....	51
III.4.2) Désignation d'un relais.....	52
III.4.3) Différents types des relais.....	52
III.4.3.1) Les relais électromécaniques.....	52
III.4.3.2) Relais à induction magnétique	53
III.4.3.3) Relais à balance.....	53
III.4.3.4) Relais thermique.....	53
III.4.3.5) Relais statique.....	54
III.5) Alimentation des systèmes de protection.....	54
III.5.1) Les transformateurs de tension(TT)	54
III.5.2) Les transformateurs de courant (TC).....	55
III.5.3) Types industriels.....	56
III.5.3.1) Modèles classiques à noyau de fer	56
III.5.3.2) Modèles à tore de Rogowski	56
III.5.3.3) Modèles dits "non conventionnels"	56
III.5.3.4) TC Tore	56
III.6) La sélectivité des protections	57
III.6.1) Définition	57
III.6.1.1) Sélectivité totale	58
III.6.1.2) Sélectivité partielle	58
III.6.2) Sélectivité Ampéremétrique	58
III.6.3) Sélectivité chronométrique.....	58
III.7) Protection d'un départ HTA.....	58
III.7.1) Protection contre les défauts entre phases	59
III.7.2) Système de protection à un seul seuil.....	59
III.7.3) Système de protection à deux seuils	60
III.7.4) Protection contre les défauts entre phase et terre	60
III.7.5) Protection des dérivations.....	61
III.7.5.1) Généralités	61
III.7.5.2) Définition des interrupteurs.....	61
III.7.5.3) Différent types des interrupteurs	61
III.7.5.4) Fonctionnement.....	62
III.7.6) Les automates associés aux protections des départs HTA.....	62
III.7.6.1) Dispositif de réenclenchement rapide (DRR)	63

III.7.6.2) Dispositif de réenclenchement lent (DRL).....	63
III.7.6.3) Dispositif de réenclenchement rapide et lent.....	63
III.8) Principe de réglage.....	63
III.8.1) Réglage des protections contre les défauts à la terre	64
II.8.1.1) Principe.....	64
III.8.2) Réglage en intensité de courant des relais de phases.....	64
III.8.2.1) Réalisation d'un déclenchement temporisé.....	64
III.9) Réglage des relais de protection d'un départ.....	64
III.9.1) Réglage des relais de phase premier seuil (seuil temporisé).....	65
III.9.2) Réglage des relais de phase deuxième seuil ou seuil violent.....	65
III.9.3) Réglage des relais homopolaires.....	65
III.9.4) Relais de temps.....	66
III.9.4.1) Principe.....	66
III.9.4.2) Réglage de la temporisation.....	66
III.9.5) Réglage des relais de l'arrivée.....	66
III.9.5.1) Réglage des relais de phase.....	66
III.9.5.2) Réglage des relais homopolaire.....	66
III.9.5.3) Réglage des relais de temps	67
III.10) Réglage des protections d'un transformateur et de sa liaison aux jeux de barres.....	67
III.10.1) Relais de temps.....	68
III.11) Réglage d'une protection de terre résistante	68
III.11.1) Détecteur de terre résistante.....	69
III.11.2) Réglage d'une protection ampérométrique de terre résistante.....	69
III.11.2.1) Principe.....	69
Conclusion.....	70

Chapitre IV: La gamme de protection SEPAM série 80

IV.1) Introduction.....	71
IV.2) Présentation des SEPAM.....	71
IV.3) Différents types de SEPAM.....	72
IV.4) Présentation du SEPAM série80	72
IV.4.1) Fonctions et mesures réalisées par le SEPAM serie80	73
IV.4.2) Surveillance des TP.....	73
IV.4.3) Surveillance des TC.....	73
IV.5) Les protections assurées par les SEPAM série 80.....	73

IV.6) Les domaines d'application des SEPAM serie80.....	74
IV.7) Interfaces Homme Machine	74
IV.7.1) Information complète sur l'exploitant de l'IHM avancée.....	74
IV.8) Description de l'IHM avancée.....	74
IV.9) Raccordement de SEPAM serie80 à l'outil de paramétrage.....	77
IV.10) Principe du protocole Modbus	78
IV.11) Présentation du logiciel SFT284.....	79
IV.11.1) Description.....	79
IV.11.2) Utilisation du SFT2841 en mode non connecté	80
IV.11.3) Utilisation du SFT2841 en mode connecté à un SEPAM série 80	80
IV.11.4) Utilisation du SFT2841 connecté à un réseau de SEPAM.....	80
IV.11.5.) Exploitations courante	81
IV.12) Exemple de calcul.....	81
IV.12.1) Données techniques	82
IV.12.3) Choix de valeur de base.....	82
IV.13) Valeur des impédances réduites.....	83
IV.13.1) Composantes directs	83
IV.13.2) Composant homopolaires.....	83
IV.12.3) Valeurs des courants de court-circuit se produisant sur le jeu de barre 31 KV.....	84
Conclusion.....	88
Conclusion générale	89

Introduction générale

Les réseaux électriques représentent des investissements importants consentis par les distributeurs pour garantir la qualité et la continuité de l'alimentation des clients en énergie.

Ces réseaux, malgré tous les efforts déployés, sont souvent touchés par des perturbations qui peuvent mettre en danger le matériel, le personnel et affectent la qualité de service. D'où, la nécessité d'utiliser des dispositifs destinés à limiter les dommages et à isoler rapidement la partie avariée du réseau afin d'éviter la propagation du défaut qui privera d'énergie d'autres utilisateurs; c'est l'objet des protections. Les dispositifs de protections classiques présentent plusieurs inconvénients à savoir :

- Ils encombrant les installations
- Manque de précision
- Leurs fonctions sont très limitées
- Difficile à exploiter
- Ils sont perturbés par les effets extérieurs

Aujourd'hui avec l'apparition des technologies numérique, la protection a eu sa part, et son utilisation est devenue large grâce à ses multiples fonctions et sa grande fiabilité et sa simplicité d'exploitation.

L'objectif de notre travail est l'étude de l'un de ces appareils de protection numérique (SEPAM série 80), qui est utilisé par la **SONELGAZ** pour protéger certains départs HTA.

Pour mieux mener notre travail, on a jugé utile de le subdiviser en quatre chapitres comme suit :

- ✓ Le premier chapitre traitera les différentes technologies de production de l'énergie électrique ainsi que les différentes architectures du réseau électriques HTA.
- ✓ Dans le deuxième chapitre, nous allons présenter les différents défauts pouvant affectés les installations électriques.
- ✓ Le troisième chapitre sera consacré aux différents appareils de protection des réseaux électriques.
- ✓ Le relais de protection numérique SEPAM serie80 utilisé par la SONELGAZ fera l'objet du quatrième chapitre.

On terminera notre travail par une conclusion générale.

I.1) Introduction

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

I.2) Technologies de la production de l'énergie électrique [4].

Les productions décentralisées se développent dans tous les pays, sur la base d'unités de production traditionnelles, de systèmes à énergie renouvelable ou de cogénération installés par des producteurs indépendants. Les différentes technologies appartenant à trois groupes seront brièvement présentées ci-dessous.

I.2.1) Les sources d'énergie traditionnelles [1]

I.2.1.1) Les sources fossiles

(Gaz, Charbon, Pétroles) sont utilisées comme l'énergie primaire pour produire l'électricité. On peut les trouver dans les turbines à combustion (puissance disponible sur le marché 25kW à 200MW), les micros turbines à combustion (de 30kW à 250kW), les moteurs diesel (de 100kW à 25MW), les moteurs à gaz (de 5kW à 5MW).

I.2.1.2) L'énergie d'hydrogène

Est utilisée avec l'oxygène par la réaction électrochimique dans laquelle l'énergie chimique dégagée par la dégradation du combustible est convertie directement en énergie électrique et en chaleur. C'est le principe de la pile à combustible. La puissance actuelle des piles à combustible est dans la plage de (1kW à 1MW) et elle est encore améliorée et développée.

I.2.2) Les sources d'énergie renouvelables

I.2.2.1) Eoliens

Ce mode transmet l'énergie cinétique du vent à l'énergie électrique grâce aux turbines aérogénérateurs. Principalement deux technologies sont utilisées, les générateurs synchrones et asynchrones. En fonction de la technologie choisie, leur raccordement au réseau se fait soit directement, soit via des interfaces d'électronique de puissance. En tenant compte de

l'intermittence de ce type d'énergie, les turbines éoliennes sont normalement associées avec un système de stockage d'énergie et/ou avec un moteur diesel. Il existe également deux possibilités de d'installation des parcs éoliens (éolien en mer et éolien sur terre). Les installations en mer comportent une capacité très importante. La puissance d'un parc éolien varie de quelque Mégawatts à quelques centaines de Mégawatts.

I.2.2.2) Photo voltaïque

Les panneaux photovoltaïques transforment directement l'énergie solaire en énergie électrique. Il s'agit de cellules en matériaux semi-conducteurs fonctionnant sur le principe jonction P-N et étant réalisées actuellement pour la grande majorité à partir de silicium cristallisé. Ils sont très utilisés pour alimenter des sites isolés en association avec un système de stockage.

I.2.2.3) Géothermique

Les centrales géothermiques utilisent la chaleur de nappes d'eau souterraine dans les zones les plus favorables. Cette chaleur est soit directement utilisée, soit convertie en énergie électrique grâce aux générateurs. Le niveau typique des centrales géothermiques varie de 5 à 50MW.

I.2.2.4) Biomasse et déchets

Certaines centrales thermiques à flammes utilisent comme source primaire des combustibles issus de la biomasse (bois, biogaz, ...), ou de déchet industriels ou domestique.

I.2.2.5) Petites centrales hydrauliques

Le principe de fonctionnement est identique à la centrale hydraulique centralisée traditionnelle. La différence consiste à leur petite taille. Elles sont installées proche des consommateurs pour exploiter les petites sources d'eau locale. Le niveau de puissance va de quelques kW à quelque MW.

I.2.2.6) Hydrolienne

Utilise l'énergie cinétique des courants marins, comme l'éolienne utilise l'énergie cinétique du vent. La turbine de l'hydrolienne permet la transformation de l'énergie hydraulique en énergie mécanique, qui est alors transformé en énergie électrique par un alternateur. La puissance de ces centrales est très prometteuse, cependant elles restent encore dans une étape de recherche et de développement.

Pour la meilleure exploitation de cette énergie, les réseaux électriques sont divisés en trois types.

- Les réseaux de transport et d'interconnexion,
- Réseaux de répartition,
- Réseaux de distribution.

Dans ce chapitre on va décrire chaque réseau par détail.

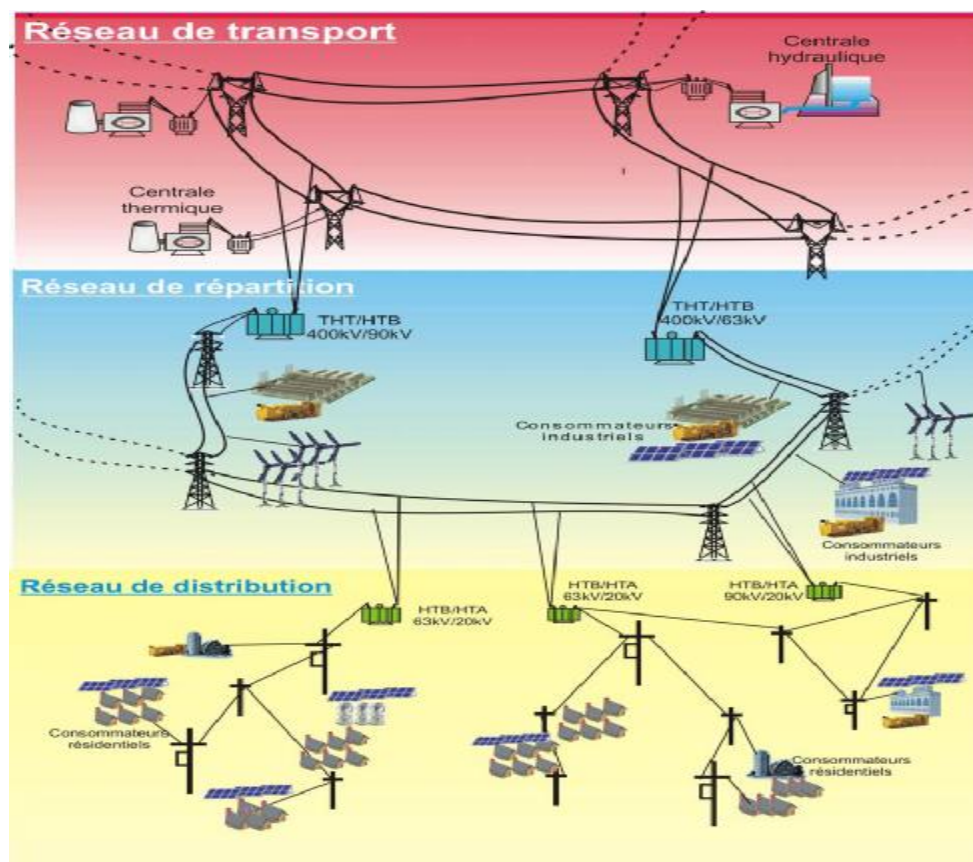


Figure I.1 : Architecture du réseau électrique moderne

I.3) Réseaux de transport et d'interconnexion [5]

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

- De collecter l'électricité produite par les centrales importantes et de l'acheminer par grand flux vers les zones de consommation (fonction transport),
- De permettre une exploitation économique et sûre, des moyennes de production en assurant une compensation des différents aléas (fonction interconnexion),
- La tension est de 150kV, 220kV et dernièrement 420kV,

- Neutre directement relié à la terre,
- Réseau maillé.

Ce réseau est constitué de lignes à très haute tension de manière à minimiser les pertes Joules et les chutes de tension.

I.4) Réseaux de répartition [5]

Les réseaux de répartition ont pour rôle de répartir, au niveau régional l'énergie issue du réseau de transport. Leur tension est supérieure à 36kV selon les régions.

Ces réseaux sont, en majorité, constitués des lignes aériennes, dont chaque une peut transiter plus de 60MVA sur des distances de quelques dizaines de kilomètres. Leur structure est, soit en boucle fermée soit le plus souvent en boucle ouverte, mais peut aussi terminer en antenne au niveau de certains postes de transformation.

En zones urbaines denses, ces réseaux peuvent être souterrains sur des longueurs n'excédant pas quelques kilomètres.

Ces réseaux alimentent d'une part des réseaux de distribution à travers des postes de transformation HTB/HTA et, d'autre part les utilisateurs industriels dont la puissance est supérieure à 60MVA nécessitent un raccordement à cette tension.

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

I.5) Réseaux de distribution

Ils se sont constitués de lignes de transport et les postes de transformation qui servent à alimenter les clients. Ce réseau est composé de deux parties

1) Le réseau de distribution HTA [6]

Fournis de l'énergie électrique soit directement aux consommateurs importants, soit aux différents postes (HTA et BT).

- HTA (30kV et 10 kV le plus répandu),
- Neutre à la terre par une résistance,
- Limitation à 300 A pour les réseaux aériens,
- Limitation à 1000 A pour les réseaux souterrains,
- Réseaux souterrains en boucle ouverte.

2) Le réseau de distribution à basse tension

Alimente les usagers soit en monophasé (220V entre phase et neutre) soit en triphasé à quatre fils (220V, 380V). Les postes de transformation servent à augmenter ou abaisser la tension ou à régler celle-ci au moyen de compensateur statique (batteries de condensateurs), de réactance de nature, capacitive, ou inductives et de transformateurs à prises variables, ils contiennent aussi les disjoncteurs, fusibles, parafoudres destinés à protéger les appareils et le réseau.

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

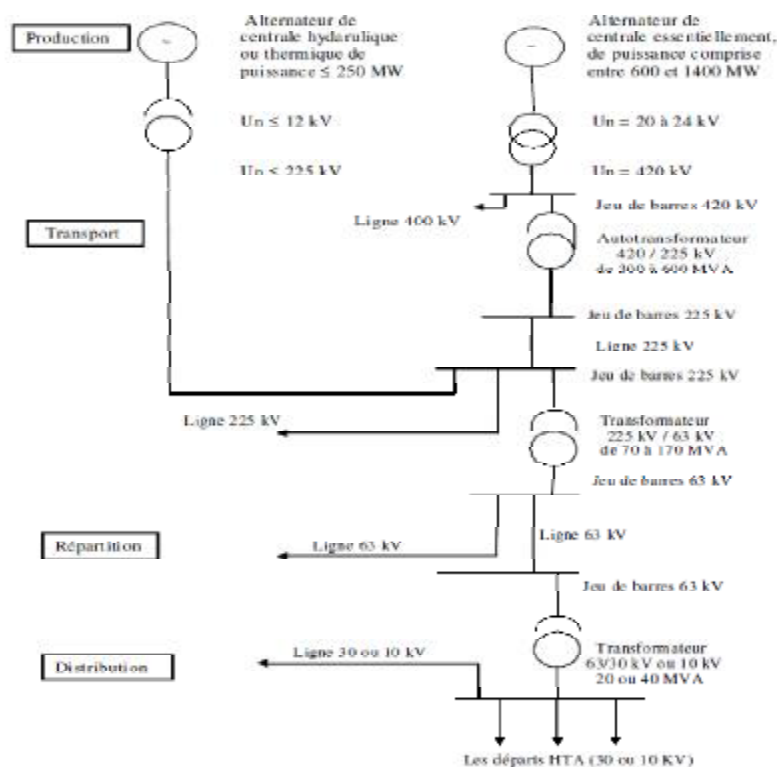


Figure I.2 : Architecture générale du réseau d'énergie électrique en Algérie.

I.6) Gamme des tensions utilisées par SONALGAZ en Algérie [6]

La nouvelle norme en vigueur en Algérie (SONELGAZ) définit les niveaux des tensions alternatives comme suit :

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

Tableau I.1 : Tableau de différente tension utilisée par SONELGAZ

I.7) Les postes de livraison HTA

Ils concernent généralement les puissances comprises entre 250kVA et 10MVA. Deux types de postes de livraison HTA existent selon que le comptage est effectué en BT ou en HTA.

I.7.1) Les poste de livraison HTA à comptage BT

Ils ne comportent qu'un seul transformateur dont le courant secondaire est inférieur ou égal à 2000 A, soit une puissance inférieure ou égale à 1250 kVA pour une tension composée de 400V.

- **Simple dérivation**

Le poste est alimenté par une dérivation du réseau de distribution.

- **Coupure d'artère**

L'alimentation est insérée en série sur la ligne HTB.

- **Double dérivations**

Le réseau HT comporte deux câbles souterrains distincts en parallèle, le poste peut être alimenté par l'une ou l'autre de ces deux dérivations HTB.

I.7.2) Postes préfabriqués

Les postes de distribution sont souvent réalisés dans des bâtiments. Dans le domaine des postes HTA - BT, certains constructeurs proposent des installations préfabriquées "prêtes à l'emploi" (voir illustration ci-contre)

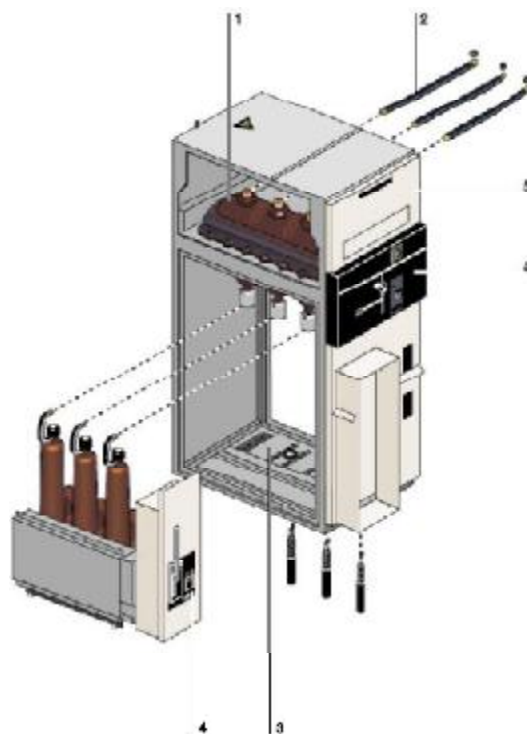


Figure I.3 : Cellule disjoncteur

Celles-ci comportent généralement des disjoncteurs, des sectionneurs, des fusibles, un tableau BT, un transformateur HTA / BT, des appareillages de mesure et des auxiliaires (par exemple des détecteurs de défauts).

Ø Les Cellules

Dans les postes sources, les postes d'aiguillage ou les installations industrielles, on utilise des "cellules". Chaque cellule correspond à une fonction. Elle se présente sous la forme d'une armoire, et comporte généralement l'ensemble des équipements constituant une travée (sectionnement, coupure par disjoncteur ou fusible, appareillage de mesure et de contrôle).

Un poste moyenne tension HTA est alors réalisé par l'assemblage et la combinaison de plusieurs cellules entre elles. Chaque cellule comporte une partie du ou des jeux de barre.

Il existe de nombreux types de cellules : sectionnement à fusible, disjoncteur, couplage... De même, on distingue les cellules isolées dans l'air des cellules isolées dans le gaz (GIS).

Les cellules sont toujours utilisées dans des bâtiments. Il existe également des postes moyenne tension dits ouverts, dont le fonctionnement est strictement identique aux sous-stations.

I.7.3) Les postes de livraison HTA à comptage HTB

Ils comportent plusieurs transformateurs ou un seul si leur courant secondaire est supérieur à 2 000 A (puissance supérieure à 1250 kVA pour une tension composée de 400 V) et peuvent comporter des départs HTA.

I.8) Modes d'alimentation des postes de livraison HTA [6]

Nous allons identifier les principales solutions d'alimentation d'un tableau HTA, indépendamment de son emplacement dans le réseau.

Le nombre de sources et de complexité du tableau diffèrent suivant le niveau de sûreté de fonctionnement désiré.

Les schémas sont classés dans un ordre tel que la sûreté de fonctionnement s'améliore tandis que le coût d'installation augmente.

I.8.1) Un jeu de barres avec une source

Architecture

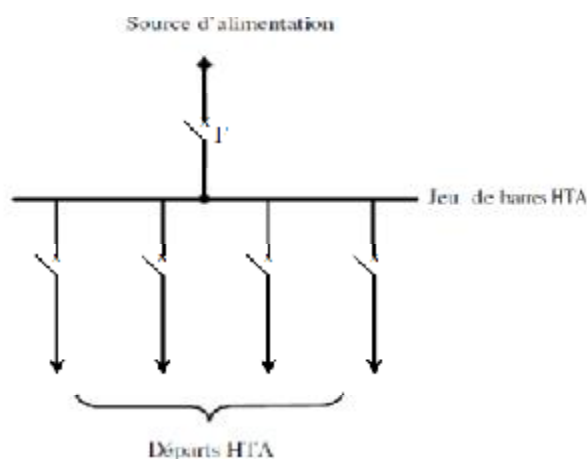


Figure I.3 : Architecture d'un jeu de barre avec une source

- **Fonctionnement**

- En cas de perte de la source d'alimentation, le jeu de barres est hors service jusqu'à l'opération de réparation.

I.8.2) Un jeu de barres sans couplage avec deux sources

- **Architecture**

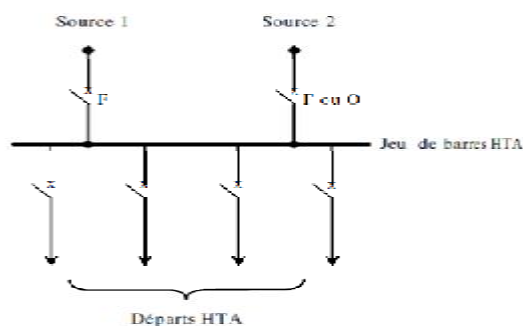


Figure I.4 : Architecture d'un jeu de barre sans couplage avec deux sources d'alimentation

- **Fonctionnement**

- Les deux sources peuvent fonctionner en parallèle ou l'une en secours de l'autre. En cas de défaut sur le jeu de barres (ou maintenance de celui-ci), les départs ne sont plus alimentés.

I.8.3) Deux jeux de barre avec couplage avec deux sources

- **Architecture**

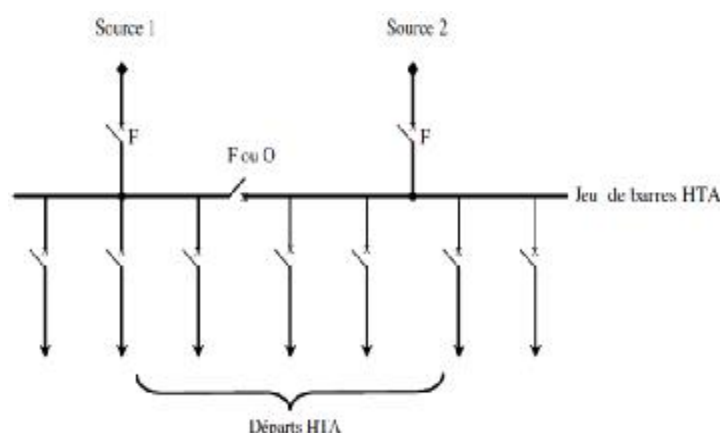


Figure I.5 : Architecture de deux jeux de barres avec couplage et deux sources

- **Fonctionnement**

- Le disjoncteur de couplage peut être maintenu fermé ou ouvert.
 - S'il est ouvert, chaque source alimente un jeu de barres. En cas de perte d'une source, le disjoncteur de couplage se ferme et l'autre source alimente les deux jeux de barres.
 - En cas de défaut sur un jeu de barres (ou maintenance de celui-ci), une partie seulement de départ n'est plus alimentée.

I.8.4) Un jeu de barres sans couplage avec trois sources

- Architecture

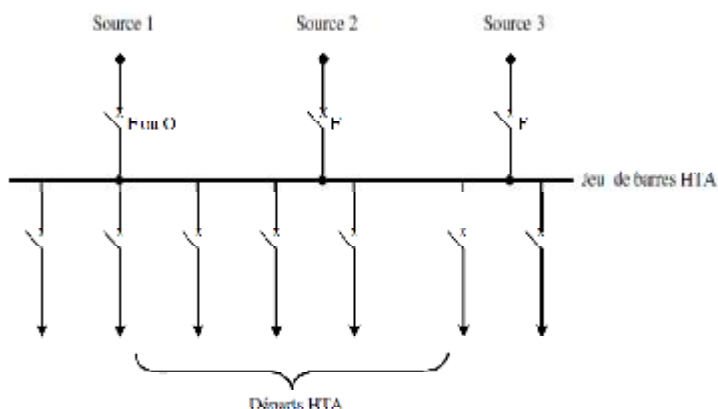


Figure I.6 : Architecture d'un jeu de barres sans couplage et trois sources

- Fonctionnement

Les trois sources peuvent fonctionner parallèlement ou l'une en secours des deux autres. En cas de défaut sur le jeu de barres (ou maintenance de celui-ci), les départs ne sont plus alimentés.

I.8.5) Trois jeux de barres avec couplages et trois sources d'alimentation

- Architecture

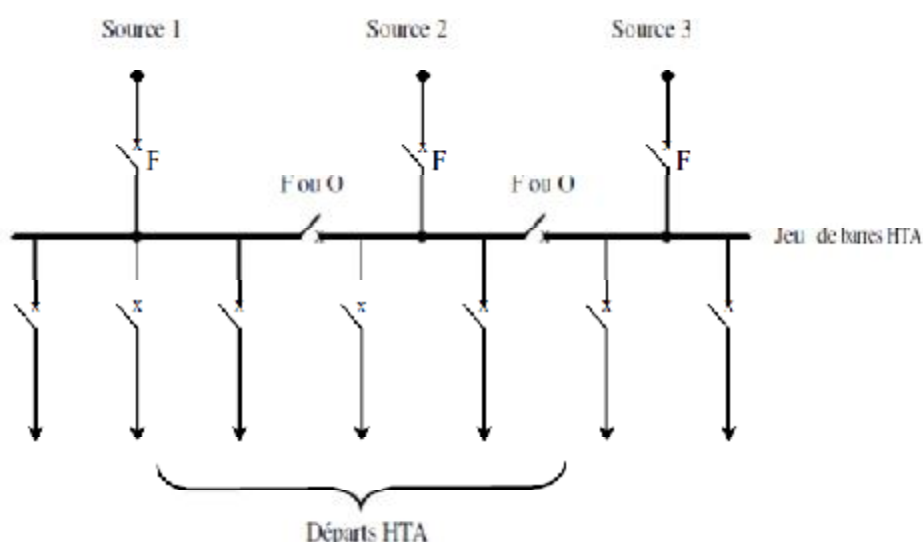


Figure I.7 : Architecture de trois jeux de barres avec couplage et trois sources d'alimentation

- Fonctionnement

Les deux disjoncteurs de couplage peuvent être maintenus ouverts ou fermés.

S'ils sont ouverts, chaque source alimente sa section de barres. En cas d'une perte de source, le disjoncteur de couplage associé est fermé, une source alimente deux sections de barres.

En cas de défaut sur une section de barres (ou maintenant ce de celle-ci), une partie seulement du départ n'est plus alimentée.

I.8.6) Source et Départ en « DUPLEX »

- Architecture

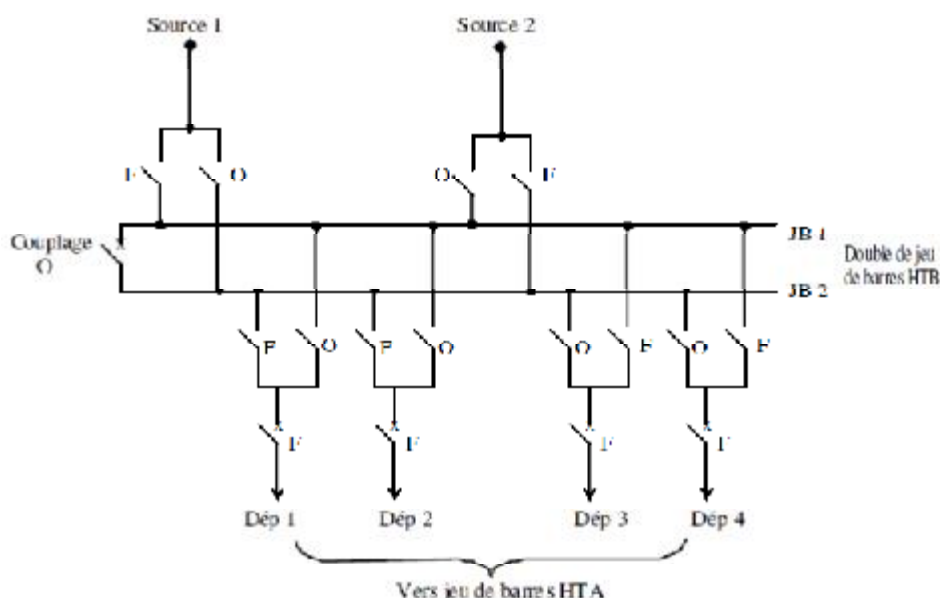


Figure I.8 : Architecture de couplage des sources et départs en « DUPLEX »

- Fonctionnement

- Le disjoncteur de couplage est maintenu ouvert en fonctionnement normal.
- Chaque source peut alimenter l'un ou l'autre des jeux de barres par ses deux cellules disjoncteur débrochable. Par souci d'économie, il n'y a qu'un seul disjoncteur pour les 2 cellules débrochable qui sont installées tête-bêche. On peut ainsi facilement déplacer le disjoncteur d'une cellule à l'autre. Ainsi, si l'on veut que la source 1 alimente le jeu de barres JB2, on déplace le disjoncteur dans l'autre cellule associée à la source 1.
- Le même principe est mis en place pour les départs. Ainsi, à chaque départ sont associées deux cellules débrochables et un seul disjoncteur. Chaque départ peut être alimenté par l'un ou l'autre des jeux de barres suivant l'emplacement du disjoncteur. Par exemple, la source 1 alimente le jeu de barres JB1 et les départs Dép1 et Dép2. La source 2 alimente le jeu de barres JB2 et les départs Dép3 et Dép4.

- En cas de perte d'une source, le disjoncteur de couplage est fermé, l'autre source assure la totalité de l'alimentation.
- En cas de défaut sur un jeu de barres (ou maintenance de celui-ci), le disjoncteur de couplage est ouvert et chaque disjoncteur est placé sur le jeu de barres en service, afin que tous les départs soient alimentés.
- L'inconvénient du système " DUPLEX " est qu'il ne permet pas les permutations automatiques. En cas de défaut, chaque permutation à effectuer dure plusieurs minutes et nécessite la mise hors tension des jeux de barres.

I.8.7) Deux jeux de barres avec deux attaches par départ et deux sources

- **Architecture :**

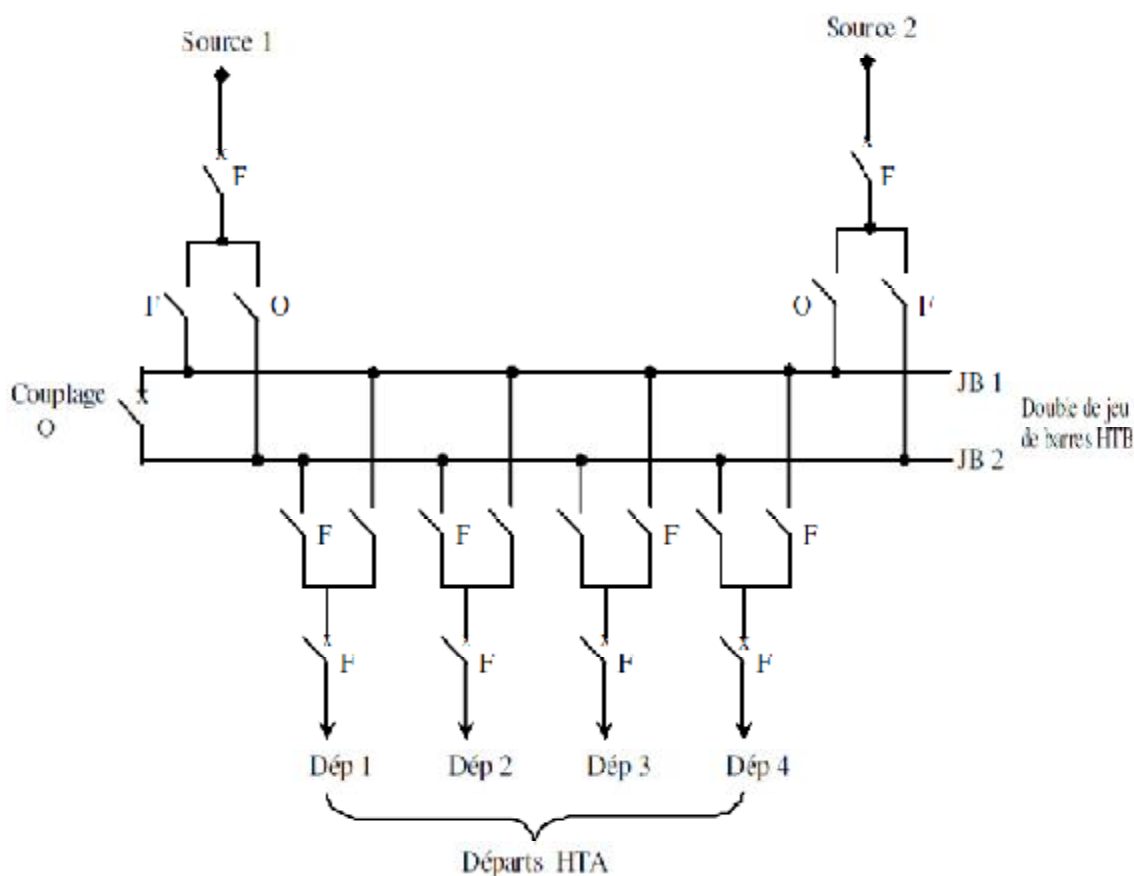


Figure I.9 : Architecture de deux jeux de barres avec deux attaches par départ et deux Sources.

- **Fonctionnement**

- Le disjoncteur de couplage est maintenu ouvert en fonctionnement normal. Chaque départ peut être alimenté par l'un ou l'autre jeu de barres suivant l'état des sectionneurs qui lui sont associés, un seul sectionneur par départ doit être fermé.

- Par exemple, la source 1 alimente le jeu de barres JB1 et les départs Dép1 et Dép2. La source 2 alimente le jeu de barres JB2 et les départs moyenne tension Dép3 et Dép4,
- En cas de perte d'une source, le disjoncteur de couplage est fermé, l'autre source assure la totalité de l'alimentation,
- En cas de défaut sur un jeu de barres (ou maintenance de celui-ci), le disjoncteur de couplage est ouvert et l'autre jeu de barres alimente la totalité des départ.

I.8.8) Deux doubles jeux de barres couplés entre eux

- **Architecture**

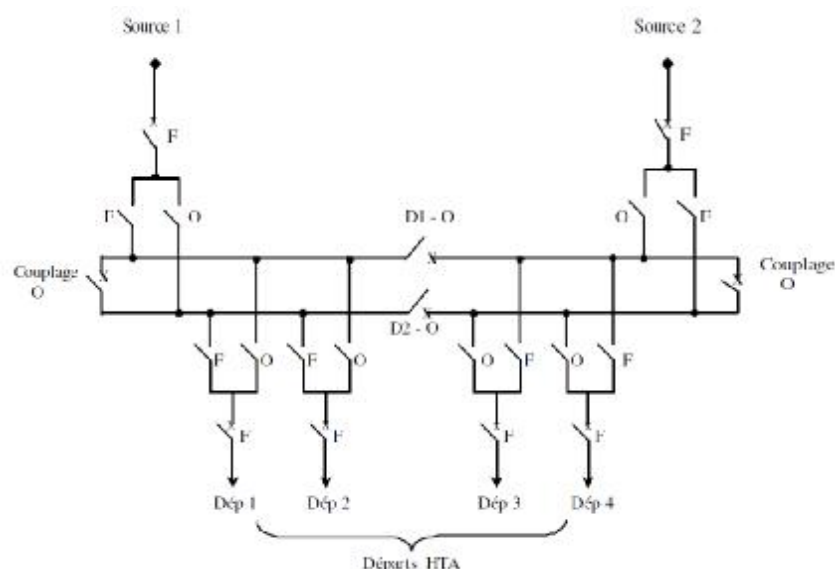


Figure I.10 : Architecture de deux doubles jeux de barres couplés entre eux

- **Fonctionnement**

- Il est presque identique au schéma précédent (deux jeux de barres, deux attaches par départ, deux sources d'alimentation). La décomposition de doubles jeux de barres en deux tableaux avec couplage (par D1 et D2) permet une très grande souplesse d'exploitation,
- Chaque jeu de barres alimente un nombre de départs moins important en fonctionnement normal.

I.8.9) Architecture des réseaux HTA

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

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

I.8.9.1) Radiale en simple antenne

- Architecture

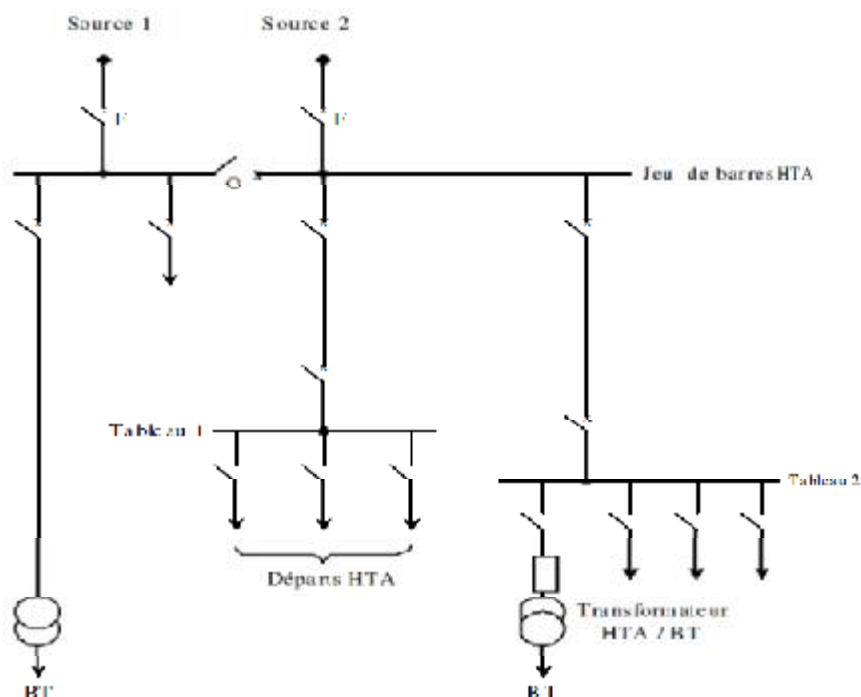


Figure I.11 : réseau HTA radiale en simple dérivation

- Fonctionnement

-Les tableaux 1 et 2 sont alimentés par une seule source, il n'y a pas de solution de dépannage, Cette structure est préconisée lorsque les exigences de disponibilité sont faibles.

I.8.9.2) Radiale en double antenne sans couplage

- Architecture

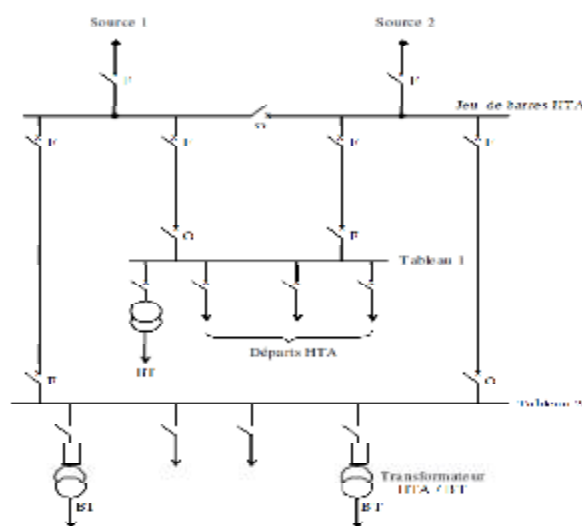


Figure. I.12 : Réseau HTA radiale en double antennes sans couplage

Fonctionnement

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

I.8.9.3) Radiale en double antenne avec couplage

- Architecture

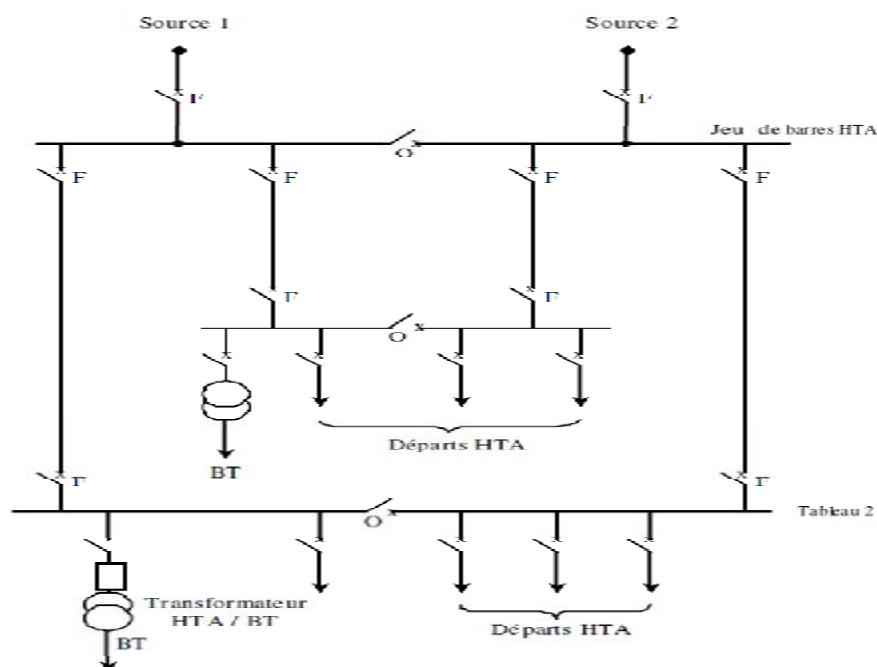


Figure. I.13 : Réseau HTA en double antenne avec couplage

- Fonctionnement

- Les tableaux 1 et 2 sont alimentés par deux sources avec couplage. En fonctionnement normal, les disjoncteurs de couplage sont ouverts,
- Chaque demi-jeu de barres peut être dépanné et être alimenté par l'une ou l'autre des sources,
- Cette structure est préconisée lorsqu'une bonne disponibilité est demandée, elle est souvent retenue dans les domaines de la sidérurgie et de la pétrochimie.

I.8.9.4) En boucle

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

a) Boucle ouverte :

Architecture

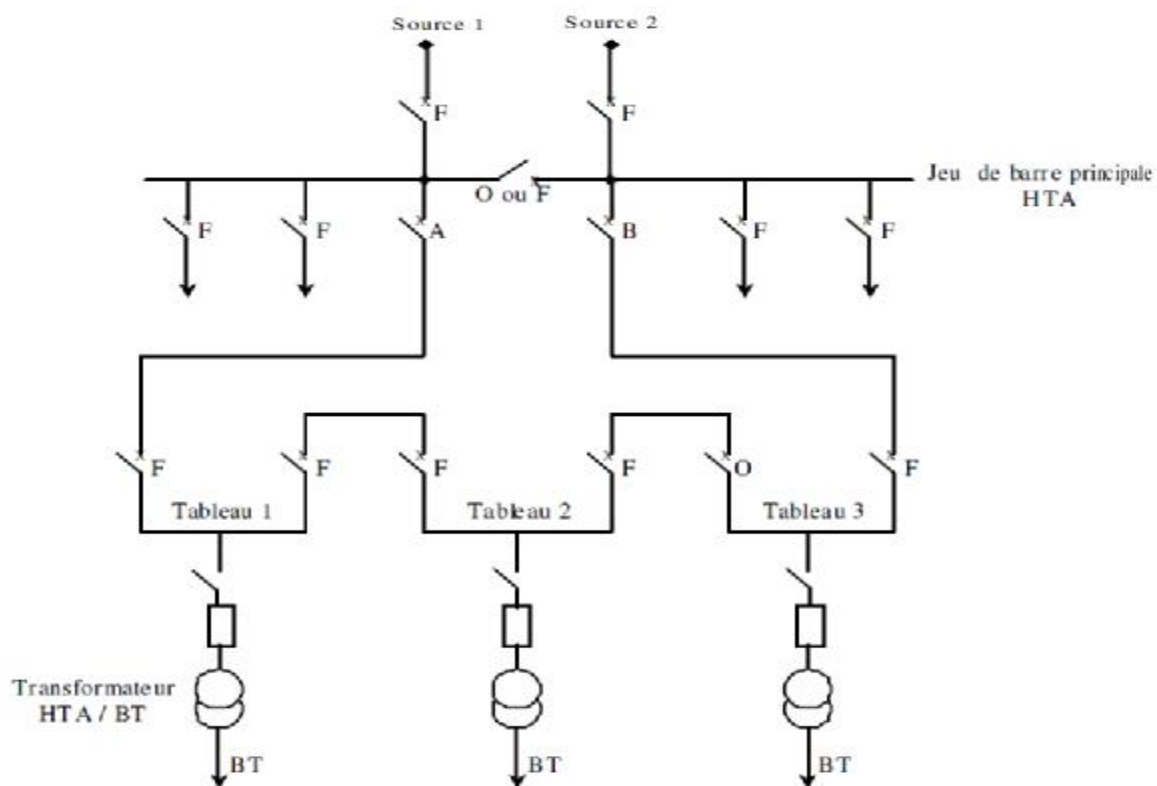


Figure. I.14 : Réseau HTA en boucle ouverte

- **Fonctionnement**

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

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

b) En double dérivation

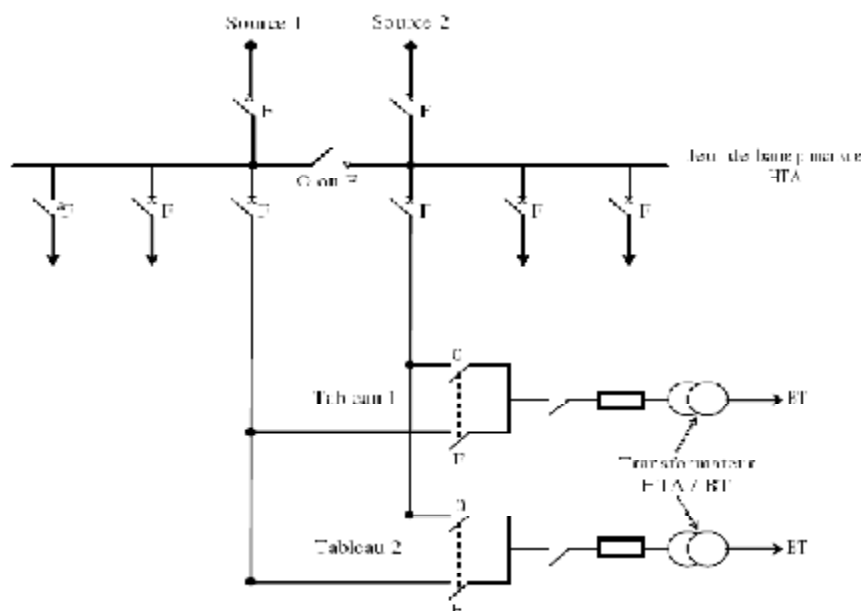


Figure I.15 : Réseau HTA en double dérivation.

Fonctionnement :

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

I.9) Architectures des postes HTA/BT supérieur à 630 KVA [6]

Ce type des postes HTA/BT sont caractérisé par [6] :

- Les tensions d'entrées sont : 10kV ou 30 kV,
- Les tensions de sortie (utilisation) sont : 230V/ 400 V,
- Section du câble d'alimentation est 120 mm^2 ,
- Puissance apparente: $S > 630 \text{ kVA}$,
- Mode d'alimentation :
 - Souterrain : Coupure d'artère,
 - Aérien : Dérivation.
 - Une cellule de protection générale par disjoncteur HTA,
 - Une cellule de comptage de l'énergie (tension et courant),
 - Protection des transformateurs par fusible HTA,
 - Tableau générale basse tension (TGBT).

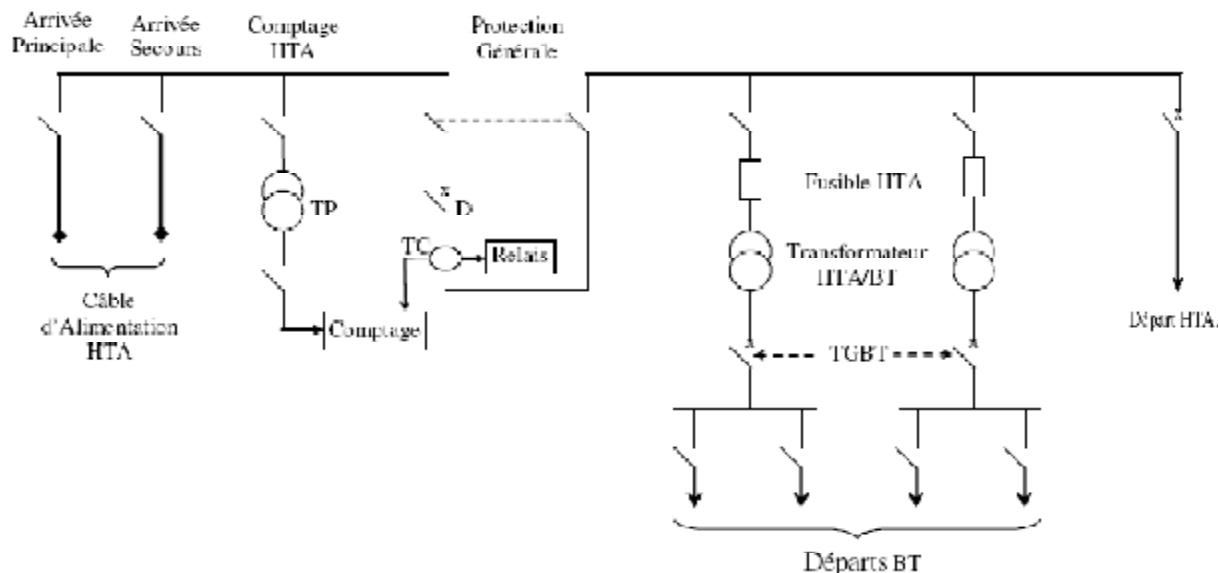


Figure I.16 : Architecture générale d'un poste abonné HTA/BT.

I.9.1) Alimentation en coupure d'artère [6]

La distribution en coupure d'artère est très répandue. Le réseau de distribution passe par le poste de livraison de l'abonné, ce dernier étant équipé de deux cellules «arrivée». Les agents du service local de distribution utilisent les interrupteurs de ces cellules pour isoler des parties, en cas de travaux ou de défaut, le tronçon situé entre deux postes.

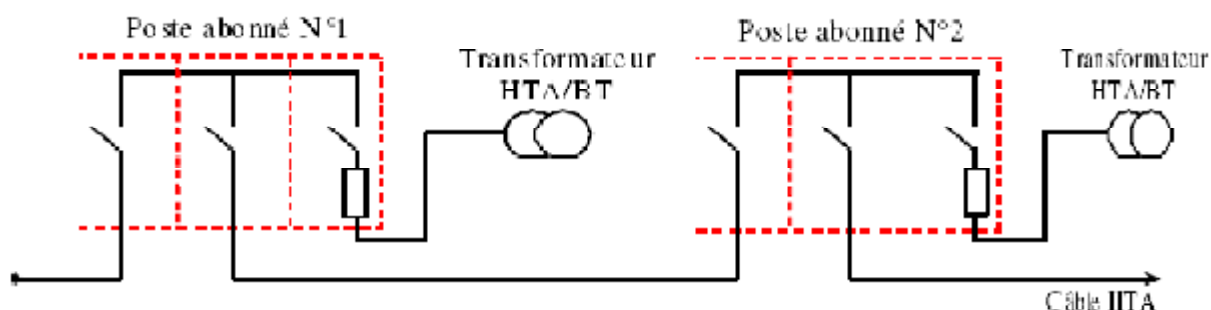


Figure I.17 : Poste abonné alimenté en coupure d'artère.

I.9.2) Alimentation en double dérivation [6]

La distribution en double dérivation permet dans les zones de forte densité de maintenir un haut niveau de disponibilité de l'énergie électrique. Les postes de livraison sont connectés au réseau par leurs câbles et sont permutés soit automatiquement en cas de défaut, soit par télécommande en cas de travaux.

Domaines d'utilisation :

- Distributions souterraines en zone urbaine ;

- Distributions aériennes rurales.
- Postes sur poteau,
- Réseaux des villes à forte densité ou en extension,
- Distribution aérienne industrielle.

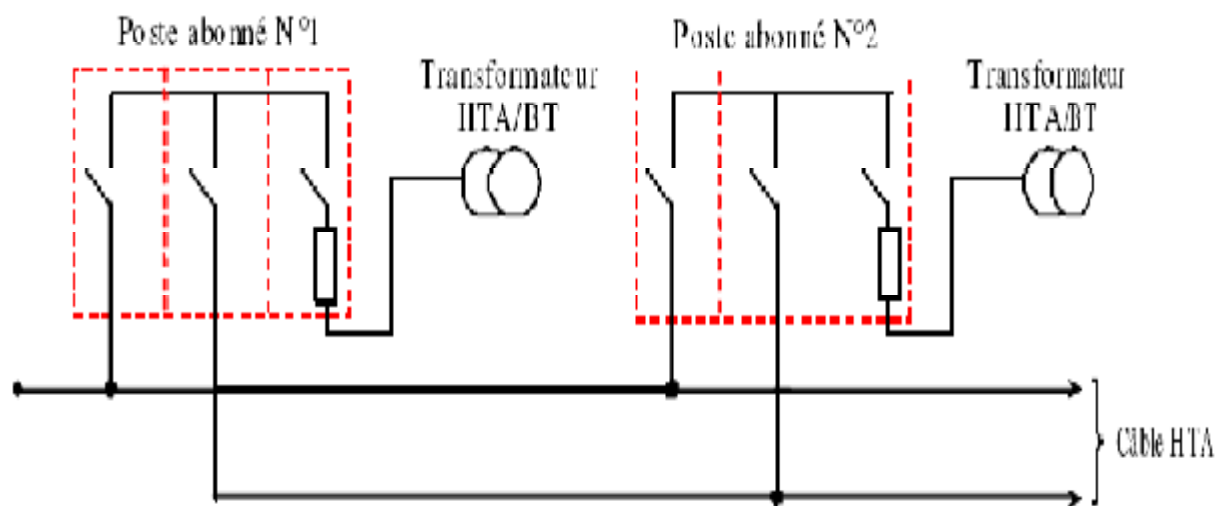


Figure I.18 : Poste abonné alimenté en double dérivation.

Conclusion

Ce chapitre est consacré à des généralités sur les réseaux électriques, où nous avons exposé les différentes structures topologies ainsi, on a énuméré les différentes technologies de la production de l'énergie électrique. Ces architectures sont très importantes et très sensibles, ce qui nécessite une protection contre les différents types d'anomalies telles que les courts-circuits, les surintensités, etc.

II.1) Introduction

Les réseaux de distribution d'énergie électrique peuvent être le siège d'un certain nombre d'incidents qui sont dus, en général, à l'apparition de défauts.

Ces défauts donnent lieu à l'établissement de courant de court-circuit, soit entre conducteurs soit entre un ou plusieurs conducteurs et le sol.

Le court-circuit est l'un des incidents majeurs qui peuvent affecter les réseaux électriques.

Dans ce chapitre, nous allons décrire les courts-circuits, leurs effets sur les réseaux et leurs interactions sur les équipements.

Nous allons également donner une approche méthodologique pour le calcul de courants et les tensions lors de courts-circuits, et indiquer les formules essentielles.

II.2) Définition d'un court-circuit

Un court-circuit est une liaison accidentelle entre conducteurs à impédance nulle (court-circuit franc) ou non (court-circuit impédant).

Un court-circuit peut être interne s'il est localisé au niveau d'un équipement, ou externe s'il se produit dans les liaisons.

La durée d'un court-circuit est variable : auto extincteur si le défaut est trop court pour déclencher la protection ; fugitif lorsqu'il est éliminé après déclenchement et réenclenchement de la protection ; permanent s'il ne disparaît pas après déclenchement de la protection.

II.3) Effets des courant de court-circuit

Les conséquences des courts-circuits sont souvent graves sinon dramatiques :

- Le court-circuit perturbe l'environnement du réseau autour du point de défaut par le creux de tension brutal qu'il entraîne,
- Il contraint à mettre hors service, par le jeu des protections appropriées, une partie souvent importante du réseau,
- Le matériels et les liaisons (câbles, lignes) traversés par le court-circuit subissent une forte contrainte mécanique (efforts électrodynamiques) qui peut entraîner des ruptures, une contrainte thermique pouvant entraîner la fusion des conducteurs

- Au point de défaut se manifeste le plus souvent un arc électrique de forte énergie, dont les effets destructeurs sont très importants, et qui peut se propager très rapidement.

Malgré la probabilité de plus en plus faible d'apparition d'un court-circuit dans les installations modernes, bien conçues et bien exploitées, les conséquences graves qui peuvent en résulter incitent à tout mettre en œuvre pour détecter et éliminer très rapidement tout court-circuit.

La connaissance de la valeur du courant de court-circuit en différents points du réseau est une donnée indispensable pour dimensionner les câbles, jeux de barres et tous matériels d'interruption et de protection ainsi que leurs réglages.

II.4) Différents types des courts-circuits

Plusieurs types de courts-circuits peuvent se produire dans un réseau électrique :

II.4.1) Court-circuit monophasé-terre

Il correspond à un défaut entre une phase et la terre ; il est le plus fréquent voir la (fig. 1).

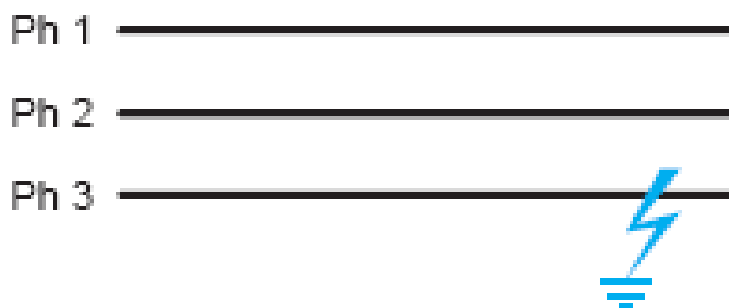


Figure II.1 : Court-circuit monophasé terre

II.4.2) Court-circuit biphasé terre

Il correspond à un défaut entre deux phases et la terre voir la (fig. 2).

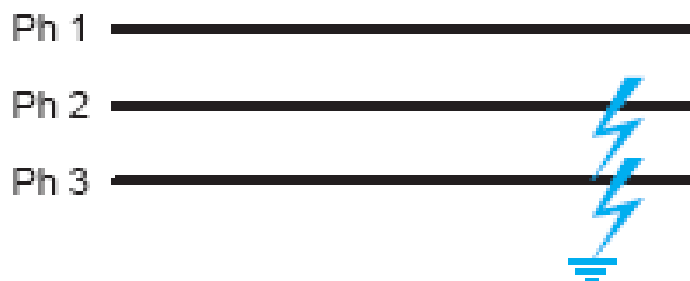


Figure II.2 : Court-circuit biphasé terre

II.4.3) Court-circuit biphasé-isolé

Il correspond à un défaut entre deux phases sous tension composée. Le courant résultant est plus faible que dans le cas du défaut triphasé, sauf lorsqu'il se situe à proximité immédiate d'un générateur voir la (fig. 3).



Figure II.3: Court-circuit biphasé

II.4.4) Court-circuit triphasé

Il correspond à la réunion des trois phases ; il est celui qui provoque généralement les courants les plus élevés voir la (fig. 4).



Figure II.4 : Court-circuit triphasé

II.5) Caractéristiques des courts-circuits

Ils sont principalement caractérisés par.

II.5.1) Durées des défauts

- **Les courts-circuits auto-extincteurs :**

Ils disparaissent spontanément, en des temps généralement très courts ($t=50\text{ms}$) sans provoquer de déclenchement des appareils de protection.

- **Les courts-circuits fugitifs :**

Pour disparaître, ils nécessitent une coupure brève du réseau d'alimentation de l'ordre de quelques dixièmes de secondes (0.25 à 0.30s).

- **Les courts-circuits semi-permanents :**

Pour disparaître, ils exigent une ou plusieurs coupures relativement longues du réseau d'alimentation, de l'ordre de quelques dizaines de secondes, mais ils nécessitent aucune intervention du personnel pour la reprise du service.

- **Les courts-circuits permanents :**

Après avoir provoqué un déclenchement définitif, l'intervention du personnel d'exploitation est nécessaire pour la reprise du service.

II.6) Etude des courts –circuits

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

Pour choisir convenablement les appareils de coupure (disjoncteurs ou fusibles) et régler les fonctions de protection, trois valeurs du courant de court-circuit doivent être connues.

Ø La valeur efficace du courant de court-circuit maximal (court-circuit triphasé symétrique)

Elle détermine :

- Le pouvoir de coupure des disjoncteurs et fusibles
- La contrainte thermique qui doit supporter le matériel

Elle doit être calculée avec une bonne marge de sécurité (valeur Maximale).

Ø La valeur crête du courant de court-circuit maximal (valeur de la première crête de la période transitoire)

Elle détermine :

- Le pouvoir de fermeture des disjoncteurs et des interrupteurs.
- La tenue électrodynamique des canalisations et de l'appareillage.

Ø Le courant de court-circuit minimal

Il est indispensable au choix de la courbe de déclenchement des disjoncteurs et des fusibles ou au réglage des seuils des protections à maximum de courant, en particulier quand :

- La longueur des câbles est importante ou lorsque la source a une impédance interne relativement élevée (générateurs ou onduleurs).
- La protection des personnes repose sur le fonctionnement des dispositifs de protection à maximum de courant de phase, c'est essentiellement le cas en basse tension pour les schémas de liaison à la terre du neutre TN ou IT.

II.6.1) Etablissement des courants de court-circuit et forme de l'onde [6]

Le réseau amont d'un court-circuit peut se mettre sous la forme d'un schéma équivalent possédant une source de tension alternative de valeur efficace E et une impédance en série Z_{cc} (voir la **fig. 5**).

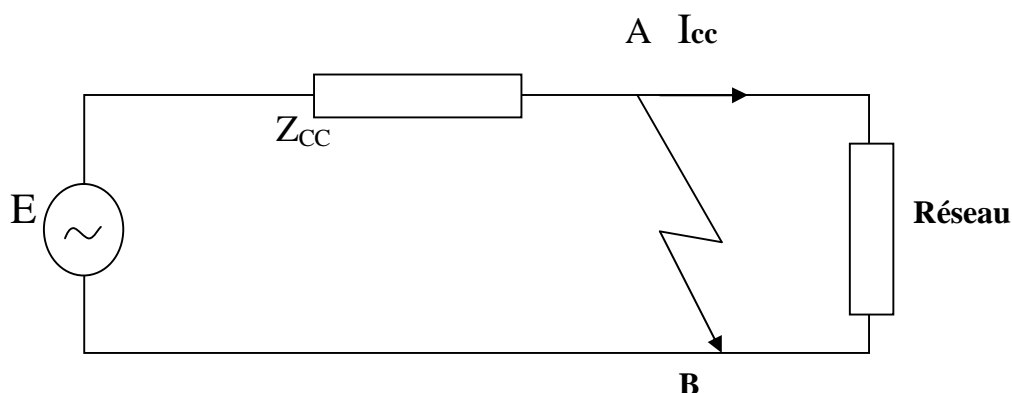


Figure II.5 : Schéma équivalent du réseau amont au court-circuit

E : tension efficace

Un défaut d'impédance négligeable entre A et B donne naissance à un courant de court-circuit I_{cc} limité par l'impédance Z_{cc} .

$$Z_{cc} = \sqrt{R^2 + X^2} \quad \text{avec} \quad X = L\omega \quad \text{et} \quad \omega = 2\pi f$$

La réactance X est bien plus élevée que la résistance R en HTB ou HTA

Le rapport $\frac{R}{X}$ vaut :

- Entre 0.05 et 0.3 en HTA
- Entre 0.3 et 0.6 en BT

En régime établi, le courant de court-circuit vaut : $I_{cc} = \frac{E}{Z_{cc}}$

Le courant de court-circuit réel I_{cc} s'établit suivant un régime transitoire possédant une composante non périodique et une amplitude plus élevée qu'en régime établi.

II.6.1.1) Etablissement du court-circuit aux bornes de l'alimentation du distributeur

On applique une tension $e = E\sqrt{2} \sin(\omega t + \alpha)$ à un circuit self-résistance.

α représente un angle d'enclenchement définissant la phase de la tension à l'apparition du défaut (la phase de la sinusoïde de tension à l'instant du défaut) (**voir figure 6**).

Appelons φ le déphasage entre la tension de la forme suivant :

$$I_{cc} = \frac{E\sqrt{2}}{Z_{cc}} \left[\sin(\omega t + \alpha - \varphi) - \sin(\alpha - \varphi) + e^{-\frac{R}{X}\omega t} \right]$$

Avec $Z_{cc} = \sqrt{R^2 + X^2}$

$$\tan \varphi = +\frac{X}{R}$$

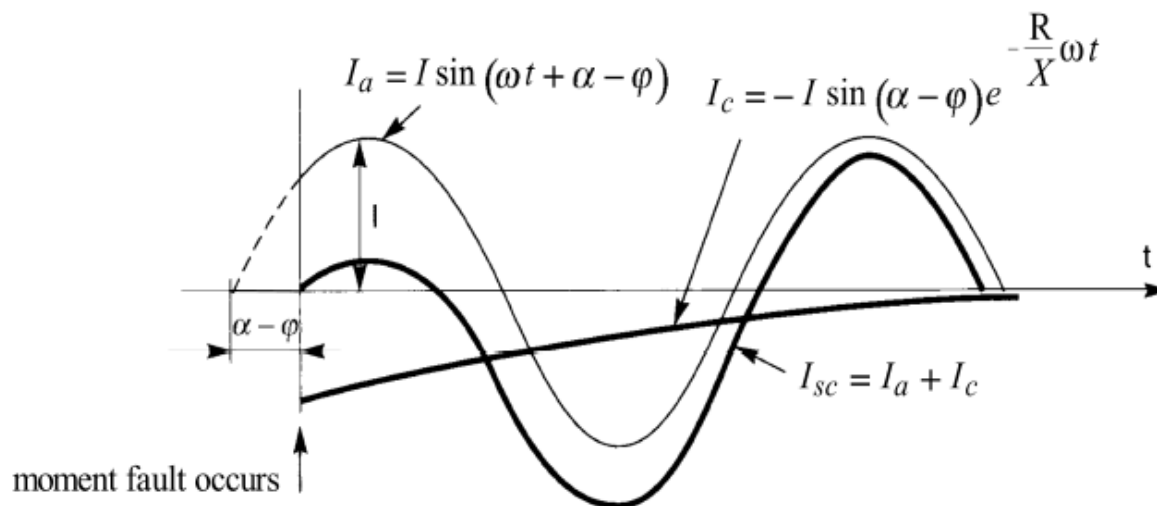


Figure II.6 : Décomposition du courant de court-circuit

Moment fault occurs = instant du défaut.

Le courant I_{cc} est la somme d'un courant sinusoïdal

$$I_a = \frac{E\sqrt{2}}{Z_{cc}} \sin(\omega t + \alpha - \varphi)$$

et d'un courant apériodique tendant vers 0 de façon exponentielle

$$I_c = -\frac{E\sqrt{2}}{Z_{cc}} \sin(\alpha - \varphi) e^{\frac{-R}{X}\omega t}$$

Si $\alpha = \varphi$ à l'instant du défaut, la partie continue est nulle, le régime est dit symétrique.

Si $\alpha - \varphi = \frac{\pi}{2}$ à l'instant du défaut la composante apériodique est maximale, le régime est dit asymétrique maximal, c'est la condition qui entraîne la plus grande valeur de crête du courant, on a alors :

$$I_{cc} = \frac{E\sqrt{2}}{Z_{cc}} \left[\sin\left(\omega t + \frac{\pi}{2}\right) - e^{\frac{-R}{X}\omega t} \right]$$

La valeur du courant est crête pour $\sin\left(\omega t + \frac{\pi}{2}\right) = -1$ d'où $\omega t = \pi$

La valeur crête du courant est alors :

$$\hat{I} = \frac{E\sqrt{2}}{\sqrt{R^2 + X^2}} \left[1 + e^{\frac{-R}{X}\pi} \right]$$

Définissons le coefficient K caractéristique du rapport du courant transitoire crête au courant en régime établi.

$$\hat{I} = KI_a \quad \text{avec} \quad I_a = \frac{E}{Z_{cc}} \quad \text{courant en régime établi}$$

Remarque :

Le facteur $\sqrt{2}$ provient du fait que l'on compare un courant crête à un courant efficace en régime établi.

Il est intéressant de définir K en fonction du rapport $\frac{R}{X}$ caractéristique de l'impédance du réseau.

II.6.2) Méthode de calcul des courts-circuits

Le but de ce paragraphe est de donner tous les éléments permettant de calculer les différents courts-circuits :

- Triphasé symétrique,
- Monophasé terre,
- Biphasé isolé,
- Biphasé terre

II.6.2.1) Le court-circuit triphasé symétrique

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

La méthode de calcul est simple en raison du caractère symétrique du court-circuit. Le courant de court-circuit a la même valeur dans chaque phase. On peut donc faire un calcul en utilisant un schéma monophasé équivalent du réseau amont au court-circuit (**Voir la figure II.7**).

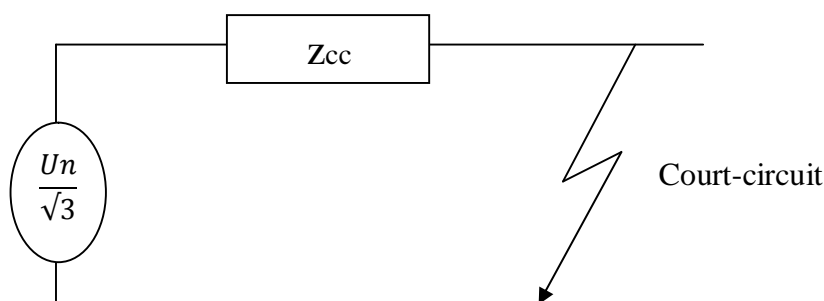


Figure II.7: Schéma monophasé équivalent du réseau amont au court-circuit

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

Avec U_n : Tension composée entre phases.

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

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

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

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

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

II.6.2.1.1) Impédance équivalente d'un élément à travers un transformateur

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

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

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

II.6.2.1.2) Impédance des liaisons en parallèle

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

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

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

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

II.6.2.1.3) Expression des impédances et la tension de court-circuit en pourcentage (%)

§ Les transformateurs

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

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

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

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

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

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

$$S_n = 3V_n I_n$$

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

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

§ Les machines tournantes

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

On a, par définition, la relation suivant :

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

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

$$S_n = 3V_n I_n$$

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

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

On a donc :

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

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

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

II.6.2.1.4) Valeur des impédances des différents éléments du réseau

§ Impédance du réseau amont

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

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

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

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

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

On a alors

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

D'où $X_a = 0.96Z_a$

§ Impédance des transformateurs

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

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

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

U_n : Tension composée à vide du transformateur.

S_n : Puissance apparente du transformateur

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

En général $R_T \ll X_T$

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

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

D'où $X_T = 0.96 Z_T$

On prend en première approximation $Z_T = X_T$

Remarque : pour les transformateurs HTB/HTA, $\frac{R_T}{X_T}$ est proche de 0.05 ; on a alors $Z_T \cong X_T$

L'impédance interne d'un transformateur est donc souvent considérée comme une réactance pure.

§ Impédance des liaisons

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

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

L : Longueur de la liaison en « m »

S : Section du conducteur en « mm² »

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

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

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

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

Ø Réactance des lignes aériennes

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

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

Les valeurs à retenir sont :

$$X = 0.3 \Omega/km \text{ pour les lignes BT ou HTA}$$

$$X = 0.4 \Omega/km \text{ pour les lignes HTB}$$

Ø Réactance des câbles

La réactance des câbles se calcule par la formule suivante :

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

L : Longueur de la liaison en Km

d : Distance moyenne entre les conducteurs

r : Rayon des lames conductrices

Les valeurs à retenir sont :

- En basse tension (BT) :
 - 0.08 Ω/km pour les câbles tripolaires
 - 0.09 Ω/km pour les câbles unipolaires serrés en nappe ou en triangle
 - 0.15 Ω/km pour les câbles unipolaires espacés $d = 8r$
- En haut tension (HTB)
 - 0.1 à 0.15 Ω/km

Ø Réactance des jeux de barres

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

II.7) Méthode des valeurs réduits pour le calcul de courant de court-circuit

II.7.1) Définition

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

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

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

Les grandeurs réduites des différents éléments du réseau sont alors :

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

II.7.2) Changement de base

Comme toutes les impédances doivent s'exprimer par rapport à une même impédance de base, il est nécessaire de trouver un moyen de passer d'un système de base à un autre.

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

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

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

II.7.3) Réactances des éléments du réseau [3]

II.7.3.1) Impédance ramenée à un seul niveau de tension

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

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

Avec :

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

II.7.3.2) Réactance réduite des éléments constituant les réseaux

- **Lignes :**

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

Avec : U_b : Tension de la ligne

X_L : Réactance linéique

- **Transformateurs à deux enroulements :**

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

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

Avec :

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

S_n : Puissance nominale en MVA vu du primaire

U_n : Tension nominal en kV de secondaire

II.8) Etude des courant de court-circuit et des impédances du réseau

II.8.1) Définition

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

II.8.2) L'intensité d'un courant de court-circuit

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

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

V_n : Tension de source

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

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

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

II.8.3) Définition de l'opérateur « a »

L'opérateur « a » est un opérateur vectoriel qui consiste à faire tourner d $2\pi/3$ le vecteur auquel l'opération est appliquée.

Alors :

- a^2 fait tourner un vecteur de :

$$2 \frac{2\pi}{3} = \frac{4\pi}{3}$$

- a^3 fait tourner un vecteur de :

$$3 \frac{2\pi}{3} = 2\pi$$

$$a = -0.5 + j \frac{\sqrt{3}}{2}$$

$$a^2 = -0.5 - j \frac{\sqrt{3}}{2}$$

Donc :

$$a^2 = a^3 = a^6 \dots = 1$$

$$a = a^4 = a^7 \dots a^2 = a^{-2} = a^{-5} \dots$$

$$a - a^2 = j\sqrt{3}$$

$$\bar{V} + a\bar{V} + a^2\bar{V} = 0$$

$$1 + a + a^2 = 0$$

II.8.4) Décomposition d'un système en composantes symétrique [14]

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

L'un direct.

L'autre inverse.

La troisième homopolaire.

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

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

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

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

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

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

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

Les composantes symétriques sont définies par la transformation de FORTESCUE.

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

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

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

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

II.8.5) Principe de l'impédance des composantes [14]

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

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

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

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

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

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

En régime déséquilibré, on simplifie les écritures.

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

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

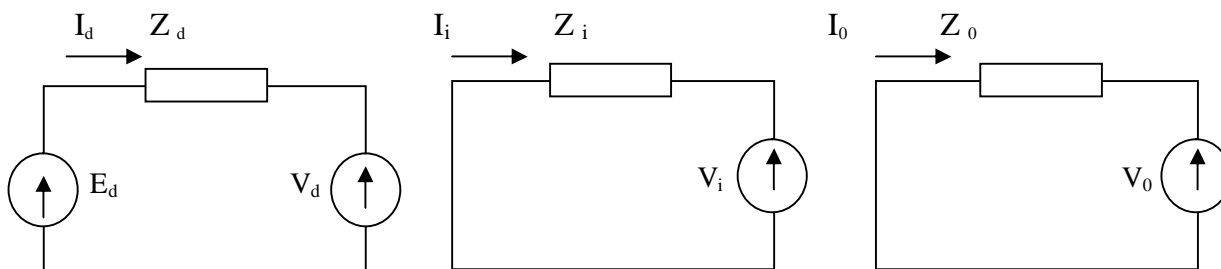
$$\bar{E}_d = E, \quad \bar{E}_i = \bar{E}_0 = 0$$

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

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

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

Le schéma équivalent de ces équations est le suivant:



II.9) Analyses des courts-circuits [13]

Dans ce qui suit, on analysera les cas possibles afin d'évaluer les courants de court-circuit et ceci en ne considérant que la composante sinusoïdale du courant.

II.9.1) Les défauts monophasés

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

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

II.9.1.1) Etude d'un défaut monophasé dans les réseaux ayant leur neutre mis à la terre

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

Les notions utilisées sont les suivantes :

- \bar{E} est une force électromotrice au simple secondaire à vide du transformateur HTB/HTA.
- \bar{Z}_d, \bar{Z}_i sont les impédances directe et inverse de l'ensemble transformateur HTB/HTA et tronçon de ligne HTA en défaut.
- \bar{Z}_0 est l'impédance homopolaire de l'ensemble transformateur HTB/HTA, tronçon de ligne HTA en défaut et circuit de retour sol-réseau.

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

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

$\bar{I}_d, \bar{I}_i, \bar{I}_0$ sont les composantes symétriques de ces courants.

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

$\bar{V}_d, \bar{V}_i, \bar{V}_0$ sont les composantes symétriques de ces tensions.

a) Valeur du courant de défaut à la terre

- Equation du défaut

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

- Application du principe de superposition

On considère un système de tensions équilibrées :

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

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

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

- **Calcul des composantes symétriques des courants**

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

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

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

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

L'addition de trois équations de superposition donne :

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

- **Valeur du courant de défaut**

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

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

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

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

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

Les tensions de chacune des phases sont données par :

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

- c) **Influence de la résistance du défaut à la terre sur les valeurs des courants et tension homopolaire :**

On suppose que la phase 1 est le siège d'un défaut de résistance R :

$$\bar{I}_d = \bar{I}_i = \bar{I}_0 \text{ et aussi } \bar{I}_1 = 3\bar{I}_0$$

L'addition des équations de superposition donne :

$$\bar{E} = 3R\bar{I}_0 + (\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_0)\bar{I}_0 \quad \text{D'où } \bar{I}_1 = \frac{3\bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_0 + 3R}$$

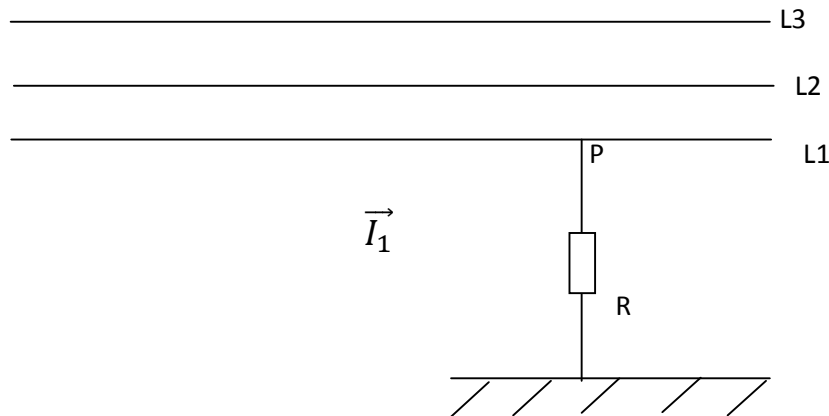


Figure II.8 : Défaut à la terre

La résistance R conditionne la valeur du courant de défaut à la terre, mais elle a aussi une influence sur le déphasage de courant.

Dans ce cas nous avons :

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

II.9.1.2) Défaut monophasé dans les réseaux ayant leur neutre isolé

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

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

a) Courant de défaut à la terre

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

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

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

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

Or \bar{Z}_{0R} représente l'impédance due à la capacité C_0 du réseau considéré ; en effet, le courant de défaut est formé par la somme des courants capacitifs relatifs aux différents départs ; la capacité C_0 du réseau est la somme de ces départs :

$$C_0 = C_{01} + C_{02} + \dots = \sum_{i=1}^n C_{0i}$$

C_{0i} est la capacité homopolaire de chaque départ.

Donc dans ces conditions : $Z_{0R} = \frac{-j}{C_0 \omega}$

C_0 est la capacité voisine de $0.005 \mu F / Km$ pour une ligne aérienne. [13]

b) Courant de défaut résistant à la terre

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

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

II.9.2) Les défauts biphasés [14]

II.9.2.1) Défaut biphasé sans terre

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

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

Des équations précédentes, on tire :

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

De l'équation (1) on trouve :

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

L'expression (C) nous donne les composantes directes et inverses du courant

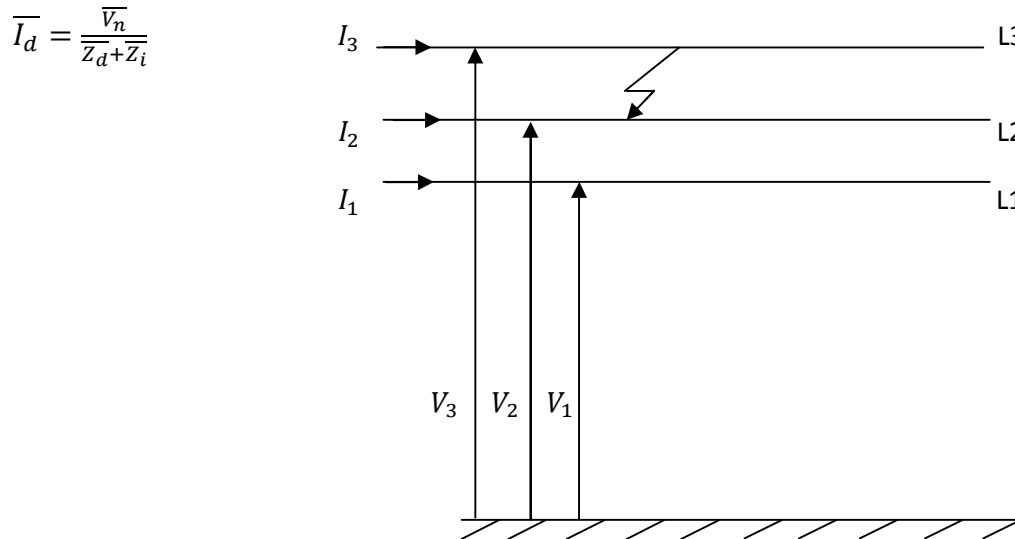


Figure II.9 : défaut biphasé sans terre

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

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

L'expression du courant de court-circuit est :

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

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

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

II.9.2.2) Défaut biphasé avec terre

- Equation du défaut

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

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

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

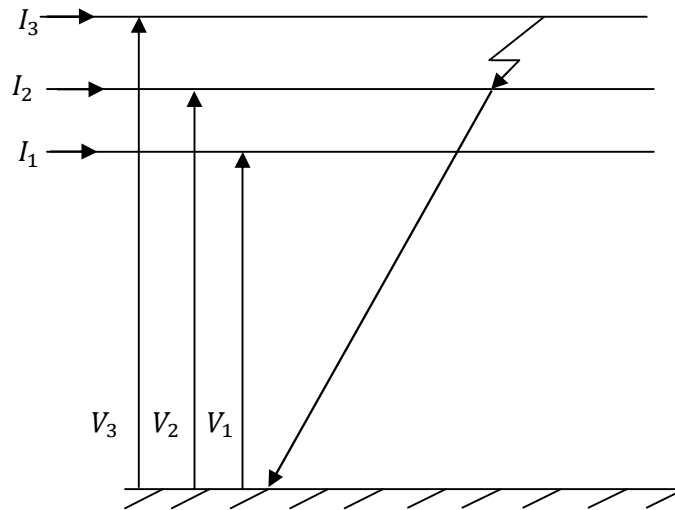


Figure II.10 : défaut biphasé avec terre

Des équations précédentes on déduit :

$$\overline{V_d} = \overline{V_i} = \overline{V_0} = \frac{1}{3} \overline{V_1}$$

En remplaçant l'expression de $\overline{I_1} = \overline{I_d} + \overline{I_i} + \overline{I_0} = 0$ dans l'expression (C) on trouve les expressions :

$$\overline{V_d} = \overline{V_i} = \overline{V_0} = \frac{\overline{Z_i} \cdot \overline{Z_0}}{\overline{Z_i} \cdot \overline{Z_0} + \overline{Z_d} \cdot \overline{Z_0} + \overline{Z_d} \cdot \overline{Z_0}} \overline{V_n}$$

L'expression de $\overline{V_1}$ sera donc :

$$\overline{V_1} = \frac{3 \overline{Z_i} \cdot \overline{Z_0}}{\overline{Z_d} \cdot \overline{Z_i} + \overline{Z_d} \cdot \overline{Z_0} + \overline{Z_i} \cdot \overline{Z_0}} \overline{V_n}$$

On déduit les expressions des composantes symétriques du courant.

$$\overline{I_d} = \frac{\overline{Z_i} + \overline{Z_0}}{\overline{Z_d} \cdot \overline{Z_i} + \overline{Z_d} \cdot \overline{Z_0} + \overline{Z_i} \cdot \overline{Z_0}} \overline{V_n}$$

$$\overline{I_i} = \frac{\overline{Z_0}}{\overline{Z_d} \cdot \overline{Z_i} + \overline{Z_d} \cdot \overline{Z_0} + \overline{Z_i} \cdot \overline{Z_0}} \overline{V_n}$$

$$\overline{I_0} = -\frac{\overline{Z_i}}{\overline{Z_d} \cdot \overline{Z_i} + \overline{Z_d} \cdot \overline{Z_0} + \overline{Z_i} \cdot \overline{Z_0}} \overline{V_n}$$

On déduit alors les expressions des courants :

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

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

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

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

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

II.9.3) Les défauts triphasés

- Equation de défaut

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

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

De l'expression (B) on déduit :

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

De l'expression (C) on tire :

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

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

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

Le courant de court-circuit triphasé est :

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

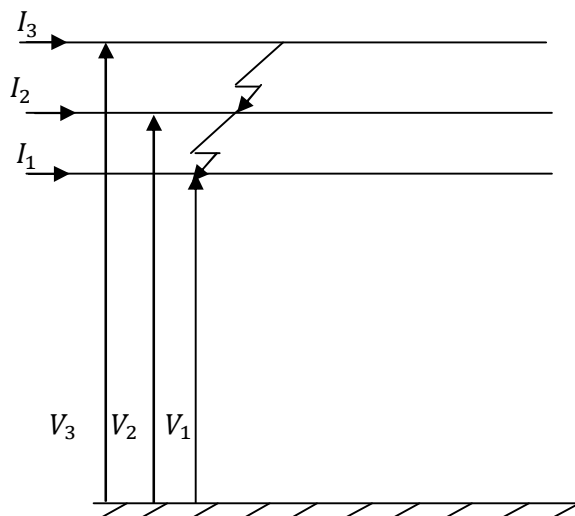


Figure II.11 : défaut triphasé

II.9.4) Coupure d'une phase [14]

- Equation du défaut

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

$$\bar{V}_{2''2'} = 0 \dots \dots \dots (1)$$

$$\bar{V}_{3''3'} = 0 \dots \dots \dots (2)$$

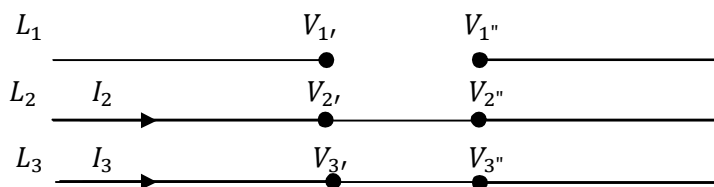


Figure II.12 : coupure d'une phase

Des équations (1) et (2) on obtient :

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

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

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

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

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

Les composantes symétriques du courant de court-circuit auront pour expression :

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

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

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

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

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

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

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

Conclusion

Le calcul mathématique des courants des courts circuits est indispensable, car il nous renseigne sur le choix de différents appareils de protection ainsi leurs réglages pour mieux protéger les différents équipements électrique.

En effet les appareils de protection doivent répondre aux quelques exigences telles que (la rapidité, la précision, ...), et ce la pour éviter la propagation des défauts et la destruction des équipements qui coutent très cher.

III.1) Introduction

Le présent chapitre a pour objet de décrire les dispositifs de protection à mettre en œuvre sur le réseau de distribution et les installations raccordées à ce réseau.

Les dispositifs de protection surveillent en permanence l'état électrique des éléments d'un réseau et provoquent leur mise hors tension (par exemple l'ouverture d'un disjoncteur), lorsque ces éléments sont le siège d'une perturbation indésirable: court-circuit, défaut d'isolement, surtension,...etc. Le choix d'un dispositif de protection n'est pas le fruit d'une réflexion isolée, mais une des étapes les plus importantes de la conception d'un réseau électrique.

A partir de l'analyse du comportement du matériel électrique (moteurs, transformateurs, câbles, ...etc.) par rapport aux défauts et les phénomènes qui en découlent, on choisit les dispositifs de protection les mieux adaptés. C'est ce que l'on va présenter dans ce chapitre.

III.2) Système de protection

III.2.1) Définition

C'est un dispositif de surveillance continue de l'état électrique du réseau. Il est destiné à donner des ordres de mise hors tension du circuit de ce réseau, siège d'un fonctionnement anormal ou d'un défaut lorsque les grandeurs électriques qui l'alimentent franchissent un seuil prédéterminé.

III.2.2) Rôle d'un système de protection [14]

Le système de protection électrique désigne l'ensemble des appareils de surveillance et de protection assurant la stabilité d'un réseau électrique.

Ces systèmes de protection permettent d'éviter les conséquences des incidents qui peuvent être dangereuses pour les personnes et pour le matériel. Pour cela, ils doivent :

- Ø Assurer la protection des personnes contre tout danger électrique.
- Ø Limiter les contraintes thermiques, diélectriques et mécaniques auxquelles il est soumis le matériel.

III.2.3) Qualité d'un système de protection

Pour qu'un système de protection accomplisse convenablement sa mission, il doit présenter les qualités suivantes :

- **Fiabilité** : Un dispositif de protection doit être précis dans ses décisions.
- **Sélectivité** : Isoler seulement l'élément en défaut.
- **Rapidité d'action** : Pour éviter l'augmentation de la zone perturbée.
- **Sensibilité** : Doit détecter la moindre variation des paramètres de l'élément surveillé.

- **Consommation** : Il doit avoir une consommation réduite.

III.2.4) Constitution d'un système de protection

Un système de protection est constitué :

- D'un organe de mesure ou d'une chaîne de mesure (TC ou TP) ;
- D'un organe de comparaison (relais) ;
- D'un organe de l'exécution d'ordre des manœuvres.

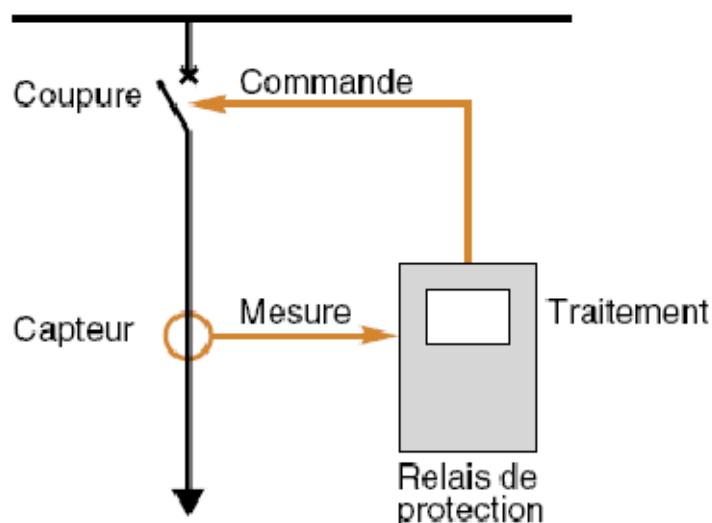


Figure III.1 : Schéma de principe de la chaîne de protection.

III.2.5) Régime du neutre [3]

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

Les régimes de point neutre les plus usuels sont les suivants :

- Neutre isolé, Z_n est infini
- Neutre relié à la terre par une résistance
- Neutre relié à la terre par une réactance
- Neutre relié à la terre par une impédance
- Neutre relié directement à la terre ($Z=0$)

III.3) Appareillage de protection

Les systèmes de protection des réseaux électriques sont équipés de plusieurs appareils selon les défauts.

III.3.1.4) Éclateur à cornes

Ils sont constitués de deux électrodes reliés, l'une au conducteur et l'autre à la terre. Ces deux électrodes sont montées sur une chaîne d'isolateur rigide.

Les éclateurs utilisés en HTA comportent en général entre leurs électrodes une tige anti-oiseau.

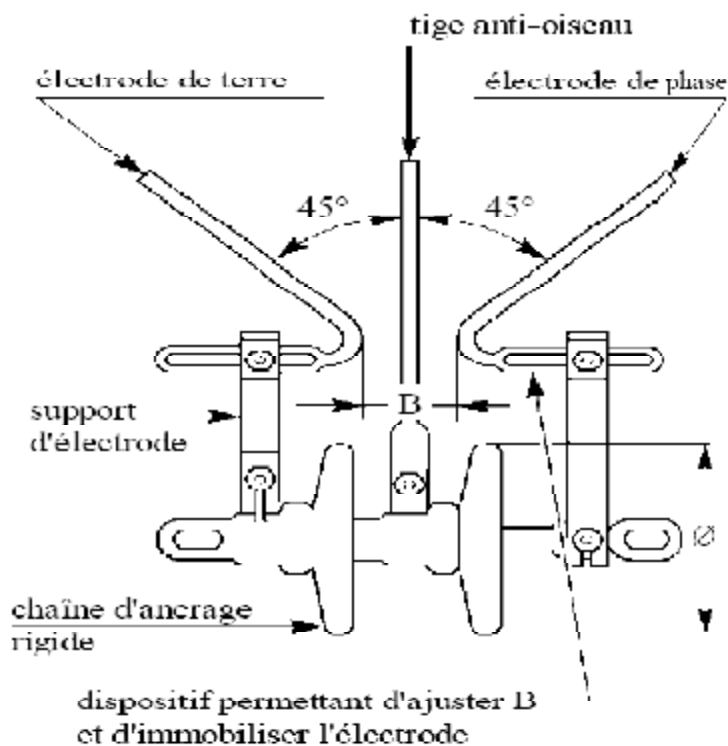


Figure III.3 : Eclateur MT avec tige anti-oiseaux

III.3.1.5) Eclateurs à tige

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

III.3.2) Contre les surintensités

III.3.2.1) Fusible moyenne tension [7]

C'est l'appareil de protection le plus répandu dans les réseaux de distribution. Sa fonction première est de protéger les équipements contre les surcharges et les courts-circuits.

Un des avantages de l'utilisation est son coût et sa simplicité d'opération, cependant il nécessite une intervention humaine pour être remplacé.

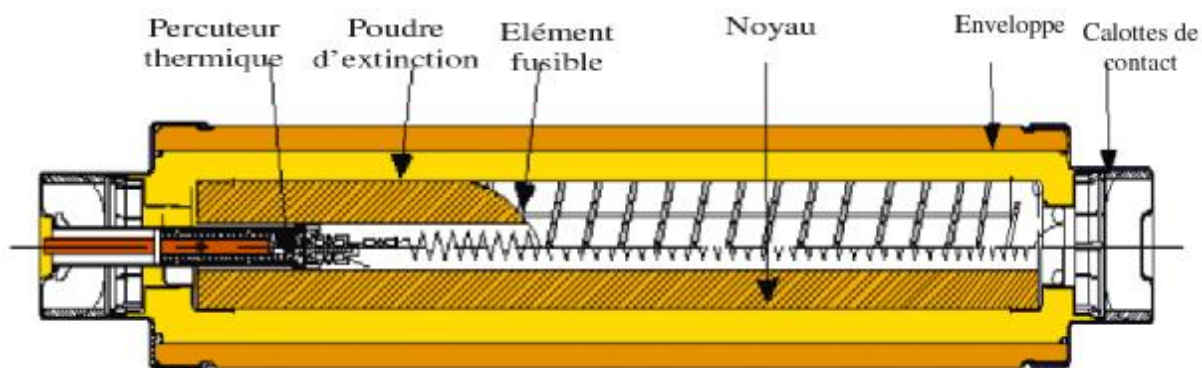


Figure. III.4 Coupe schématique d'un fusible HTA.

III.3.2.2) Disjoncteurs

Le disjoncteur est un appareil de protection électrique dont le rôle est d'établir ou d'interrompre des courants normaux ou anormaux.

Ils peuvent être utilisés comme un gros interrupteur commandé, soit par un bouton poussoir ou télécommandé.

Le disjoncteur est destiné à la protection des réseaux de distribution et des postes de transformation. Il est doté d'un pouvoir de coupure important, il peut interrompre des courants de courts-circuits de 4 à 5 fois le courant nominal sous une tension élevée, en quelques millièmes de secondes. Il est composé de deux éléments principaux :

- Un système de détection ;
- Un système de coupure.

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

- Disjoncteur à l'huile ;
- Disjoncteurs à air comprimé ;
- Disjoncteurs sous vide ;
- Disjoncteurs à soufflage magnétique.

III.3.2.3) Disjoncteur à l'huile

L'huile a été utilisée comme fluide pour la coupure et l'isolation des appareils, notamment pour les disjoncteurs.

Lorsqu'un arc est amorcé dans l'huile, plusieurs types de gaz sont produits (tel que l'hydrogène). L'évaporation de l'huile permet de générer un soufflage de l'arc qui va le refroidir et provoquer la coupure du courant, voir (figure III.5)



Figure III.5 : Disjoncteur l'huile

III.3.2.4) Disjoncteur à air comprimé

Grace à la haute rigidité diélectrique (kV/cm) et aux bonnes propriétés thermique du fluide. L'air comprimé est évacué à l'intérieur de buses pour permettre d'obtenir un refroidissement efficace de l'arc (l'air est sous une pression de 20 à 35 Bar) voir (**figure III.6**).



Figure III.6 : Disjoncteur à air comprimé

III.3.2.5) Sectionneur

C'est un appareil destiné à interrompre la continuité d'un conducteur seulement lorsque le courant qui le parcourt est faible ou nul.

Le sectionneur ne possède aucun dispositif d'extinction de l'arc électrique, c'est pourquoi il ne faut jamais l'ouvrir en charge car il peut causer un danger pour le personnel et pour le

matériel, il sert aussi à isoler les différentes parties d'une installation pour une mise hors service, lors d'entretien ou réparation.

Les sectionneurs contrairement aux autres appareils ne sont dotés d'aucun pouvoir de coupure, voir (**figure III.5**).



Figure III.5 Sectionneur moyenne tension

III.4) Relais de protection [8]

III.4.1) Définition

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

III.4.2) Désignation d'un relais

Un relais est désigné selon la grandeur surveillée (tension, courant, puissance, impédance,...)

- Relais à maximum de courant RMA.

- Relais à maximum ou minimum de tension RMV.
- Relais à minimum d'impédance RMZ.
- Relais directionnel de puissance RDW.
- Relais à minimum de réactance RMX.

III.4.3) Différents types des relais

En distingue plusieurs types de relais

III.4.3.1) 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 tension. Un ressort de rappel réglable détermine la limite de l'action du disque sur un déclencheur (point de réglage).

Les équipements électromécaniques sont des assemblages de fonctions : détection de seuils et temporisation. Ils ont 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, qui demeurent néanmoins largement rencontrés, sont :

- Ø Le risque d'être hors d'état de fonctionner entre deux périodes de maintenance,
- Ø Le manque de précision, le dispositif étant sensible à son environnement et aux phénomènes d'usure,
- Ø Il est aussi difficile d'obtenir des réglages adaptés aux faibles courants de court-circuit,
- Ø Son coût de fabrication est élevé,

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

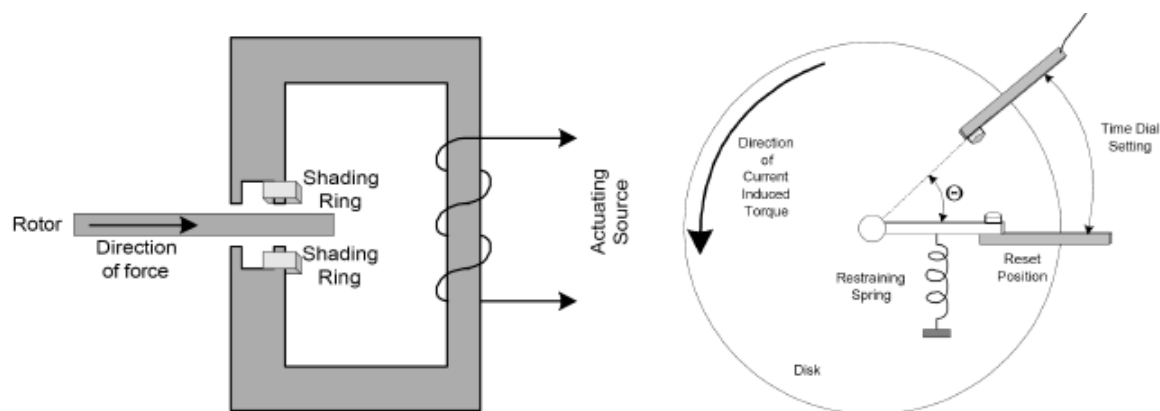


Figure III.7 : Relais électromagnétique à induction par disque simple.

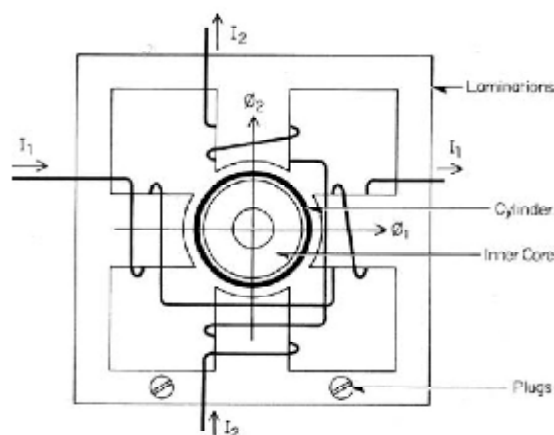


Figure III.8 : Relais électromagnétique à induction par disque cylindrique.

III.4.3.2) Relais à induction magnétique

Un courant alimente les bobines fixes de l'électro-aimant, ce dernier produit des champs magnétiques, ceux-ci créent des courants induits qui font tourner le disque.

III.4.3.3) Relais à balance

C'est un relais dont l'équipage mobile est constitué par un fléau de balance soumis à l'action de deux forces antagonistes.

III.4.3.4) Relais thermique

Il comporte un élément actif chauffé par le passage de l'intensité de courant absorbé par l'appareil à protéger. Cet élément est une lame bimétallique qui se déforme sous l'effet de l'augmentation de la température engendrée par la surintensité.

III.4.3.5) Relais statique

Il comporte des circuits intégrés linéaires au silicium composés de portes et circuit logique, et plus récemment ils comportent des mémoires et des microprocesseurs.

L'utilisation de ces composants a permis la mise au point des caractéristiques plus sophistiquées.

Les relais statiques remplacent de plus en plus les relais électromagnétiques pour les avantages suivant :

- Ø Plus précis ;
- Ø Plus sensible ;
- Ø Plus rapide ;
- Ø Longue durée de vie ;
- Ø Faible consommation et moins encombrant.

Malgré tous ces avantages, les relais statique possèdent des manques tels que la limitation des fonctions.

III.5) Alimentation des systèmes de protection

Les dispositifs de protection ou de mesure nécessitent de recevoir des informations sur les grandeurs électriques des matériels à protéger. Pour des raisons techniques, économiques et de sécurité, ces informations ne peuvent pas être obtenues directement sur l'alimentation haute tension des matériels ; il est nécessaire d'utiliser des dispositifs intermédiaires dénommés réducteurs de mesures ou capteurs :

- Capteurs de courant de phase ;
- Capteurs tore pour la mesure des courants de terre ;
- Transformateurs de tension (TT).

Ces dispositifs remplissent les fonctions suivantes :

- Réduction de la grandeur à mesurer (ex : 1500/5 A) ;
- Découplage galvanique ;
- Fourniture de l'énergie nécessaire au traitement de l'information, voir au fonctionnement de la protection.

III.5.1) Les transformateurs de tension(TT) [11]

Les transformateurs de tension sont constitués de deux enroulements, primaire et secondaire, couplés par un circuit magnétique ; les raccordements peuvent se faire entre phases ou entre phases et terre.

La fonction d'un transformateur de tension est de fournir à son secondaire une tension image de celle qui lui est appliquée au primaire. L'utilisation concerne autant la mesure que la protection. Les transformateurs de tension sont caractérisés par les gradeurs suivants :

- Fréquence du réseau en général 50 ou 60 Hz ;
- Tension primaire la plus élevée du réseau ;

- Tension secondaire assignée 100, 100/3, 110, 110/3 Volts selon le mode de raccordement ;
- Facteur de tension assignée servant à définir les prescriptions d'échauffement ;
- Puissance apparente, en VA, que le transformateur de tension peut fournir au secondaire, sans introduire d'erreur supérieure à sa classe de précision lorsqu'il est branché sous sa tension primaire assignée et raccordé à sa charge nominale.

Le transformateur de tension ne doit jamais être court-circuité au secondaire, car la puissance fournie augmente et il y aura une détérioration par échauffement.

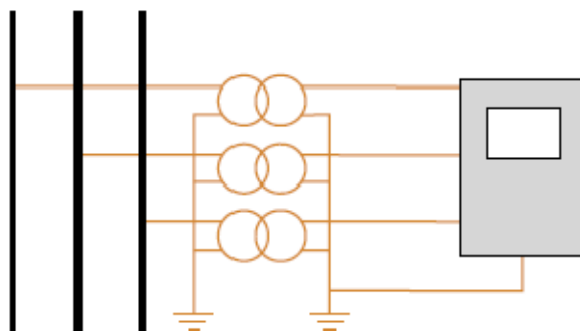


Figure III.9 : Transformateurs de tension montés en étoile

III.5.2) Les transformateurs de courant (TC)

Les transformateurs de courant sont utilisés pour fournir l'information aux relais. Pour cela ils doivent délivrer un courant secondaire proportionnel aux courants primaire qui les traversent. Ils doivent donc être adaptés aux caractéristiques du réseau : tension, fréquence et courant.

Ils sont définis par leur rapport de transformation, leur puissance et leur classe de précision.

Leur classe de précision (précision en fonction de la charge du TC, et de la surintensité) est choisie en fonction de l'utilisation.

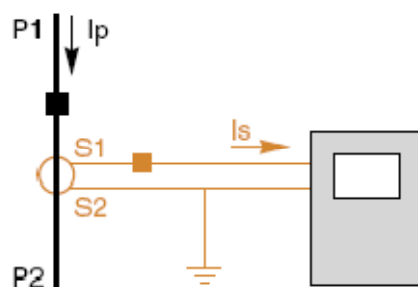


Figure III.10 : Montage d'un transformateur de courant

III.5.3) Types industriels

III.5.3.1) 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, la spire est constituée par le passage du circuit électrique à l'intérieur du circuit magnétique torique.

III.5.3.2) 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.

III.5.3.3) 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 Farady. 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 réservée à des applications spécifiques comme la mesure de courants continus.

III.5.3.4) TC Tore [6]

Un enroulement de Rogowski, est un dispositif électrotechnique permettant de mesurer le courant alternatif ou les impulsions de courant à grande vitesse (**Fig.III.8**). Il se compose d'un enroulement hélicoïdal de fil dont le fil d'une extrémité revient par le centre de l'enroulement à l'autre extrémité, de sorte que les deux bornes soient à la même extrémité de l'enroulement.

La bobine est positionnée autour du conducteur dont on veut connaître le courant. La tension induite dans l'enroulement est proportionnelle au taux de changement (dérivée) du courant dans le conducteur, l'enroulement de Rogowski est habituellement relié à un circuit d'intégration électrique (ou électronique) à forte impédance d'entrée afin de fournir un signal de sortie qui est proportionnel au courant.

L'avantage d'un enroulement de Rogowski par rapport aux autres types de transformateurs de courants c'est qu'il peut être ouvert et qu'il est très flexible, lui permettant

d'être enroulé autour d'un conducteur de phase sans contrainte. Puisqu'un enroulement de Rogowski a un noyau d'air plutôt qu'un noyau de fer, il n'est pas perturbé par des courants de l'induit dans le noyau et peut donc répondre aux courants à changement rapide. Comme il n'a aucun noyau de fer, il est fortement linéaire même lorsque il soumis à des grands courants, du type de ceux utilisés dans la transmission d'énergie électrique, la soudure, ou les applications à hautes puissances pulsées. Un enroulement de Rogowski correctement formé, avec des spires équidistantes, est en grande partie immuniser contre les interférences électromagnétiques.

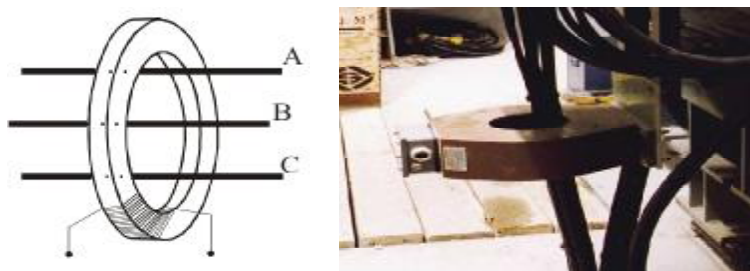


Figure III.11 : Transformateur de courant type tore.

III.6) La sélectivité des protections

III.6.1) Définition

Il y a sélectivité des protections si un défaut, survenant en un point quelconque du réseau, est éliminé par l'appareil de protection placé immédiatement en amont du défaut et lui seul.

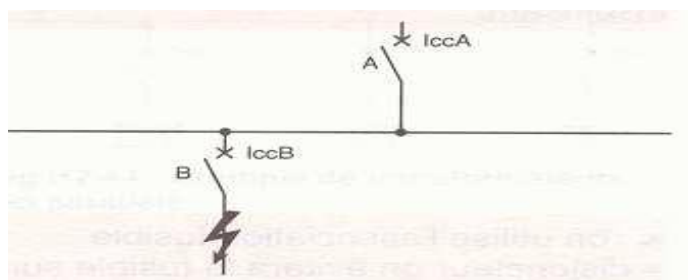


Figure III.12 : Sélectivité des appareils

III.6.1.1) Sélectivité totale

La sélectivité est totale entre A et B si B fonctionne pour toute valeur de court-circuit au point où il est placé.

III.6.1.2) Sélectivité partielle

La sélectivité est partielle entre A et B, si B fonctionne seul jusqu'à une certaine valeur du courant de court-circuit, puis au delà de cette valeur, A et B fonctionnent tous les deux.

III.6.2) Sélectivité Ampéremétrique

Elle repose sur le décalage en intensité des courbes voir la (Figure III.13).

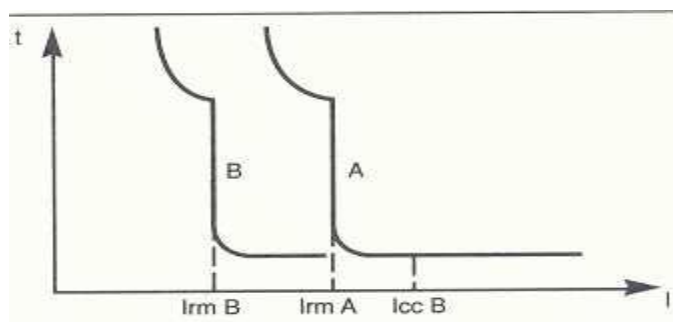


Figure III.13 Sélectivité ampérométrique

III.6.3) Sélectivité chronométrique

Elle repose sur le décalage temporel des courbes comme la montre la (**Figure III.14**).

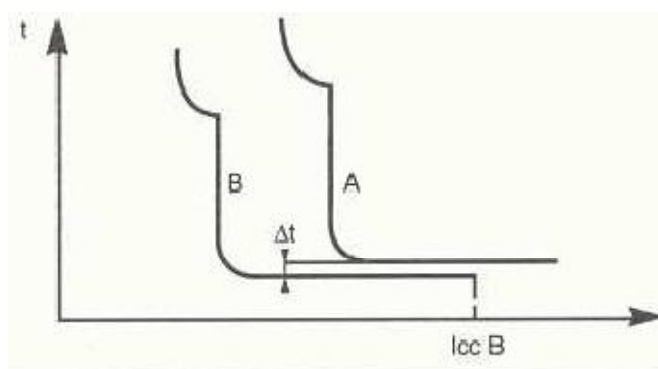


Figure III.14 : Sélectivité chronométrique

III.7) Protection d'un départ HTA [14]

Les protections sont réalisées en tête des départs dans les postes HTB/HTA et dans les postes HTA/BT. Le système est réalisé par l'insertion des TC sur les phases avec deux relais de phases et un relais homopolaire de départ pour les différents types de courant de court-circuit (entre phases ou entre phase et terre) et un relais de temps.

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

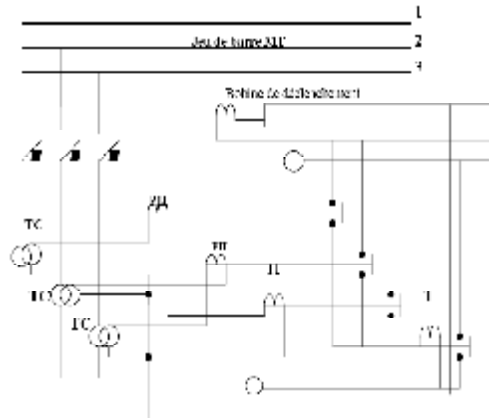


Figure III.15 : Protection d'un départ HTA

III.7.1) Protection contre les défauts entre phases

Cette protection s'effectue pour chaque départ HTA, à l'aide de deux relais à maximum de courant montés au secondaire de deux transformateurs de courant placés sur deux phases. La phase ne comportant pas de relais se trouve protégée par les relais des deux autres phases, puisque tout défaut entre phases intéresse au moins deux de ces derniers.

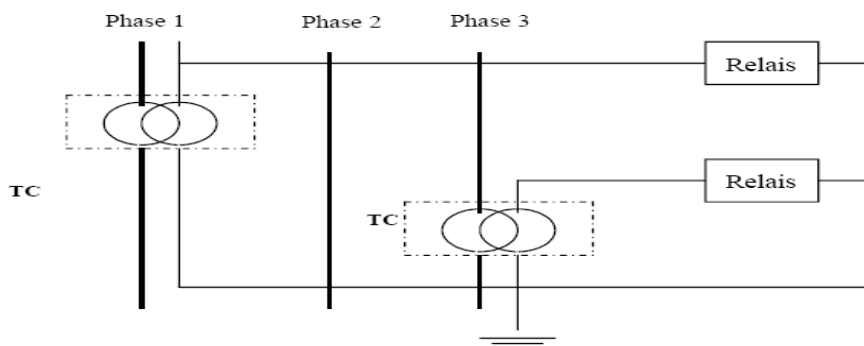


Figure III.16 : Protection contre les défauts entre phases

Les TC doivent avoir une intensité nominale primaire au moins égale à l'intensité la plus élevée susceptible de les traverser en régime nominal. Leur calibre I_n ne doit pas être trop supérieur au courant nominal I_d de charge du départ, il est raisonnable de prendre $I_n = 1.5 I_d$.

III.7.2) Système de protection à un seul seuil

Cette protection agit vis-à-vis des défauts polyphasés, le réglage tient compte du cas le plus favorable, entre le courant de court-circuit biphasé correspondant à la plus grande impédance du réseau et le courant qui définit la limite thermique du conducteur.

Le réglage doit reprendre aux conditions suivantes :

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

III.7.3) Système de protection à deux seuils

Ces protections sont à deux seuils d'intervention, le premier seuil joue le même rôle que celui à un seul seuil, le second seuil à maximum de courant I_{R2} devra éliminer rapidement les courts-circuits d'un courant élevé (court-circuit franc aux secondaires d'un transformateur).

III.7.4) Protection contre les défauts entre phase et terre [14]

Elle s'effectue à l'aide d'un seul relais à maximum de courant homopolaire monté dans le circuit du neutre des trois TC voir (Figure III.17).

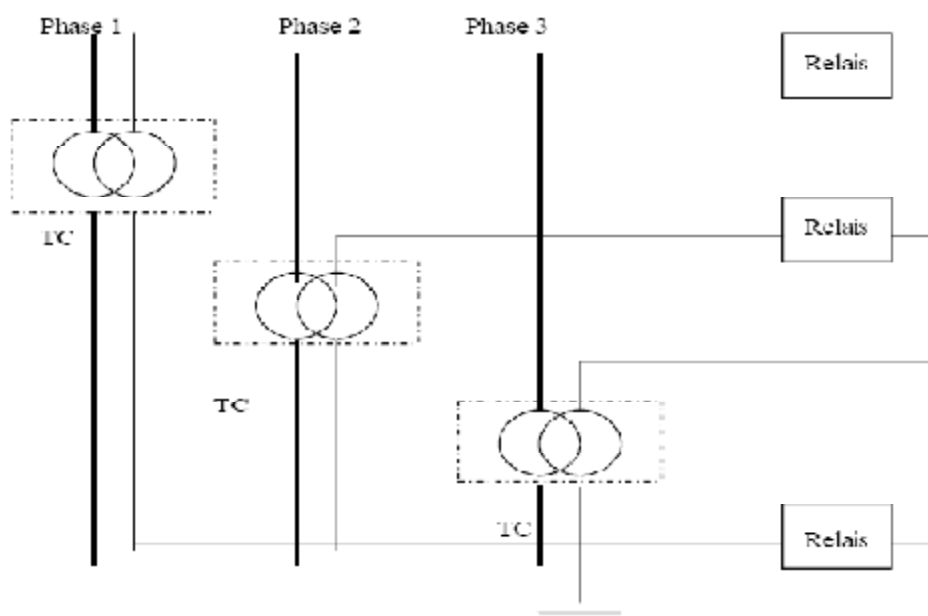


Figure III.17 : Schéma de principe de la protection contre les défauts phase -terre

Le relais de courant homopolaire doit être régler à une valeur qui dépend :

- Du courant résiduel I_0 sur les départs sains en raison du retour d'une partie de courant de défaut à la terre à travers la capacité homopolaire des conducteurs.
- Du courant résiduel I_n au secondaire des TC, calculé à l'absence de tout défaut à la terre.

Pour les TC tore, I_n est négligeable donc $I_{0r} = KI_0$

III.7.5) Protection des dérivations [14]

III.7.5.1) Généralités

La structure du réseau de distribution HTA est en général arborescente. Elle comprend une ligne principale et des dérivations. Au départ de la ligne principale se trouve le disjoncteur de protection et les dérivations qui sont équipées d'interrupteurs permettant de les isoler.

III.7.5.2) Définition des interrupteurs [2]

Les interrupteurs sont des appareils destinés à ouvrir ou à fermer un circuit électrique, plus perfectionné que les sectionneurs. Ils possèdent un certain pouvoir de coupure ; en général, ils peuvent coupés sous la tension nominale un courant d'une intensité égale à l'intensité nominale.

Le pouvoir de coupure peut être renforcé sur certains appareils. Par contre les sectionneurs-interrupteur, leurs pouvoirs de coupure est presque nul.

En fin, le pouvoir de fermeture est suffisant pour permettre la fermeture en charge des interrupteurs.

III.7.5.3) Différent types des interrupteurs

Les interrupteurs les plus utilisés sont :

- Interrupteur- sectionneur ;
- Interrupteur aérien à ouverture automatique dans les creux de tension (IACT) ;
- Interrupteur aérien à commande mécanique (IACM) ;
- Interrupteur aérien télécommandé à creux de tension (IATCT).

III.7.5.3.1) Description de l'IACT (Interrupteur aérien à creux de tension)

L'IACT est équipé d'un automatisme alimenté par le courant de défaut qui provoque son ouverture à la troisième séquence du cycle du disjoncteur de départ.

Il doit remplir les fonctions suivantes:

- Interdire l'ouverture de l'interrupteur tant que l'un des détecteurs de défauts est sollicité.
- Ne pas enregistrer les défauts dont la durée est inférieure à 0.25secondes
- Deux défauts écartés de moins de 1.5secondes doivent être comptés pour un seul.
- Provoquer l'ouverture automatique de l'interrupteur au plus de 10 secondes après l'ouverture du disjoncteur de départ dans le cas d'un défaut permanent.

III.7.5.3.2) Description de l'IATCT (Interrupteur aérien télécommandé à creux de tension) [9]

Ces interrupteurs doivent être conçus pour être intégrés facilement dans un système de téléconduite et de permettre les principales fonctions suivantes :

- Coupure en charge de l'énergie électrique ;
- Commande électrique ou manuelle ;
- Mesure, mémorisation et affichage des grandeurs électriques ;
- Localisation du défaut ;

- Communication locale ou à distance.

III.7.5.4) Fonctionnement [10]

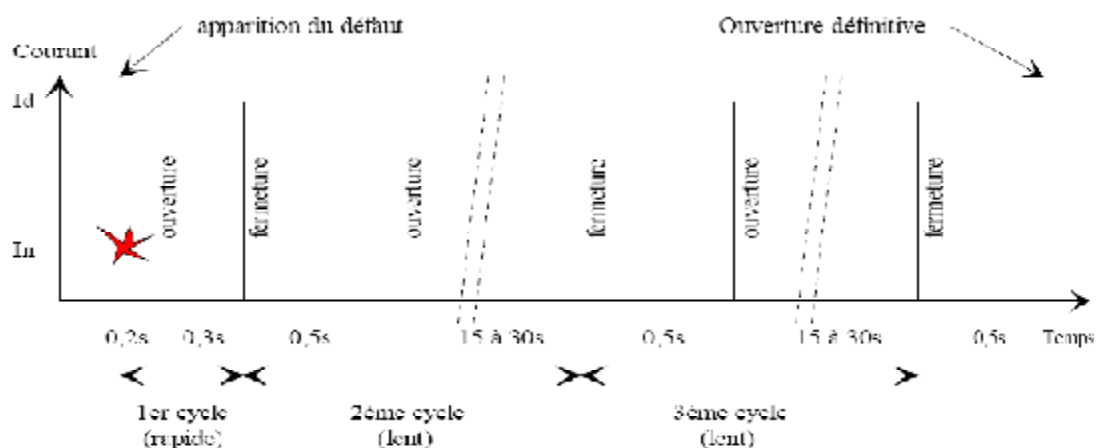


Figure III.15 Cycle de réenclenchement

Le réenclenchement s'organise comme suit :

Un premier cycle rapide enchaîne une attente de 0.2s et une ouverture pendant 0.3s, il permet d'éliminer l'ensemble des défauts fugitifs soit prêt de 80% des défauts, si à la fermeture, le défaut persiste, on attaque alors le deuxième cycle dit « lent ».

Ce deuxième cycle enchaîne une attente de 0.5s en position fermé puis le disjoncteur s'ouvre pour une période de 15 à 30s. La majorité des défauts semi-permanents s'éliminent ainsi. Si le défaut persiste après la fermeture qui termine le cycle lent, un troisième suit auquel ne persistent que des défauts permanents qui doivent alors être éliminés par l'ouverture définitive du disjoncteur.

III.7.6) Les automates associés aux protections des départs HTA [6]

Les dispositifs d'exploitation automatiques de reprise de service sont des appareils qui ont pour but d'améliorer la qualité de service.

Donc il serait très pratique d'utiliser des automates tels que les réenclencheurs mixte qui sont capables de sélectionner la nature de défaut (fugitif, semi-permanent ou permanent). Il existe deux types d'automates.

- Réenclencheurs rapides pour les défauts fugitifs.
- Réenclencheurs lents pour les défauts semi-permanents et permanents.

III.7.6.1) Dispositif de réenclenchement rapide (DRR)

La technique consiste à provoquer l'ouverture et la fermeture du disjoncteur du départ qui lui est associé après un temps d'isolement très court (0.3s). Ce temps correspond à la désionisation du trajet de l'arc. Cette opération se réalise de la façon suivante :

- Ouverture instantanée du disjoncteur du départ en défaut.
- Fermeture de ce même disjoncteur après un temps d'isolement de l'ordre de 0.3s.
- Verrouillage du dispositif de réenclenchement rapide en cas de défaut permanent de manière à laisser les protections fonctionnent avec la temporisation qui leur est propre.

III.7.6.2) Dispositif de réenclenchement lent (DRL)

Il a pour but d'éliminer les défauts semi-permanents qui réapparaissent après un cycle de réenclenchement. Il provoque la fermeture du disjoncteur du départ défectueux après un temps d'isolement relativement lent compris entre (15 à 30s), il doit effectuer les opérations suivantes :

- Ouverture temporisée du disjoncteur du départ en défaut par la protection temporisée.
- Fermeture de ce même disjoncteur après l'isolement du départ en défaut après un temps compris entre (15 à 30s).

III.7.6.3) Dispositif de réenclenchement rapide et lent

Avec le regroupement des différentes techniques de réenclenchement (rapide et lent). Les défauts fugitifs seront éliminés par un cycle rapide, les défauts semi-permanents entraînant un cycle de réenclenchement rapide suivi d'un cycle lent.

III.8) Principe de réglage [14]

Les relais de protection doivent détecter tous les défauts d'isolement survenant sur la fraction du réseau qu'ils doivent surveiller, ou du moins présenter la plus grande sensibilité possible sans risque de fonctionnement intempestif. En pratique, pour tenir compte du courant maximum aux différents échelons, des erreurs de TC et des relais de mesures, on adopte des seuils d'intensités croissants en aval ou en amont.

III.8.1) Réglage des protections contre les défauts à la terre

III.8.1.1) Principe

Lorsqu'un départ est le siège d'un défaut monophasé, son relais homopolaire est traversé par un courant $3I_0$ qui varie en première approximation, en raison inverse de la résistance du défaut. L'intensité de réglage I_{R0} du relais doit être la plus faible possible afin de pouvoir éliminer des défauts dont la résistance est la plus grande possible. Toutefois afin d'éviter des fonctionnements intensifs provoqués par une fausse composante homopolaire due à la dispersion des caractéristiques de TC en absence de défauts, et compte tenu de la consommation des relais, le réglage ne peut être inférieur à 6% du calibre des TC.

Calcul de $3I_0$:

$$3I_0 = \sqrt{3} I \text{ avec } I = U C_0 \omega$$

C_0 : capacité homopolaire du départ en absence du défaut.

D'où : $3I_0 = \sqrt{3} U C_0 \omega$

Le courant de réglage prend en compte :

- L'erreur du rapport du TC;
- L'erreur de phase des TC;
- Coefficient de sécurité.

III.8.2) Réglage en intensité de courant des relais de phases

Les relais doivent être réglés en intensité à une valeur inférieure au plus faible courant de défaut susceptible de se manifester entre phases. Ce courant est celui qui résulte d'un défaut biphasé à l'extrémité du réseau.

La valeur du courant de réglage ne doit pas être trop inférieure à la valeur du courant de défaut biphasé afin d'éviter les déclenchements intempestifs qui pourrait résulter d'une mauvaise sélection lors l'élimination de défaut sur les réseaux BT.

III.8.2.1) Réalisation d'un déclenchement temporisé

Les relais à maximum de courant de phase doivent être instantanés, temporisés par des relais de temps extérieurs ; la temporisation réalise, en effet, une sélection entre les différents tronçons de ligne placés en série et évite le fonctionnement du réenclencheur lent lors de la première apparition d'un défaut.

III.9) Réglage des relais de protection d'un départ [14]

Cette protection est assurée par deux relais à maximum de courant à deux seuils alimentés par deux phases.

III.9.1) Réglage des relais de phase premier seuil (seuil temporisé)

Protège la ligne contre les surcharges et parfois contre les défauts en bout de ligne quand celle-ci est relativement longue. Le réglage de ce seuil tient compte de deux critères, la limite thermique de la ligne et la limitation des défauts triphasés considérés en bout de dérivation.

III.9.2) Réglage des relais de phase deuxième seuil ou seuil violent

Doit éliminer rapidement les courts-circuits de la ligne HTA et son réglage doit être suffisamment élevé pour le rendre insensible aux défauts sur les réseaux BT.

Il y a lieu de vérifier que ce réglage est supérieur à 1.3 fois le courant de court-circuit pour les défauts en BT. Ces courants rapportés au primaire peuvent être calculés suivant l'expression :

$$I_{CC} = \frac{P_2 100\%}{3U_{n2} U_{cc}\%}$$

P_2 : Puissance du transformateur HTA/BT.

U_{n2} : Tension composée nominale cotée HTA.

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

III.9.3) Réglage des relais homopolaires

Lorsqu'un départ est le siège d'un défaut monophasé, son relais homopolaires est traversé par un courant $3I_0$ qui est inversement proportionnel à la résistance de défaut, l'intensité de réglage I_{R0} du relais doit donc être la plus faible possible afin de pouvoir détecter les défauts, dont la résistance est la plus grande possible.

L'intensité du réglage doit être :

$$I_{R0} \geq K (3I_0)_{BT} \quad \text{avec: } K=1.5$$

K est le coefficient qui tient compte :

- Du fait rendement homopolaire,
- De l'erreur du rapport du TC ;
- De l'erreur de phase du TC ;
- D'un coefficient de sécurité.

$3I_0=8A/km$ (pour les lignes aériennes en 30kV)

$3I_0=5.6A/km$ (pour les câbles souterraines en 30kV)

$3I_0=4.8A/km$ (pour les câbles souterraines en 10kV)

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

$$R = \frac{U_n}{\sqrt{3} K(3I_0)} - R_n$$

R_n : Résistance du neutre mis à la terre du transformateur.

III.9.4) Relais de temps

III.9.4.1) Principe

La temporisation des protections sélectives des départs a deux rôles :

- D'une part, elle assure une priorité au fonctionnement de certains automatismes (Instantanés) en exécution du cycle rapide ou lent :
- D'autre part, elle assure l'échelonnement du fonctionnement des protections du départ et des protections placées en aval.

III.9.4.2) Réglage de la temporisation

Chaque réglage doit être vérifié par une mesure :

- S'il n'y a pas de protection temporisée en aval dans le réseau HTA, le réglage est de 0.5s pour le relais de phase (premier seul) et 0.1s pour le relais homopolaire.
- L'échelon de temporisation entre deux protections doit être de 0.3s afin d'assurer la sélectivité.

III .9.5) Réglage des relais de l'arrivée**III .9.5.1) Réglage des relais de phase**

L'intensité du réglage I_R doit satisfaire deux conditions suivantes :

- Etre assez élevée pour permettre d'utiliser les possibilités de surcharge du transformateur HTB/HTA sans risque de déclenchement intempestif ;
- Etre aussi faible possible pour que la protection des arrivées assurent un certain secours aux protections des départs.

$$I_R = (1.3 \div 1.4) I$$

$$S_n = \sqrt{3} U_n I_{nT} \quad \text{d'où} \quad I_{nT} = \frac{S_n}{U_{n\sqrt{3}}}$$

I_{nT} : représente le courant nominal du transformateur coté HTA.

III.9.5.2) Réglage des relais homopolaire

Dans le cas ou la mise à la terre est faite en amont de l'arrivée HTA, elle est faite par une résistance raccordée au point neutre du transformateur HTB/HTA ou par une bobine de point neutre (BPN) raccordée aux bornes du transformateur. Lorsqu'un défaut à la terre affecte un départ, l'intensité sera ($3I_{0DS}$).

III.9.5.3) Réglage des relais de temps

Sa temporisation doit être 0.5s (éventuellement 0.4s) à la temporisation la plus élevée des protections des départs.

III.10) Réglage des protections d'un transformateur et de sa liaison aux jeux de barres**III.10.1) Relais de temps**

Pour assurer la sélectivité qui permet de conserver le transformateur en service en cas de défaut en aval de la protection de l'arrivée, la temporisation de la liaison est augmentée de 0.3s par rapport à celle de l'arrivée.

III.11) Réglage d'une protection de terre résistante

Les protections sélectives utilisées sur les départs HTA possèdent un certain seuil de sensibilité, elles ne permettent pas des défauts à la terre résistante, il est donc indispensable de

les compléter par un détecteur de terre résistante de manière à assurer un contrôle total du réseau et cela quelque soit le mode de la mise à la terre du neutre HTA.

III.11.1) Détecteur de terre résistant

Son rôle est de limiter à une signalisation lorsqu'un départ HTA est affecté par un défaut résistant que le relais de terre est incapable de détecter. En effet, la détection se fait par un relais d'intensité alimenté par un TC placé en série avec la mise à la terre du neutre du transformateur HTB/HTA. La recherche de la terre résistante se fera par un dispositif détectant automatiquement le départ défectueux. Ce dispositif consiste en la protection contre les défauts résistants à la terre.

III.11.2) Réglage d'une protection ampérométrique de terre résistante

III.11.2.1) Principe

Le détecteur mesure le courant qui circule dans le conducteur du neutre. Il doit détecter les défauts monophasés les plus résistants dont l'intensité est :

$$I = \frac{U}{\sqrt{3}R}$$

Conclusion

Les fonctions de protection sont réalisées par des relais ou des appareils multifonctions. A l'origine, les relais de protection étaient de type analogique et effectuaient généralement une seule fonction. Actuellement, la technologie numérique est la plus employée, elle permet de concevoir des fonctions de plus en plus évoluées et un même appareil réalise généralement plusieurs fonctions.

IV.1) Introduction

Notre application a pour objectif de faire un exemple de protection d'un départ HTA. L'appareil utilisé par la SONELGAZ est un relais numérique multifonctionnel « SEPAM », ce qui permet de disposer de connaissances de paramétrage de cet appareil.

Notre travail est limité sur la protection contre les courts-circuits qu'on va calculer.

IV.2) Présentation des SEPAM [15]

La gamme SEPAM est un ensemble d'unités de protections et de commandes dont la capacité est adaptée à tous les types d'applications, elle est constituée d'unités numériques de protection et de contrôle et commande des réseaux de distribution électrique moyenne et basse tension (HTA) et (BT).

Elle assure l'ensemble des fonctions suivantes :

- Ø Protection ;
- Ø Commande et surveillance ;
- Ø Mesures et diagnostic du réseau électrique HTA ;
- Ø Communication ;
- Ø Auto surveillance.

Le SEPAM fournit une gamme de protection complète avec affichage numérique répondant à tous les besoins suivants :

- Ø Grande dynamique de réglage ;
- Ø Protection des réglages par mot de passe ;
- Ø Facilité d'utilisation des courants de déclenchement sur chaque phase et l'affichage des valeurs réelles des mesures ;
- Ø Sûreté de fonctionnement avec les contrôles permanents et un haut niveau d'immunité aux perturbations électromagnétiques ;

Chaque SEPAM est une réponse optimale en termes de fonctionnalité, et de performance, de plus il comprend l'ensemble des fonctions de protections, de mesures, de commande, de surveillance et de signalisations nécessaires à l'application pour laquelle il est destiné. Les fonctions disposent de très larges plages de réglages, de tous les types de courbes et peuvent ainsi s'adapter à chaque plan de protection. De plus la fonction appelée « sélectivité logique », permet une accélération du temps de déclenchement, lors d'un défaut, quels que soient les intervalles de temps de la sélectivité chronométrique et le type de courbe (temps dépendant ou indépendant). Ce principe permet de construire une protection de jeu de barres économique,

ou de régler la temporisation d'une protection plus courte en amont qu'en aval tout en conservant la sélectivité des déclenchements.

IV.3) Différents types de SEPAM

Dans la gamme SEPAM on trouve plusieurs types selon leur capacité et fonctions souhaitées : SEPAM série (1000+,1000, 2000, 80,...). Notre travail doit se faire avec le SEPAM série 80.

IV.4) Présentation du SEPAM série80 [16]

La gamme SEPAM série 80 est une famille de relais numériques de protection haute performance, adaptée à toutes les applications de protection des réseaux HTA de distribution publique ou industrielle.

IV.4.1) Fonctions et mesures réalisées par le SEPAM serie80 [16]

SEPAM serie80 mesure les grandeurs physiques suivantes :

Ø Courant phase (3I) :

Cette fonction fournit la valeur efficace de chaque courant de phase. La précision est garantie de 0.1 à 1.5 I_n mais la plage de mesure s'étend de 0.02 I_n jusqu'à 40 I_n .

Ø Courant résiduel (I_0) :

Cette fonction fournit les valeurs efficaces du courant résiduel obtenues :

- Par la mesure de (I_0).
- Par calcul de la somme des courants de phase ($\sum I_0$).

Précision à $\pm 2\%$ de 0.3 à 1.5 I_{n0} .

Précision à $\pm 3\%$ de 0.1 à 0.3 I_{n0} .

La plage de mesure s'étend jusqu'à 40 I_{n0} lors de mesure par ($\sum I_0$). Pour les autres cas de mesure, la plage s'étend jusqu'à 20 I_{n0} .

Ø Tension phase (3V) :

Cette fonction fournit la valeur efficace de chaque tension simple obtenue :

- Par mesure, lorsque 3TP phase-terre raccordés ;
- Par calcul, lorsque 2TP phase-phase raccordés et que la mesure de la tension résiduelle est réalisée.

Limite de la fonction :

- Dans le cas ou seulement 1 ou 2 TP sont raccordés, les tensions simples ne sont pas disponibles.

Ø Tension résiduelle (V_0) :

Cette fonction fournit la valeur de la tension résiduelle V_0 obtenue :

- Soit par calcul de la somme des trois tensions simples
- Soit par mesure, utilisation de TP étoile-triangle ouvert.

Chaque signal physique est mesuré et traité par SEPAM pour disposer de toutes les grandeurs nécessaires aux fonctions de mesure, de diagnostique et de protection

IV.4.2) Surveillance des TP [17]

La fonction surveillance TP permet de surveiller la chaîne complète de mesure des tensions (phase et résiduelles).

Cette fonction traite les défaillances suivantes :

- Ø Perte partielle des tensions de phases :
 - Présence des tensions inverses ;
 - Absence des courants inverses ;
- Ø Perte de toutes les tensions de phases :
 - Présence de l'un des courants ;
 - Absence des trois tensions ;
- Ø Déclenchement protection TP :
 - Contacte fusion d'un fusible ou disjoncteur
- Ø Une équation logique permet d'ouvrir la fonction à d'autres cas que ceux prévus par la fonction de protection

IV.4.3) Surveillance des TC [17]

La fonction surveillance TC permet de surveiller la chaîne complète de mesures des courants de phase.

Cette fonction est inactive si seulement deux capteurs de courants de phases sont raccordés.

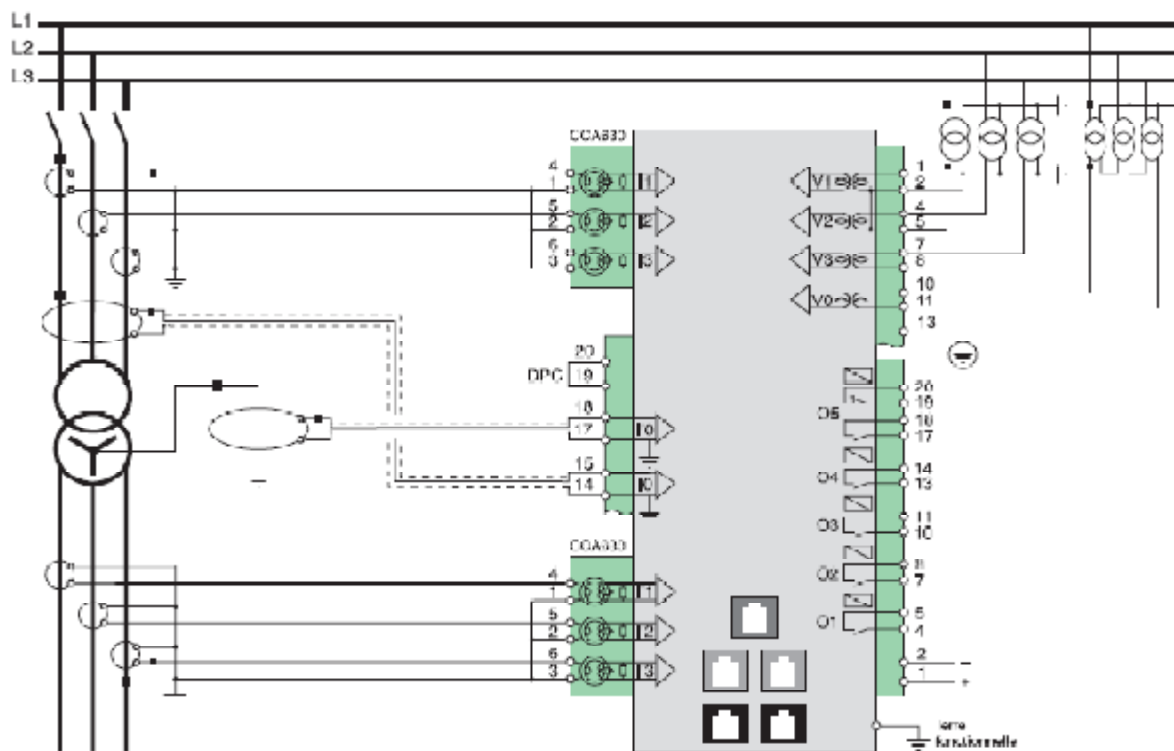


Figure IV.1 : Schéma de raccordement de SEPAM T87

IV.5) Les protections assurées par les SEPAM série 80 [19]

Le SEPAM série 80 assure plusieurs protections :

- ∅ La protection des sous-stations, en arrivée ou en départ, entre les phases ou entre phase et terre ainsi que la détection de déséquilibre.
- ∅ La protection des transformateurs contre des défauts internes et des surcharges ou contre les surcharges thermiques.
- ∅ La protection des moteurs et la surveillance de leurs conditions de démarrage.
- ∅ Des fonctions de mesures et de protection de tension pour les jeux de barres.
- ∅ Protection contre les surcharges et les courts-circuits entre phases, contre les défauts à la terre, contre les déséquilibres des phases et contre les dommages thermiques dus à une surcharge.

IV.6) Les domaines d'application des SEPAM serie80 [15]

La gamme SEPAM série 80 est réalisée d'une façon à s'adapter à plusieurs applications :

- ∅ Applications aux sous-stations (arrivées et départs) ;
- ∅ Applications aux transformateurs ;
- ∅ Applications aux moteurs ;
- ∅ Applications aux générateurs ;

- Ø Applications aux jeux de barres ;
- Ø Application aux condensateurs

IV.7) Interfaces Homme Machine [16]

SEPAM série 80 est proposé avec 2 types d'interface Homme Machine (IHM) au choix :

✓ Interface Homme Machine avancée

L'interface Homme Machine avancée intégrée à l'unité de base, soit déportée. Les fonctions proposées par l'IHM avancée intégrée ou déportée sont identiques.

Le SEPAM série 80 avec IHM avancée déportée se compose :

- Ø D'une unité de base nue sans aucune IHM, à monter à l'intérieure du caisson BT ;
- Ø D'un module IHM avancée déportée DSM303.



IHM avancée intégrée



IHM avisée déportée

✓ Interface Homme Machine synoptique

L'IHM synoptique assure toutes les fonctions proposées par l'IHM avancée et permet la commande locale de l'appareillage :

- Ø Sélection du mode de commande de SEPAM ;
- Ø Visualisation de l'état de l'appareillage sur synoptique animé ;
- Ø Commande locale de l'ouverture et de la fermeture de tous les appareils pilotés par SEPAM.



IHM synoptique intégrée

IV.7.1) Information complète sur l'exploitant de l'IHM avancée [16]

Toutes les informations nécessaires à l'exploitation locale de l'équipement peuvent être affichées à la demande :

- Ø Affichage de toutes les mesures et informations de diagnostic sous forme numérique ;
- Ø Affichage des messages d'exploitation et des messages d'alarme, avec acquittement des alarmes et réarmement de SEPAM ;
- Ø Affichage de la liste des protections activées et des réglages principaux des protections majeures ;
- Ø Adaptation du seuil ou de la temporisation d'une protection activée pour répondre à une nouvelle contrainte d'exploitation ;
- Ø Test des sorties et affichage de l'état des entrées logiques ;
- Ø Saisie des deux mots de passe de protection des opérations de réglage et de paramétrage.

IV.8) Description de l'IHM avancée [16]

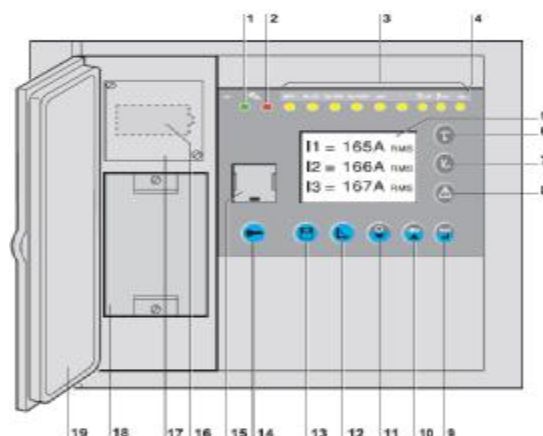


Figure IV.2 : IHM avancée intégrée

- 1 : Voyant vert : SEPAM sous tension.
- 2 : Voyant rouge : SEPAM indisponible.
- 3 : 9 voyants jaunes : signalisation (L1 à L9 de gauche à droite).
- 4 : Etiquette d'affectation des voyants de signalisation.
- 5 : Ecran LCD graphique.
- 6 : Affichage des mesures.
- 7 : Affichage des informations de diagnostic appareillage, de diagnostic réseau et de diagnostic machine.
- 8 : Affichage de l'historique des alarmes.

9 : Touche à 2 fonctions, suivant l'écran affiché :

- Ø Fonction « validation » des choix et valeurs saisies.

10 : Touche à 2 fonctions, suivant l'écran affiché :

- Ø Fonction « Clear », à utiliser pour :
 - L'acquiescement de l'alarme active ;
 - La remise à zéro des maxi mètres et des informations de diagnostic ;
 - L'effacement de l'historique des alarmes.

- Ø Fonction « déplacement du curseur vers le haut ».

11 : Touche à 2 fonctions :

- Ø Action maintenue 5 secondes sur la touche :
 - Test des voyants et de l'afficheur
- Ø Action brève sur la touche :
 - Déplacement du curseur vers le bas

12 : Affichage des informations SEPAM et Logipam.

13 : Affichage et adaptation des réglages des protections en service.

14 : Affichage de l'écran de saisie des 2 mots de passe.

15 : Port de liaison PC.

16 : Pile de sauvegarde.

17 : Capot de protection de la pile.

18 : Cartouche mémoire.

19 : Porte.

- **Face arrière des unités de bases [17]**

La face arrière du SEPAM série 80 se compose de plusieurs connecteurs entrés et sorties.

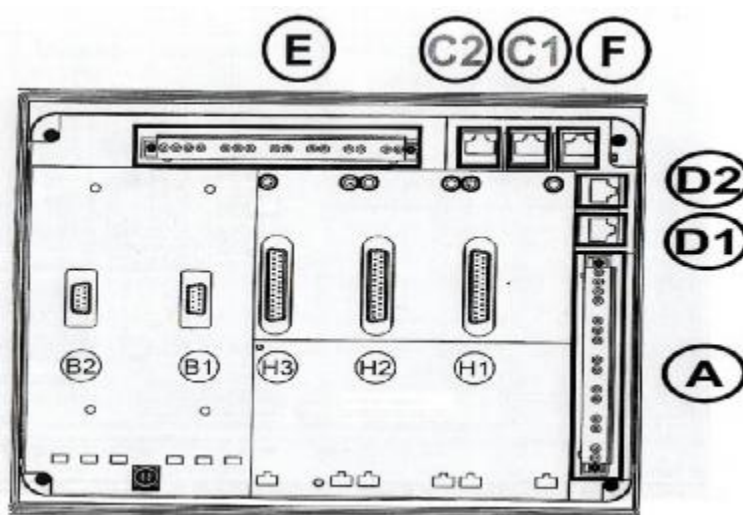


Figure IV.3 : Face arrière de l'unité de base

- 1) **Connecteur A :**
 - Ø Alimentation auxiliaire $24V_{cc}$ - $250V_{cc}$;
 - Ø 5 sorties pour les relais.
 - 2) **Connecteur E :**
 - Ø 4 entrés tension V_1 , V_2 , V_3 et V_0 ;
 - Ø 2 entrés courant résiduel I_0 et I'_0 .
 - 3) **Deux ports Modbus C1 et C2**
 - 4) **Deux ports pour liaison vers module déportés D1 et D2**
 - 5) **Un port en réserve**
- **Face arrière des unités de base connecteur A (entrés courant) [22]**

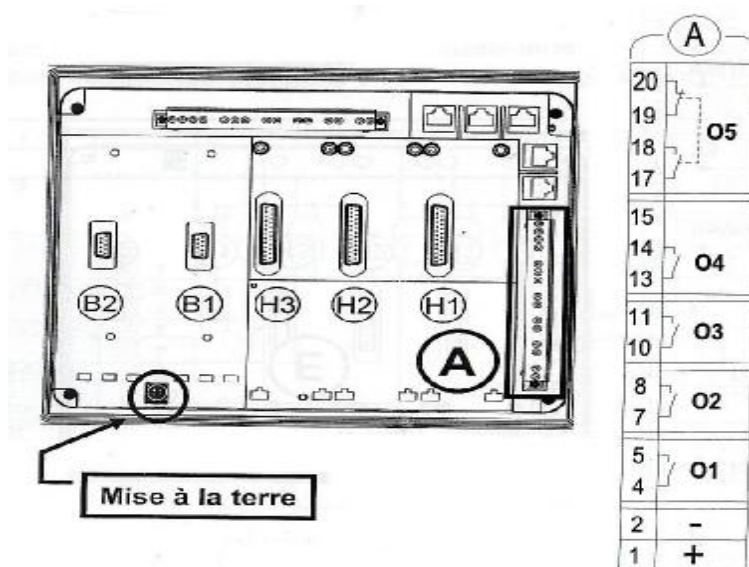


Figure IV.4 : Les entrées courant

- 1) **Alimentation auxiliaire $24V_{cc}$ - $250V_{cc}$**
 - Ø Surveillance du niveau de tension ;
 - Ø Mise à la terre séparée.
 - 2) **Cinq sorties pour relais**
 - Ø 01 a 04 : 4 sorties de commande, 1NO ;
 - Ø Cinq sorties chien de garde, 1NO + 1NC.
- **Face arrière des unités de base connecteur E (entrés tension)**

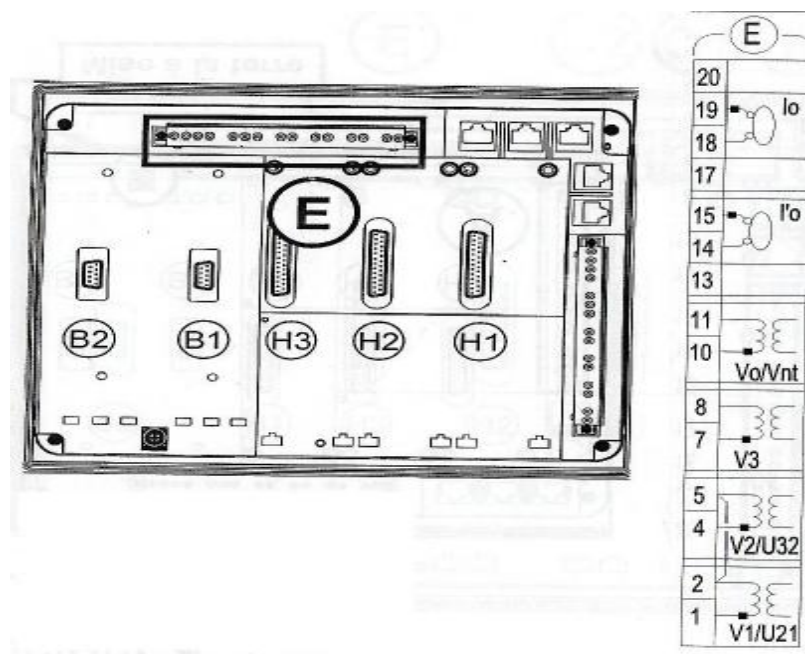


Figure IV.5 : Les entrées tensions

1) Quatre entrées tension

Ø 3 entrées tensions simples, V_1, V_2, V_3 ;

1 entrée tension résiduelle V_0 séparée

IV.9) Raccordement de SEPAM serie80 à l'outil de paramétrage [18]

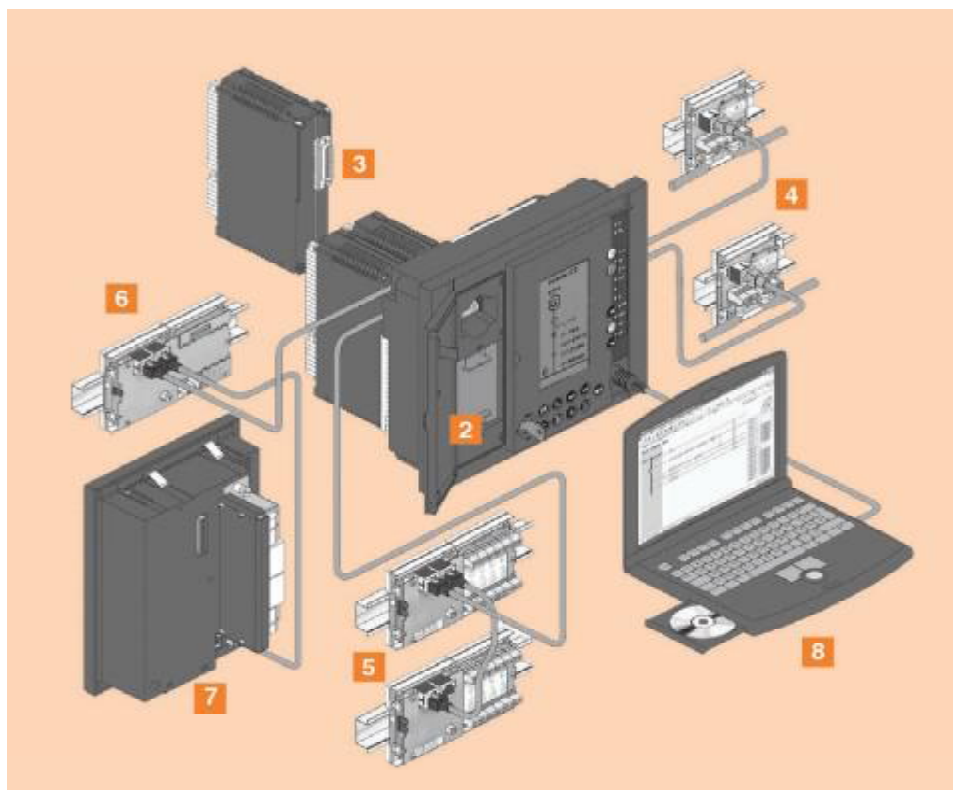


Figure.VI.6 : SEPAM série 80 et ses modules optionnels

- 1) **Unité de base, avec deux types d'interfaces Homme Machine**
 - Ø IHM synoptique intégrée
 - Ø IHM avancée intégrée ou déportée.
- 1) **Paramètres et réglages sauvegardés sur cartouche mémoire amovible.**
- 2) **42 entrées logiques et 32 sorties à relais :**
 - Ø 5 sorties sur l'unité de base ;
 - Ø 3 modules optionnels de 14 entrées et 6 sorties.
- 3) **2 ports de communication indépendants :**
 - Ø Raccordement de chaque port a 1ou 2 réseaux S-ALN et/ou E-LAN ;
 - Ø Protocole de communication Modbus ;
 - Ø Réseau RS485 (2ou 4fils) ou fibre optique.
- 4) **16 sondes de températures**
 - Ø Pt100, Ni100, ou Ni120.
- 5) **1 sortie analogique bas niveau :**
 - Ø 0-10mA, 4-20mA ou 0-20mA.
- 6) **Module contrôle de synchronisme**
- 7) **Outil logiciel :**
 - Ø Paramétrage du SEPAM, réglage des protections et les fonctions de commande ;
 - Ø Programmation des fonctions spécifiques(Logipam) ;
 - Ø Récupération et visualisation des enregistrements d'oscillographie ;
 - Ø Exploitation locale ou à distance.

Le réglage des fonctions de protection et le paramétrage des SEPAM série 80 nécessitent l'usage du logiciel de paramétrage SFT2841.

Le PC disposant du logiciel SFT2841 utilisé pour paramétrer le SEPAM se raccorde sur le port communication en face avant.

IV.10) Principe du protocole Modbus [19]

Le protocole Modbus permet l'échange d'informations à l'aide d'un mécanisme de type "requête-réponse" entre une station dite maître et une station dite esclave.

L'initialisation de l'échange (l'envoi de la requête) est toujours à l'initiative de la station maître. La station esclave ne peut que répondre à une requête qui lui est envoyée.

Lorsque l'infrastructure matérielle du réseau le permet, plusieurs stations esclaves peuvent être raccordées sur le même maître comme la montre la **Figure VI.7**. La requête

contient un numéro de la station esclave (adresse) pour identifier celle qui est destinataire. Ce numéro doit être unique. Les stations non destinataires ignorent la requête reçue.

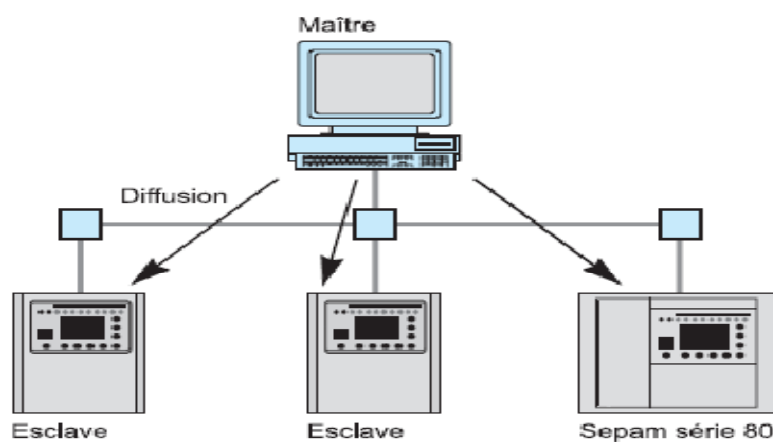


Figure IV.7 : Principe du réseau maître esclave

IV.11) Présentation du logiciel SFT2841 [16]

Le logiciel SFT248 est destiné pour le paramétrage et l'exploitation des SEPAM série (20, 40, 80).

Il peut être utilisé :

- Ø Avant la mise en service, non connecté au SEPAM ;
- Ø Lors de la mise en service du SEPAM ;
- Ø Pour charger, décharger et modifier les paramètres et les réglages de SEPAM ;
- Ø Pour disposer de l'ensemble des mesures et des informations d'aide à la mise en service ;
- Ø Au cours d'exploitation, à partir d'un PC raccordé à un ensemble de SEPAM par l'intermédiaire d'un réseau de communication multipoint ;
- Ø Pour gérer le système de protection ;
- Ø Pour contrôler l'état du réseau électrique ;
- Ø Pour diagnostiquer tout incident survenu sur le réseau électrique ;
- Ø L'édition d'équations logiques consiste en :
 - Saisie et vérification des équations logiques ;
 - Réglage des valeurs des temporisations utilisées dans les équations logiques ;
 - Chargement des équations logiques dans le SEPAM.

IV.11.1) Description

La fenêtre d'accueil du logiciel SFT2841 s'ouvre au lancement du logiciel.

Elle permet de choisir la langue des écrans du SFT2841 et d'accéder aux fichiers de paramètres et de réglages de SEPAM série 80.

- Ø En mode non connecté, pour ouvrir ou créer un fichier de paramètres et de réglages pour un SEPAM série (20, 40, 80).
- Ø En mode connecté à un seul SEPAM, pour accéder aux fichiers de paramètres et de réglage du SEPAM raccordé au PC.
- Ø En mode connecté à un réseau de SEPAM, pour accéder aux fichiers de paramètres et de réglage d'un ensemble de SEPAM raccordé au PC via un réseau de communication.

IV.11.2) Utilisation du SFT2841 en mode non connecté

Le mode non connecté permet de préparer les fichiers de paramétrages et de réglages des SEPAM série (20, 40, 80) avant la mise en service.

Les fichiers de paramétrages et de réglages préparés en mode non connecté seront à télécharger ultérieurement dans les SEPAM en mode connecté.

IV.11.3) Utilisation du SFT2841 en mode connecté à un SEPAM série 80

Le mode connecté à un SEPAM série 80 est utilisé lors de la mise en service :

- Pour charger, décharger et modifier les paramètres et réglages de SEPAM série 80
- Pour disposer de l'ensemble des mesures et des informations d'aide à la mise en service.

Le PC avec le logiciel SFT2841 est raccordé du port RS232 au port de liaison en face avant du SEPAM, à l'aide du câble CCA783. Le raccordement à un port USB est possible en utilisant l'accessoire TSXCUSB232.

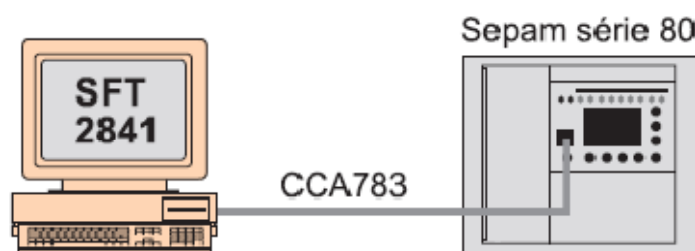


Figure IV.8 : SFT2841 Connecté à un SEPAM via le port série

IV.11.4) Utilisation du SFT2841 connecté à un réseau de SEPAM [19]

Le mode connecté à un réseau de SEPAM est utilisé en cours d'exploitation :

- Pour gérer le système de protection ;
- Pour contrôler l'état du réseau électrique ;

- Pour diagnostiquer tout incident survenu sur le réseau électrique.

Le PC avec le logiciel SFT2841 est raccordé à un ensemble de SEPAM par l'intermédiaire d'un réseau de communication (connexion liaison série, par réseau téléphonique ou par Ethernet). Ce réseau constitue le réseau d'exploitation E-LAN.

La fenêtre de connexion permet de configurer le réseau de SEPAM et d'accéder aux fichiers de paramètres et de réglages des SEPAM du réseau.

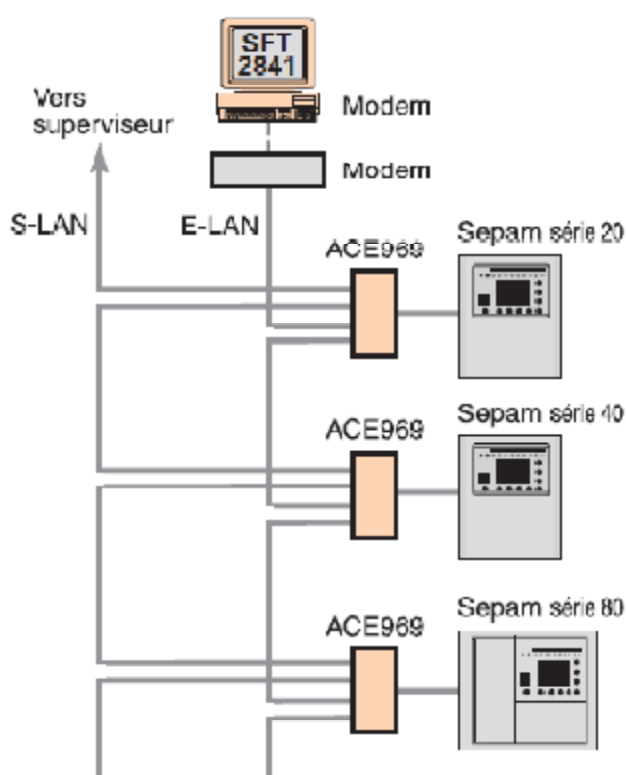


Figure IV.9 : SFT2841 connecté à un réseau de SEPAM.

IV.11.5.) Exploitations courante [19]

- Ø Affichage de toutes les informations de mesure et d'exploitation ;
- Ø Affichage des messages d'alarme avec l'heure d'apparition (date, heure, min, s, ms) ;
- Ø Affichage des informations de diagnostic telles que le courant de déclenchement, nombre de manœuvres de l'appareillage et cumul des courants coupés ;
- Ø Affichage de toutes les valeurs de réglage et paramétrage effectués ;
- Ø Visualisation des états logiques des entrées, sorties et des voyants.

IV.12) Exemple de calcul

Dans ce qui suit on va faire un calcul de courant de court circuit présumé à l'extrémité de la ligne, et pour se faire on a besoin de plusieurs données.

Le schéma de l'annexe 3 représente les départs électriques vers les différentes régions, notre calcul va ce faire sur le départ HTA 31kV **ZON INDUSTRIELLE** issu du poste source 63 kV **OUED AISSI**.

Le travail demandé consiste à :

Calculer les courants de court-circuit triphasé et monophasé franc à la terre a l'extrémité de la ligne contre lequel la ligne sera protégée.

IV.12.1) Données techniques

- Niveau de tension primaire du transformateur $U=63\text{kV}$ avec une puissance de court-circuit $S_{cc}=2500\text{MVA}$;
- Niveau de tension secondaire du transformateur $U=31\text{kV}$ avec une puissance de court-circuit $S_{cc}=500\text{MVA}$;
- La longueur de la ligne $L=19.475\text{km}$;
- Puissance nominale d'un transformateurs $S_n=40\text{MVA}$;
- Tension de court-circuit des transformateurs $U_{cc}=9.8\%$;
- La réactance linéique de la ligne $X_0=0.4\Omega /\text{km}$.

- **Caractéristiques de disjoncteur :**

$$TC= 1200 /1$$

$$I_n= 1250 \text{ A}$$

$$PC= 16 \text{ Ka}$$

$$I_{ph}= 960\text{A}$$

$$T= 1.2\text{s}$$

IV.12.3) Choix de valeur de base

On choisit les valeurs nominales comme grandeurs de base :

$$U_b = 31\text{kV}, S_b = 100\text{MVA}$$

On déduit

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

$$I_b = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 31 \cdot 10^3} = 1,86\text{kA}$$

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

$$Z_b = \frac{(31.10^3)^2}{100.10^6} = 9,61\Omega$$

IV.13) Valeur des impédances réduites

IV.13.1) Composantes directs

a. Ligne :

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

$$Z_{dl}^* = 0.3 \times 19,475 \times \frac{100}{31^2} = 0,655$$

b. Transformateurs à deux enroulements

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

$$Z_{dtr}^* = \frac{9,8}{100} \frac{100}{40} = 0.245$$

c. Réseau amont

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

$$Z_{dr}^* = \frac{100}{2500} = 0.04$$

IV.13.2) Composant homopolaires

a. Ligne

$$Z_{0L}^* = 3 \cdot Z_{dl}$$

$$Z_{0L}^* = 3 \cdot 0,655 = 1,965$$

b. Transformateur à deux enroulements

$$Z_{0tr}^* = Z_{dtr}^*$$

$$Z_{0tr}^* = 0,245$$

c. Réseau amont

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

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

IV.12.3) Valeurs des courants de court-circuit se produisant sur le jeu de barre 31KV

a. Court circuit triphasé

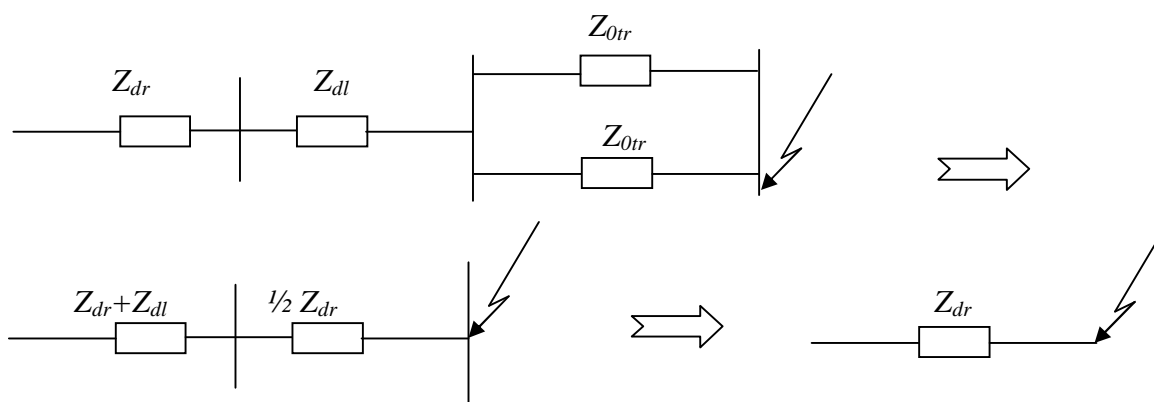


Schéma unifilaire

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

$$Z_d^* = (0,04 + 0,655) + \frac{1}{2} 0,245 = 0,817$$

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

$$Z_d = 0,81 \times 79,61 = 7,851 \Omega$$

Le courant de court-circuit triphasé :

$$I_{cc3} = \frac{U}{\sqrt{3}Z_d}$$

$$I_{cc3} = \frac{31.10^3}{\sqrt{3}.7,851} = 2,279kA$$

b. Court-circuit monophasé

Le schéma homopolaire correspondant est le suivant

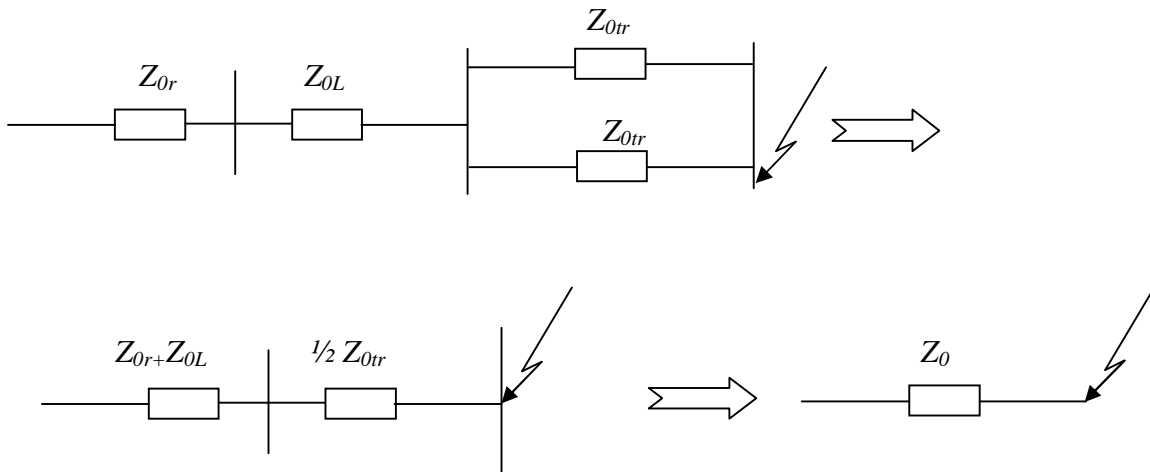


Schéma unifilaire

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

$$Z_0^* = (0,04 + 1,965) + \frac{1}{2}0,245 = 2,127$$

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

$$Z_d = 2,127 \times 9,61 = 20,44\Omega$$

Le courant de court-circuit monophasé est :

$$I_{cc1} = \frac{U\sqrt{3}}{2 \times (Z_d + Z_0)}$$

$$I_{cc1} = \frac{31.10^3\sqrt{3}}{2 \times (7,851 + 20,44)} = 1,485kA$$

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

Conclusion

Après avoir exposé dans le troisième chapitre des protections utilisées dans les réseaux et les installations électriques, nous avons consacré ce chapitre pour exposer la gamme de protection numérique SEPAM, et ses domaines d'exploitation et ainsi sur ses avantages. Nous avons constaté que ses bénéfices sont larges et l'intégration de cette gamme dans le plan de travail est vraiment très important pour répondre les exigences de protection.

Conclusion générale

Vu les conséquences des défauts, la protection des réseaux électrique reste une condition et une priorité primordiale.

Durant notre travail on a expose successivement les différent défauts qui peuvent affecte un réseau HTA ainsi que les différents protections utilisées pour réduire les dégâts afin d'empêcher la propagation du défaut vers d'autre zones, et satisfaire la clientèle le mieux possible.

La technologie numérique qui est en plaine expansion nous a offert une solution plus performante et plus efficace que les anciennes protections. L'utilisation de la technologie numérique telle que SEPAM est devenu capital est même indispensable dans le domaine de la protection des réseaux électriques.

Le travail qu'on a fait nous a permit d'enrichir nos connaissances dans le domaine des réseaux électriques, calcul des courants de défauts et les protections numériques. Nous espérons que ce modeste travail apportera un plus à ceux qui le consulteront.

1) Tableau de Protections et Commandes et Surveillances

Protection	Code ANSI	Sous-station			Transformateur			Moteur			Générateur			Bares			Cap.
		S80	S81	S82	S84	T81	T82	T87	M81	M87	M88	G80	G87	G88	B81	B83	CA8
Maximum de courant phase ⁽¹⁾	5C/S1	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Maximum de courant terre / Terre sensible ⁽¹⁾	5CN/51N 5CO/51O	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Défil lance disjoncteur	5CBF	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Maximum de composante inverse	4E	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
range thermique câble	4BRMS	2	2	2													
range thermique machine ⁽¹⁾	4BRMS				2	2	2	2	2	2	2	2	2				
range thermique condensateur	4CRMS																2
Déséquilibre grâche de condensateurs	51C																8
Différentielle de terre neutroline	84RFF				2	2	2				2		2				
Différentielle transformateur (2 enroulements)	87T							1			1			1			
Différentielle machine	87M								1			1					
Maximum de courant phase directionnelle ⁽¹⁾	67			2	2		2	2			2	2	2				
Maximum de courant terre directionnelle ⁽¹⁾	67N/67NC		2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Maximum de puissance active directionnelle	82P		2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Maximum de puissance réactive directionnelle	82Q								1	1	1	1	1	1	1	1	1
Minimum de puissance active directionnelle	87P				2						2						
Minimum de courant phase	87								1	1	1						
Démarrage trop long, blocage rotor	48/51LR								1	1	1						
Limitation du nombre de démarrages	58								1	1	1						
Perte d'excitation minimum (d'impédance)	40								1	1	1	1	1	1	1	1	1
Perte de synchronisme	70PG								1	1	1	1	1	1	1	1	1
Maximum de vitesse (2 seuils) ⁽²⁾	12								11	11	11	11	11	11	11	11	11
Minimum de vitesse (2 seuils) ⁽²⁾	14								0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maximum de courant à retenu de tension	50V/51V											2	2	2			
Minimum d'impédance	81D											1	1	1			
Mise sous tension accidentelle	5C/27											1	1	1			
Minimum de tension résiduelle harmonique 3 / 100 % masse stable	27TN/34G Z 04G											2	2	2			
Surtirage (V / Hz)	24											2	2	2			
Minimum de tension (L-L ou L-N)	27	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Minimum de tension directe	27D	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Minimum de tension rémanente	27R	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Maximum de tension (L-L ou L-N)	56	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Maximum de tension résiduelle	36R	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Maximum de tension inverse	47	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Maximum de fréquence	311	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Minimum de fréquence	81L	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Carvées de fréquence	81H				2												
Reendenceur (4 cycles) ⁽²⁾	7E	11	11	11	11												
Thermostat / Ductrolis ⁽²⁾	26/3C																
Surveillance température (16 sondes) ⁽²⁾	98/98.1																
Contrôle de synchronisme ⁽⁴⁾	2E	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Commande et surveillance																	
Commande disjoncteur / contacteur	04/3C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Automatisme de transfert de sources (ATS) ⁽²⁾		11	11	11	11	11	11	11				11		11	11	11	11
Délestage / redémarrage automatique									■	■	■						
Désexcitation												■	■	■			
Arrêt groupe												■	■	■			
Commande gradins de condensateurs ⁽⁵⁾																	0
Sélectivité logique ⁽²⁾	8E	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Accrochage / décrochage	3E	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Signalisation	4C	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Désolvement jeux de réglages		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Acceptation par équations logiques		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Programmation par Logipam (Lancement à contacts)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0



De base.



En option.

2) Tableau de Mesures et Diagnostique et Communication

	Sous-station				Transformateur			Moteur			Générateur			Barres		Cap.
Mesures	S80	S81	S82	S84	T81	T82	T87	M81	M87	M88	G82	G87	G88	B80	B83	G86
Courant phase RMS I1, I2, I3	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Courant résiduel calculé I0L	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Courant moyen I1, I2, I3	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Maximètre courant M1, M2, M3	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Courants résiduels mesurés I0, I'0	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Tension U21, U32, U13, V1, V2, V3	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Tension résiduelle V0	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Tension directe V0 / sens de rotation	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Tension inverse V1	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Fréquence	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Puissance active P1, P2, P3	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Puissance réactive Q1, Q2, Q3	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Puissance apparente S1, S2, S3	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Maximètre de puissance PM, PM	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Facteur de puissance	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Energie active et réactive calculée (t, Wh, et var/h)	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Energie active et réactive par comptage d'impulsions (t, Wh, et var/h)	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
Courant phase RMS I1, I2, I3							■	■	■		■	■				
Courant résiduel calculé I0L							■	■	■		■	■				
Tension U21, V11 et fréquence														■		
Tension U21, U32, U13, V11, V22, V33, V12, V13, V23 et fréquence															■	
Tension résiduelle V0															■	
Température (16 sondes) (1)					□	□	□	□	□	□	□	□	□			□
Vitesse de rotation (2)								□	□	□	□	□	□			
Tension point neutre Vnt								■	■	■	■	■	■			
Diagnostic réseau et machine																
Contexte de déclenchement	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Courant de défaut et courant Tript1, Tript2, Tript3	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Nombre de déclenchements sur défaut phase, sur défaut barre	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Taux de déséquilibre / courant inverse I	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Taux de distorsion du courant et de la tension Ithd, Uthd	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Déphasage φ0, φD, αCE	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Déphasage φ1, φ2, nA	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Cyclopleurographie	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Echauffement	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Durée de fonctionnement restant avant déclenchement dû à une surcharge	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Durée d'attente après défaut d'alimentation dû à une surcharge	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Compteur horaire / temps de fonctionnement	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Courant et durée de démarrage	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Durée d'interdiction de démarrage	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Nombre de démarrages avant interdiction	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Taux de déséquilibre / courant inverse II	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Courant différentiel I011, I012, I013	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Courant inverse II1, II2, II3	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Déphasage 0 entre courants I et II	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Impédances apparentes cibles Zd et entre phases Z01, Z02, Z13	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Tension harmonique 3 point neutre ou résiduel 0	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Ecart en amplitude, fréquence et phase des tensions comparées pour contrôle de synchronisme (3)	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
Capacité et courant de déséquilibre condensateur	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Diagnostic appareillage																
Surveillance TC / TP	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Surveillance circuit de déclenchement (4)	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Surveillance alimentation auxiliaire	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Surveillance des ampères coupés cumulés	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Nombre de manœuvres, temps de manœuvre, temps de réarmement, nombre de décrochages disjoncteur (5)	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Communication																
Lecture des mesures (6)	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Télésignalisation et homologation des événements (6)	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Télécommandes (6)	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
Paramétrage des protections (6)	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
Transfert des réglages de cyclopleurographie (7)	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□

TYPE DE PROTECTION	CODE
Protection de distance	21
Synchro check	25
Surcharge	26
Minimum de tension composée	27
Minimum de tension simple	27 S
Minimum de tension directe	27 D
Maximum de puissance active directionnelle	32 P
Maximum de puissance réactive directionnelle	32 Q
Maximum de puissance wattmétrique homopolaire	32 N
Minimum de courant phase	37
Minimum de puissance active directionnelle	37 P
Minimum de puissance réactive directionnelle	37 Q
Maximum de composante inverse	46
Maximum de tension inverse	47
Image thermique (température)	49
Maximum de courant phase instantanée	50
Défaillance de disjoncteur	50 BF
Minimum de courant terre instantanée (3TC phase)	50 N
Différentielle transformateur	87 T
Minimum de courant terre instantanée (TC tore)	50 G
Maximum de courant terre temporisée (3TC phase)	51 N
Maximum de courant terre temporisée (TC tore)	51 G
Limitation du nombre de démarrages	66
Maximum de courant phase directionnelle	67
Minimum de courant terre directionnelle (Neutre)	67 N
Réenclencheur	79
Minimum de fréquence	81 L

POSTE 220/60/30 TIZI OUZOU

(Tous les départs sont en aérien)

TRANSFORMATEUR 5

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

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

03 TP BARRE

03 TP BARRE

TRANSFORMATEUR 4

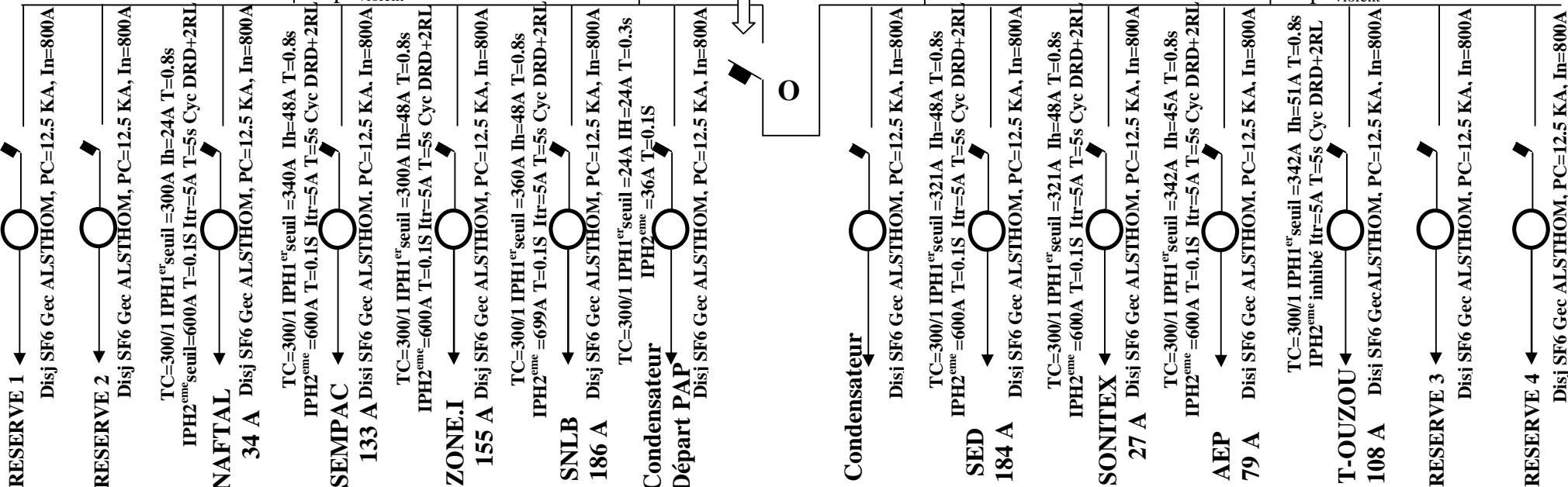
P = 40 MVA
 $U_{CC} = 9.8 \%$
 Charge = 477 A
 PMA = 27.56 MVA

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

Disj Gec ALSTHOM
 $TC = 1200/1$
 $I_N = 1250 \text{ A}$
 $PC = 16 \text{ KA}$
 $I_{ph} = 960 \text{ A} \quad T = 1,2 \text{ S}$
 $I_{ph_{violent}} = 1908 \text{ A} \quad T = 0,2 \text{ S}$

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

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



- [1] :Thanh Luoung LE « Analyses dynamiques du réseau de distribution en présence des productions décentralisées » « Ingénieur institut Polytechnique de Hanoi , pour obtenir le grade de doctorat de l'institut national polytechnique de Grenoble spécialité Génie électrique » 2008.
- [2] :K.FERHANI, M .ADANE, D.AMRENDI «Restriction du réseau électrique moyenne tension 30kV du centre TIZI.OUZOU » mémoire d'ingénieur ETH 1999.
- [3] : H.LALDJI ; B.IRENE et H.BENSELAMA, « diagnostique du départ A.E.H moyenne tension 30 KV issu du central souk el djemaa » Mémoire d'ingénieur UMMTO 2003.
- [4] : Benoit de MATZ-NOBLAT « Analyse des réseaux triphasés en régime perturbé à l'aide des composantes symétriques » cahier technique Schneider électrique N° 18 année 2005.
- [5] : CHRISTIAN PURET « les réseaux de distribution publique moyenne tension dans le monde »
- [6] : M.ZELLAGUE « étude des protections des réseaux électriques MT 30 et 10 KV » mémoire magistère université Constantine 2010.
- [7] : Schneider électrique, guide de la protection « protection des réseaux électriques »
- [8] : K.IFIRES, N.KACED et R.SELILIA « dimensionnement de protection d'un départ moyenne tension application issu de TIZI MEDDEN » Mémoire d'ingénieur UMMTO 2007.
- [9]: SPECIFICATION TECHNIQUE ONE ST N° D22-P22 Edition Août 2010.
- [10]: Distribution de l'énergie électrique « Haut tension » BST ETT 2008.
- [11] : Schneider électrique, guide de la protection « Protection des réseaux électriques »
- [12] : Protection des départ MT (SONELGAZ) ; service technique et pédagogique (école technique de Blida), septembre 1999.
- [13] : F.AOUNI, A.MANSOURI, R.BENFATTOUM « étude d'une arrivée transformateur, distribution HTA » mémoire d'ingénieur UMMTO, 1999.
- [14] : M.BELKACEM, LAMIA BELHARET « Etude de l'installation de la station de pompage sise au barrage de TAKSEBT » mémoire d'ingénieur ETH UMMTO 2008.
- [15] : Notice d'exploitation du SEPAM, Schneider Electrique.
- [16] : 06 PSEPMO 80 Fr MESURES IND 05-2003.
- [17] : Catalogue de formation sur le SEPAM série 80 donné par SONELGAZ.
- [18] : Fiche technique « protection des réseaux électriques avec SEPAM série 80 » 2007.
- [19] : Manuel d'utilisation « Protection des réseaux électriques avec SEPAM série 80 » Communication Modbus 2006/2008.

Résumé

Un réseau est l'ensemble des composantes requises pour conduire l'énergie électrique des points de production aux points de consommation. Cet ensemble comprend des transformateurs, des lignes de transmission, des générateurs, des moteurs, des éléments de chauffage, des réactances, des condensateurs, des moyens de mesure et de contrôle des protections contre la foudre et les courts-circuits, etc.

Aujourd'hui avec l'apparition des technologies numérique, la protection a eu sa part, et son utilisation est devenue large grâce à ses multiples fonctions et sa grande fiabilité et sa simplicité d'exploitation.

L'objectif de notre travail est l'étude de l'un de ces appareils de protection numérique (SEPAM série 80), qui est utilisé par la **SONELGAZ** pour protéger certains départs HTA.