

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

UNIVERSITE MOULOUD MAMMERI DE TIZI-OUZOU



FACULTE DU GENIE ELECTRIQUE ET D' INFORMATIQUE
DEPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE

Mémoire de Fin d'Etudes de MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Génie Electrique

Spécialité : Réseaux électriques

Présenté par

Messad SAIDANI

Nouara HAMMOUCHE

Thème

Paramétrage et réglage d'un relais de protection MICOM P142 du départ 30 kV HTA « SN SEMPAC » issu du poste source THT « OUED-AISSI »

Mémoire soutenu publiquement le 28/09/2015 devant le jury composé de :

M^r Mourad ALLAD

MAA, UMMTO, Président

M^r Belkacem MOULA

MCB, UMMTO, Encadreur

M^{me} Nadia CHEBBOUK

Ingénieur d'étude, SONEGGAZ, Co-Encadreur

M^{me} Nadia KECILI

MAB, UMMTO, Examineur

M^r Chafik BIROUCHE

MAA, UMMTO, Examineur



Remerciements

*En tout premier lieu, nous remercions le bon **DIEU**, tout puissant, de nous avoir donné la force et la patience d'accomplir ce modeste travail*

*Une grande gratitude va à notre encadreur Mr **MOULA** pour son aide et conseils durant la réalisation de ce projet*

*A l'issue de notre stage, nous exprimons notre reconnaissance à Mme **CHEBBOUK** de nous avoir accueilli au sein de la SONELGAZ, et pour le temps qu'elle nous a accordé*

*Sans oublier Mr **MADOUCHE** pour son aide et disponibilité*

Nous tenons à remercier les membres du jury, qui feront l'honneur d'examiner notre mémoire, et de l'enrichir par leurs recommandations

Nos remerciements vont également aux enseignants qui ont contribué à notre formation

Afin de n'oublier personne, nos vifs remerciements s'adressent à tous ceux qui nous ont aidé à bien mener ce mémoire



Dédicaces

Je dédie ce modeste travail, en signe de respect, reconnaissance et de remerciement :

A mes chers parents, source de mes joies, secrets de ma force, vous serez toujours le modèle ,
merci pour vos sacrifices , c'est à vous que je dois cette réussite, et je suis fière de vous l'offrir

A ma grand- mère, à qui je souhaite une longue vie

A ma chère sœur et frères, l'affection que je porte pour vous, je vous dédie ce travail avec tous
mes vœux de bonheur, santé et réussite

A toute ma famille pour l'amour et le respect qu'ils m'ont toujours accordé

A ma binôme pour la sœur agréable qu'elle était et qu'elle restera pour moi

A mes oncles, tantes, cousins et cousines, vous avez de près ou de loin contribué à ma
formation, affectueuse reconnaissance

A mes amis et camarades

A toutes personnes qui m'ont aidé à franchir un horizon dans ma vie

A vous tous, un grand Merci

NOUARA



Dédicaces

Je dédie ce modeste travail, en signe de respect, reconnaissance et de remerciement :

*A mes chers parents, source de mes joies, secrets de ma force, vous serez toujours le modèle ,
merci pour vos sacrifices , c'est à vous que je dois cette réussite, et je suis fière de vous l'offrir*

*A mes chers sœurs et frères, l'affection que je porte pour vous, je vous dédie ce travail avec
tous mes vœux de bonheur, santé et réussite*

A celui qui m'a toujours soutenu, la source de mon inspiration

A toute ma famille pour l'amour et le respect qu'ils m'ont toujours accordé

A ma binôme pour la sœur agréable qu'elle était et qu'elle restera pour moi

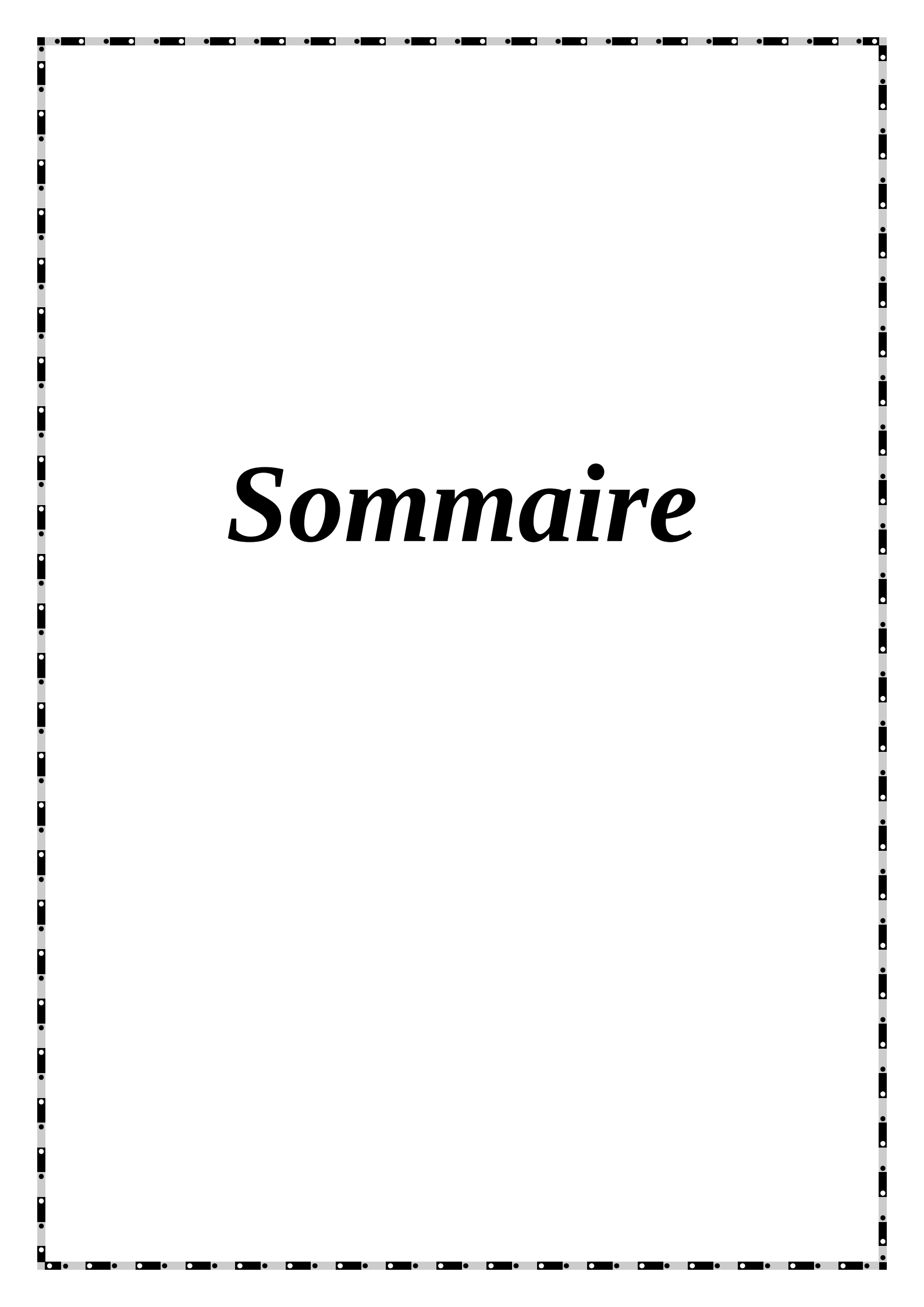
*A mes oncles, tantes, cousins et cousines, vous avez de près ou de loin contribué à ma
formation, affectueuse reconnaissance*

A mes amis et camarades

A toutes personnes qui m'ont aidé à franchir un horizon dans ma vie

A vous tous, un grand Merci

MESSAD



Sommaire

Sommaire

Remerciement	
Dédicace	
Sommaire	
Liste des figures	
Liste des Tableaux	
Introduction générale	1

Chapitre I : Topologie des réseaux électriques

I.1. Introduction	2
I.2. Définition et rôle des réseaux électriques	2
I.3. Production de l'énergie électrique	2
I.3.1. Les centrales thermiques	2
I.3.2. Les centrales nucléaires	3
I.3.3. Les centrales hydroélectriques	3
I.3.4. Les centrales éoliennes	3
I.3.5. Les centrales photovoltaïques	4
I.4. Organisation des réseaux électriques	4
I.4.1. Réseau d'interconnexion et de transport	4
I.4.2. Réseau de répartition	5
I.4.3. Réseau de distribution	5
I.5. Structure générale d'un réseau électrique	6
I.6. Architectures des réseaux électriques	7
I.6.1. Structure maillée	7
I.6.2. Structure bouclée	8
I.6.3. Structure radiale (antenne)	11
I.7. Réseau moyenne tension	12
I.7.1. Différentes structures des réseaux MT.....	12
I.7.2. Différents types d'exploitation des réseaux MT.....	14
I.8. Gamme des tensions utilisées par le groupe SONELGAZ	16
I.9. Les postes électriques	17
I.9.1. Définition	17

II.7.Calcul du courant de défaut dans les réseaux MT	43
II.7.1. Les défauts monophasés	43
II.7.1.1. Etude d'un défaut monophasé dans les réseaux ayant leur neutre mis à la terre	43
II.7.1.2.Défaut monophasé dans les réseaux ayant leur neutre isolé	45
II.7.2. Les défauts biphasés	46
II.7.3. Les défauts triphasés	49
II.7.4. Coupure d'une phase.....	50
II.8. Conclusion	51

Chapitre III : Equipements de protection des réseaux électriques de distribution MT

III.1. Introduction	52
III.2. Système de protection	52
III.2.1. Définition	52
III.2.2. Rôle	52
III.2.3. Qualités principales d'un système de protection	53
III.3. Appareillage de protection	53
III.3.1. Contre les surintensités	53
III.3.1.1. Définition des surintensités.....	53
III.3.1.2. Causes des surintensités	53
III.3.1.3. Moyens de protection	53
a) Protection par disjoncteur	53
b) Protection par sectionneur	56
c) Protection par interrupteur	56
d) Protection par fusible HTA	56
e) Protection par relais	57
III.3.2. Contre les surtensions	59
III.3.2.1. Définition des surtensions	59
III.3.2.2. Causes des surtensions	59
III.3.2.3. Moyen de protection	59
a) Parafoudres	60
b) Les éclateurs	61

III.4. protection des transformateurs	61
III.4.1. Protection différentielle	61
III.4.2. Protection masse-cuve	62
III.4.3. Protection par Buchholz	62
III.4.4. Protection par DGPT (Détecteur Gaz, Pression et Température).....	62
III.5. Alimentation des systèmes de protection	63
III.5.1. Les transformateurs de tension(TT).....	63
III.5.2. Les transformateurs de courant (TC)	64
III.5.3. Types industriels	65
III.6. Protection d'un départ HTA	66
III.6.1. Protection contre les défauts entre phases.....	67
III.6.2. Système de protection à un seul seuil	67
III.6.3. Système de protection à deux seuils	67
III.6.4. Protection contre les défauts entre phase et terre	68
III.7. Protection des dérivations	68
III.7.1. Généralités	68
III.7.2. Définition des interrupteurs	68
III.7.3. Différent types des interrupteurs	69
a) Description de l'IAC (Interrupteur aérien à creux de tension)	69
b) Description de l'IACM (Interrupteur aérien à commande manuelle)	69
c) Description de l'IATCT (Interrupteur aérien télécommandé à creux de tension)	70
d) Description de l'IAT (Interrupteur aérien télécommandé à distance)	70
III.8. Protection des liaisons (lignes et câbles)	71
III.8.1. Surcharge thermique	71
III.8.2. Court-circuit entre phases	71
III.8.3. Court-circuit phase-terre	72
III.8.4. Réenclencheur.....	72
a) Réenclencheur rapide	72
b) Réenclencheur lent	73
c) Réenclencheur rapide plus lent	75

III.9. Protection d'une arrivé HTA	76
III.10. Conclusion	76

Chapitre IV : Réglage de la protection MICOM P142

IV.1. Introduction	77
IV.2. Présentation des MICOM	77
IV.3. Les différentes gammes MICOM	77
IV.4. Présentation de l'équipement	78
IV.4.1. Face avant.....	78
IV.4.2. Face arrière	81
IV.5. Protections assurées par MICOM P142.....	81
IV.6. Structure du menu	82
IV.6.1. Réglages de protection	82
IV.6.2. Réglages de perturbographie	82
IV.6.3. Réglages système	82
IV.7. Protection par mot de passe	83
IV.8. Principes de base des communications avec le logiciel MICOM S1 Studio	84
IV.9. Données globales du réseau de TIZI OUZOU	94
IV.10. Présentation de poste source THT OUED AISSI 220/60/30 kV.....	94
IV.10.1.Départ 30 kV SN SEMPAC	95
IV.10.2. Données physiques du réseau	96
IV.11. Choix de valeur de base	97
IV.12. Valeur des impédances réduites	98
IV.12.1. Composantes directes et inverses	98
IV.12.2. Composantes homopolaires	98
IV.12.3. Valeurs des courants de court-circuit	99
a) Court circuit triphasé	99
b) Court-circuit biphasé	101
c) Court-circuit monophasé	101
IV.13. Réglage du relais de protection MICOM P142 du départ SN SEMPAC	104
IV.14. Conclusion	112

Conclusion générale	113
Bibliographie	115
Annexes	117
Annexe A : Signification des abréviations	117
Annexe B : Numérotation des protections selon la norme CE.....	118
Annexe C : Liste des symboles	119

Schéma unifilaire des étages HTA

Carte schématique du départ HTA 30 kV SN SEMPAC

Liste des figures

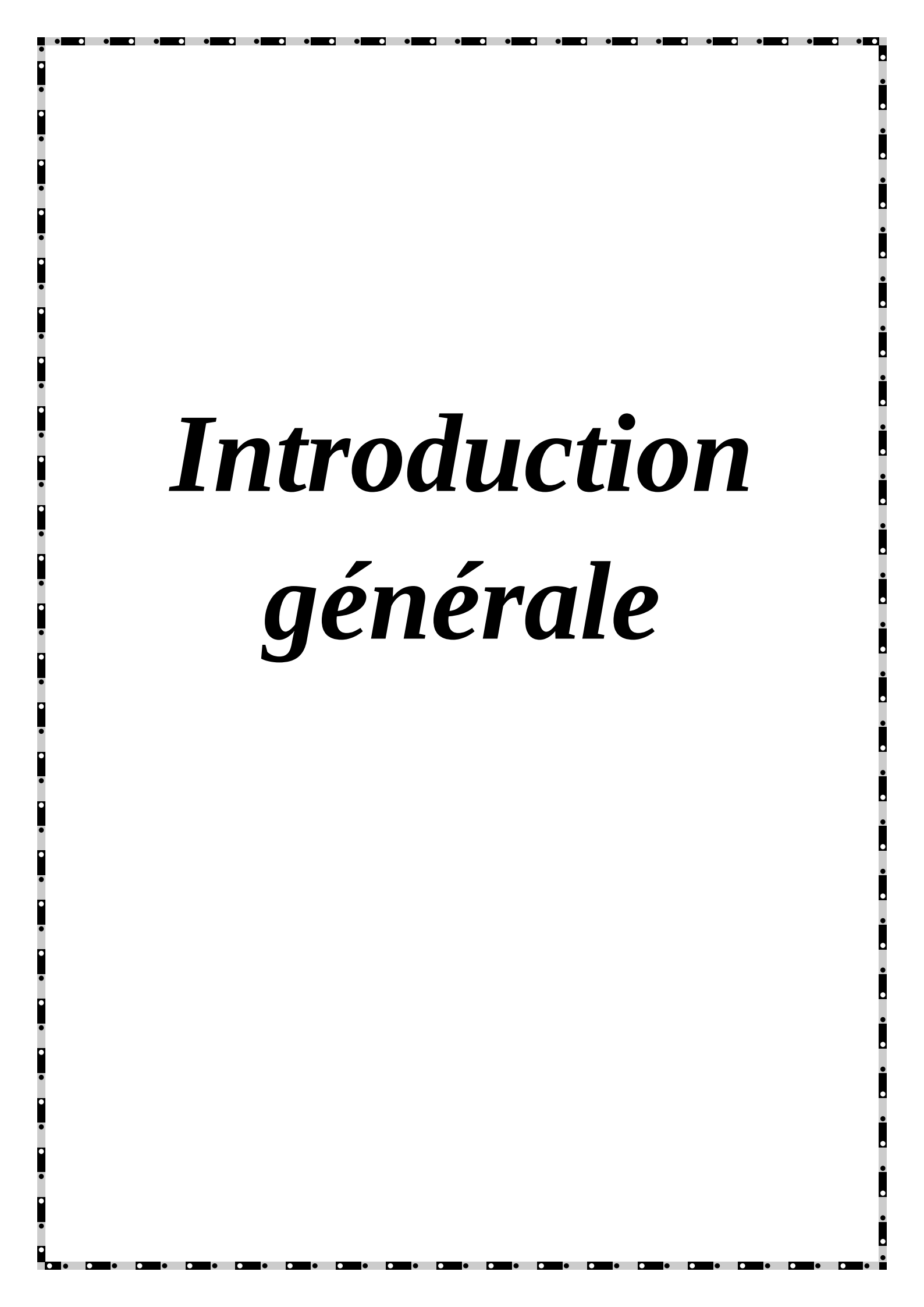
I.1 : Centrale thermique.....	2
I.2 : Centrale nucléaire.....	3
I.3 : Centrale hydroélectrique.....	3
I.4: Centrale éolienne.....	4
I.5 : cellules photovoltaïques.....	4
I.6 : Organisation d'un réseau électrique.....	5
I.7 : Structure générale d'un réseau électrique.....	6
I.8 : Structure maillée.....	7
I.9 : Structure bouclée.....	8
I.10 : Réseau HTA en boucle ouverte.....	9
I.11 : Réseau HTA en boucle fermée.....	10
I.2: Réseau HTA en double dérivation.....	11
I.13 : Réseau HTA en antenne.....	12
I.14 : Réseau moyenne tension en simple dérivation.....	13
I.15 : Réseau moyenne tension en coupure d'artère.....	13
I.16 : Réseau moyenne tension en double dérivation.....	14
I.17 : Poste de distribution publique.....	17
I.18 : Poste Livraison.....	18
I.19 : Poste HT/HTA.....	19
I.20 : Poste HTA/HTA.....	20
I.21 : Poste HTA/BT.....	20
I.22: Exemple de raccordement d'un poste sur poteau.....	21
I.23: Schéma général d'un poste ouvert.....	22
I.24: Structure générale d'un poste MT/BT.....	23
I.25: Architecture d'un jeu de barres avec une source.....	24

I.26: Architecture d'un jeu de barres sans couplage avec deux sources.....	24
I.27: Architecture de deux jeux de barres avec couplage et deux sources.....	25
I.28: Architecture d'un jeu de barres sans couplage avec trois sources.....	25
I.29: Architecture de trois jeux de barres avec couplages et trois sources.....	26
II.1: Court-circuit phase-terre.....	31
II.2: Court-circuit biphasé, isolé.....	32
II.3: Court-circuit biphasé - terre.....	32
II.4: Court-circuit triphasé.....	32
II.5: Schéma simplifié d'un réseau.....	34
II.6: Décomposition du courant de court-circuit.....	35
II.7: Variation du facteur κ en fonction de R / X	36
II.8: Système triphasé.....	36
II.9: Système direct.....	37
II.10: Système inverse.....	37
II.11: Système homopolaire.....	37
II.12: Disposition des vecteurs affectés de l'opérateur " a "	38
II.13: Schéma équivalent des équations.....	40
II.14: Défaut à la terre.....	45
II.15: Défaut biphasé isolé.....	47
II.16: Défaut biphasé avec terre.....	48
II.17: Défaut triphasé	50
II.18: Coupure d'une phase.....	50
III.1: La chaîne de protection MT.....	52
III.2: Chambre de coupure d'un disjoncteur à coupure dans l'huile.....	54
III.3: Constitution d'un disjoncteur à air comprimé.....	54
III.4: Constitution d'une ampoule de coupure dans le vide.....	55
III.5: Sectionneurs intérieur et extérieur HTA.....	56
III.6: Fusible HTA.....	57
III.7: Constitution d'un relais électromagnétique.....	57
III.8: Relais statique	58

III.9: Relais thermique.....	58
III.10: Parafoudre HTA.....	60
III.11: Eclateurs placés sur la ligne de transport et sa constitution.....	61
III.12: Relais Buchholz.....	62
III.13: Relais DGPT.....	63
III.14: Transformateur de tension.....	64
III.15 : Transformateur de courant.....	65
III.16: Transformateur de courant type tore.....	66
III.17: Schéma de protection contre les défauts entre phases.....	67
III.18: Protection contre les défauts entre phase et terre.....	68
III.19: Interrupteur aérien à commande manuelle.....	70
III.20: Interrupteur aérien télécommandé à distance.....	70
III.21: Protection de liaison par relais à maximum du courant.....	71
III.22: Protection de liaison par relais différentiels.....	72
III.23: Synoptique de fonctionnement du réenclencheur rapide.....	73
III.24: Diagramme sur un défaut fugitif.....	73
III.25: Synoptique de fonctionnement du réenclencheur rapide.....	74
III.26: Diagramme sur un défaut fugitif ou semi-permanent.....	74
III.27: Synoptique de fonctionnement du réenclencheur rapide plus lent.....	75
III.28: Diagramme sur un défaut permanent.....	75
IV.1: Vue de la face avant du MICOM.....	78
IV.2: Connexion du port avant.....	80
IV.3: Vue de la face arrière du MICOM.....	81
IV.4: Schéma monophasé équivalent	99
IV.5: Schéma monophasé équivalent	100
IV.6: Schéma direct homopolaire équivalent.....	102
IV.7: Schéma homopolaire équivalent.....	103

Liste des tableaux

I.1: Nature et sections des conducteurs	15
I.2: Nature et sections des conducteurs.....	16
I.3: Tableau des domaines de tension.....	16
IV.1: Différents niveaux d'accès au MICOM.....	83
IV.2 : Présentation du poste THT OUED-AISSI	95
IV.3 : Caractéristiques des conducteurs	96
IV.4 : Récapitulatif des valeurs du courant des courts-circuits.....	104



Introduction

générale

Introduction générale

Les investissements humains et matériels affectés aux réseaux électriques sont énormes. Pour cela, le réseau électrique doit répondre à trois exigences essentielles: stabilité, économie et surtout continuité du service.

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

Depuis l'entrée sur le marché des relais numériques programmables, pour la protection électrique, plusieurs algorithmes ont été développés, afin de rendre ces relais plus performants aussi bien sur leur rapidité de fonctionnement que sur leur précision.

Ce projet de fin d'étude nous a été proposé par le groupe SONELGAZ, unité TIGZIRT qui a pour objectif principal de réaliser une étude réelle sur le paramétrage d'un relais numérique. Ce paramétrage aura pour but, la protection des départs de toutes anomalies.

L'étude proposée consiste à paramétrer un nouvel appareillage acquis par le groupe, nommé « MICOM P142 ». Cet appareil est conçu pour protéger le départ moyen tension 30 kV (SN SEMPAC) issu du poste source THT OUED-AISSI.

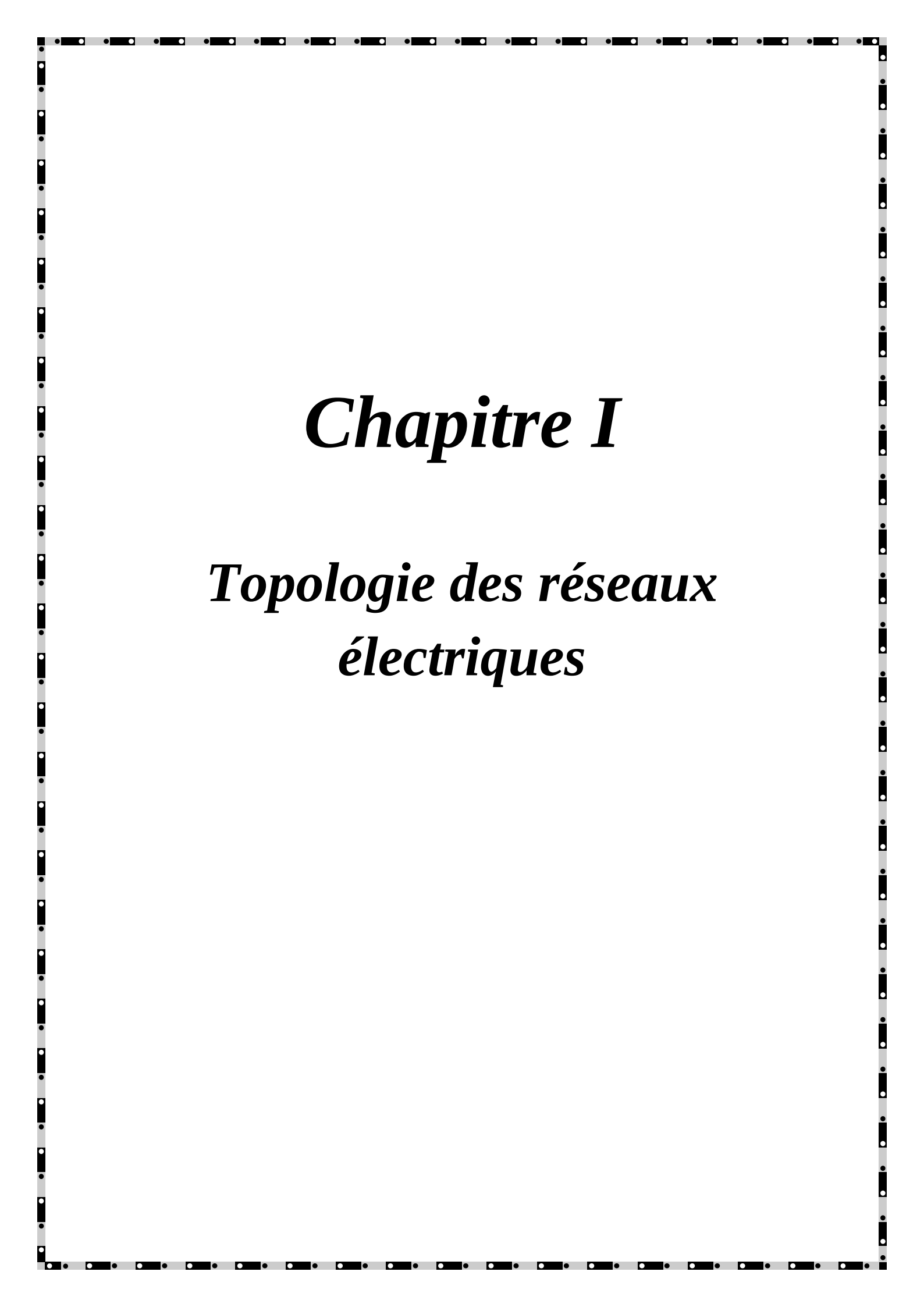
A terme de ce travail, il est souhaité de calculer les valeurs des courants de courts-circuits triphasés, biphasés et monophasés sur le jeu de barre, ainsi qu'à l'extrémité de la ligne.

Les valeurs à fixer vont garantir une protection fiable de tous les éléments du réseau.

Le présent mémoire est structuré comme suit :

- *Le premier chapitre* donne une vision globale sur les réseaux électriques, surtout sur la configuration des réseaux moyenne tension.
- *Le deuxième chapitre* est réservé à l'étude des différents défauts susceptibles d'affecter un réseau HTA, et l'utilité du calcul des courants de courts-circuits.
- *Le troisième chapitre* est axé sur l'étude des différentes protections des réseaux moyenne tension.
- *Le quatrième chapitre* est une application sur le paramétrage du relais de protection numérique « MICOM P142 ».

Ce travail est finalisé par une conclusion générale.



Chapitre I

Topologie des réseaux électriques

I.1. Introduction :

L'énergie électrique est produite au même temps qu'elle est consommée, donc en permanence, la production doit s'adapter à la consommation. De ce fait, l'ensemble production, acheminement et utilisation, constituent un système complexe appelé réseau électrique qui doit être stable.

Un réseau électrique est constitué de lignes électriques exploitées à différents niveaux de tensions, connectées entre elles dans des postes électriques. Ces postes permettent de répartir l'électricité et de la faire passer d'une tension à une autre grâce aux transformateurs.

I.2. Définition et rôle des réseaux électriques :

Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures énergétiques plus ou moins disponibles, permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs. Les régions de grande consommation sont souvent éloignées des centres de production, cette énergie doit donc être transportée sur de grandes distances entre lieux de production et de consommation, c'est le rôle du réseau du transport d'énergie électrique.

I.3. Production de l'énergie électrique :

I.3.1. Les centrales thermiques :

Les centrales thermiques produisent l'électricité à partir de la chaleur qui se dégage de la combustion du charbon, du mazoute ou du gaz naturel. On la trouve souvent près d'une rivière ou d'un lac, car d'énormes quantités d'eau sont requises pour refroidir et condenser la vapeur sortante des turbines. La combustion dégage une grande quantité de chaleur utilisée pour chauffer de l'eau dans la chaudière (ou générateurs de vapeur).

On dispose alors de vapeur d'eau sous pression. Cette vapeur fait tourner à grande vitesse une turbine qui entraîne elle-même un alternateur qui produit une tension alternative sinusoïdale. A la sortie de la turbine, la vapeur est refroidie pour se transformer en eau, puis renvoyée dans la chaudière. (Figure I.1)

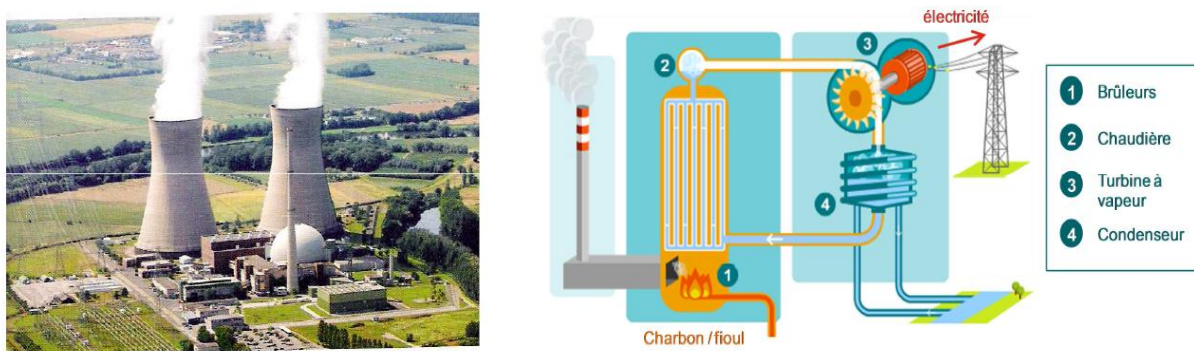
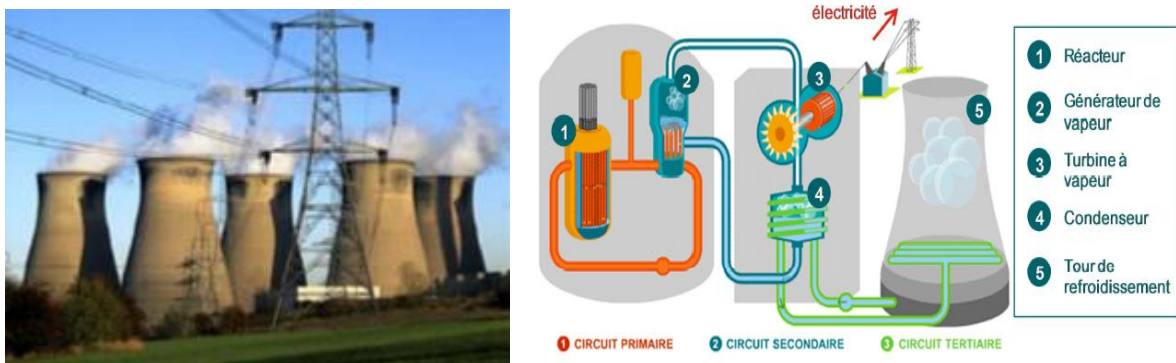


Figure I.1: Centrale thermique

I.3.2. Les centrales nucléaires:

Ces centrales utilisent également des cycles de conversion thermodynamique, néanmoins, leur chaudière est un réacteur nucléaire. L'énergie nucléaire obtenue à la suite de réactions de fission de l'uranium et de plutonium est la source de la chaleur utilisée. Elles produisent environ 15% de l'électricité mondiale. Les centrales produisent des déchets radioactifs et présente un risque d'accident.

Une centrale nucléaire est identique à une centrale thermique, sauf que la chaudière brûlant le combustible fossile est remplacée par un réacteur contenant le combustible nucléaire en fission. **(Figure I.2)**



I.3.3. Les centrales hydroélectriques:

Les centrales hydroélectriques exploitent l'énergie potentielle gravitaire de l'eau pour produire de l'électricité. La chute de l'eau, guidée par un réseau de conduites, entraîne des turbines reliées à un alternateur. **(Figure I.3)**



I.3.4. Les centrales éoliennes :

Une éolienne récupère l'énergie cinétique du vent dont la force actionne les pales d'un rotor. L'énergie mécanique produite par la rotation des pales est transformée en énergie électrique. **(Figure I.4)**

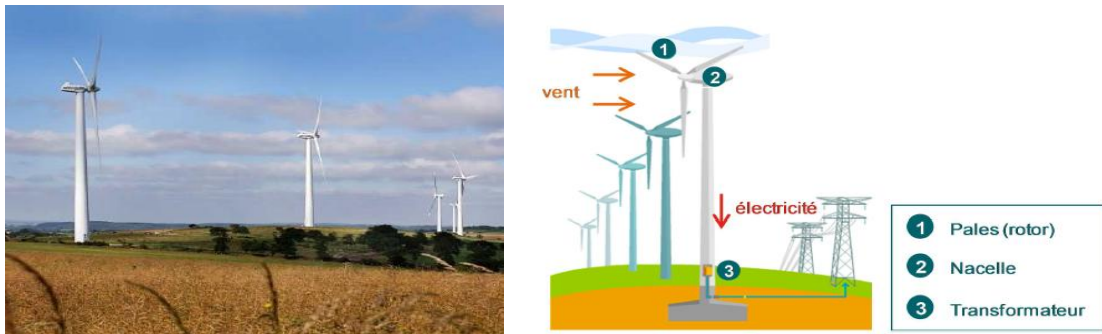


Figure I.4 : Centrale éolienne

I.3.5. Les centrales photovoltaïques:

Pour capter l'énergie lumineuse du soleil et la transformer en électricité, on utilise des modules photovoltaïques. Ces modules solaires, sont constitués, dans la plupart des cas, d'un assemblage de cellules photovoltaïques (**Figure I.5**) en silicium connectés à un ou plusieurs onduleurs pour être raccordées au réseau.



Figure I.5 : cellules photovoltaïques

I.4. Organisation des réseaux électriques:

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

Suivant le trajet de l'énergie depuis sa production jusqu'à son utilisation, il y a successivement différents types de réseaux (**figure I.6**) dont les missions sont parfaitement définies par:

I.4.1: Réseau d'interconnexion et de transport:

Ces réseaux assurent le transport et l'interconnexion en très haute tension et en haute tension vers les points de consommation et de répartition.

Ces réseaux comprennent les centrales de production ainsi que les lignes et les postes de transformation, leurs rôles sont :

- Collecter l'énergie produite par les centrales et de l'acheminer vers les zones de consommation (fonction transport).
- Permettre une exploitation économique et sûre des moyens de production, et assurer une compensation des différents aléas (fonction interconnexion) [4].

I.4.2. Réseau de répartition [1] :

La finalité de ce réseau est avant tout d'acheminer l'électricité du réseau de transport vers les grands centres de consommation à travers des lignes à haute tension (entre 45 et 90 kV).

Ces centres de consommation sont :

- Soit du domaine public avec l'accès au réseau de distribution MT,
- Soit du domaine privé avec l'accès aux abonnés à grande consommation.

I.4.3. Réseau de distribution :

Ils ont pour rôle de fournir aux réseaux d'utilisation la puissance dont ils ont besoin. Ils utilisent deux tensions :

- Des lignes à moyenne tension (MT ou HTA) alimentées par des postes HT/MT et fournissant de l'énergie électrique, soit directement aux consommateurs importants, soit aux différents postes MT/BT.
- Des lignes à basse tension qui alimentent les usagers soit en monophasé soit en triphasé. les réseaux MT font pratiquement partie, dans leur totalité des réseaux de distribution [4].

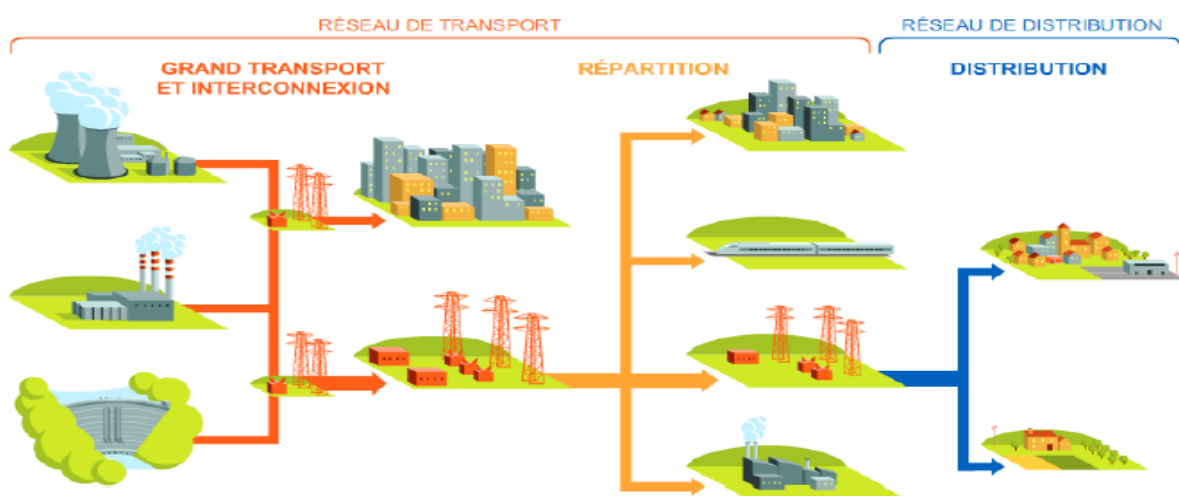


Figure I.6 : Organisation d'un réseau électrique [1]

I.5. Structure générale d'un réseau électrique:

Le réseau se présente comme suit (**Figure I.7**):

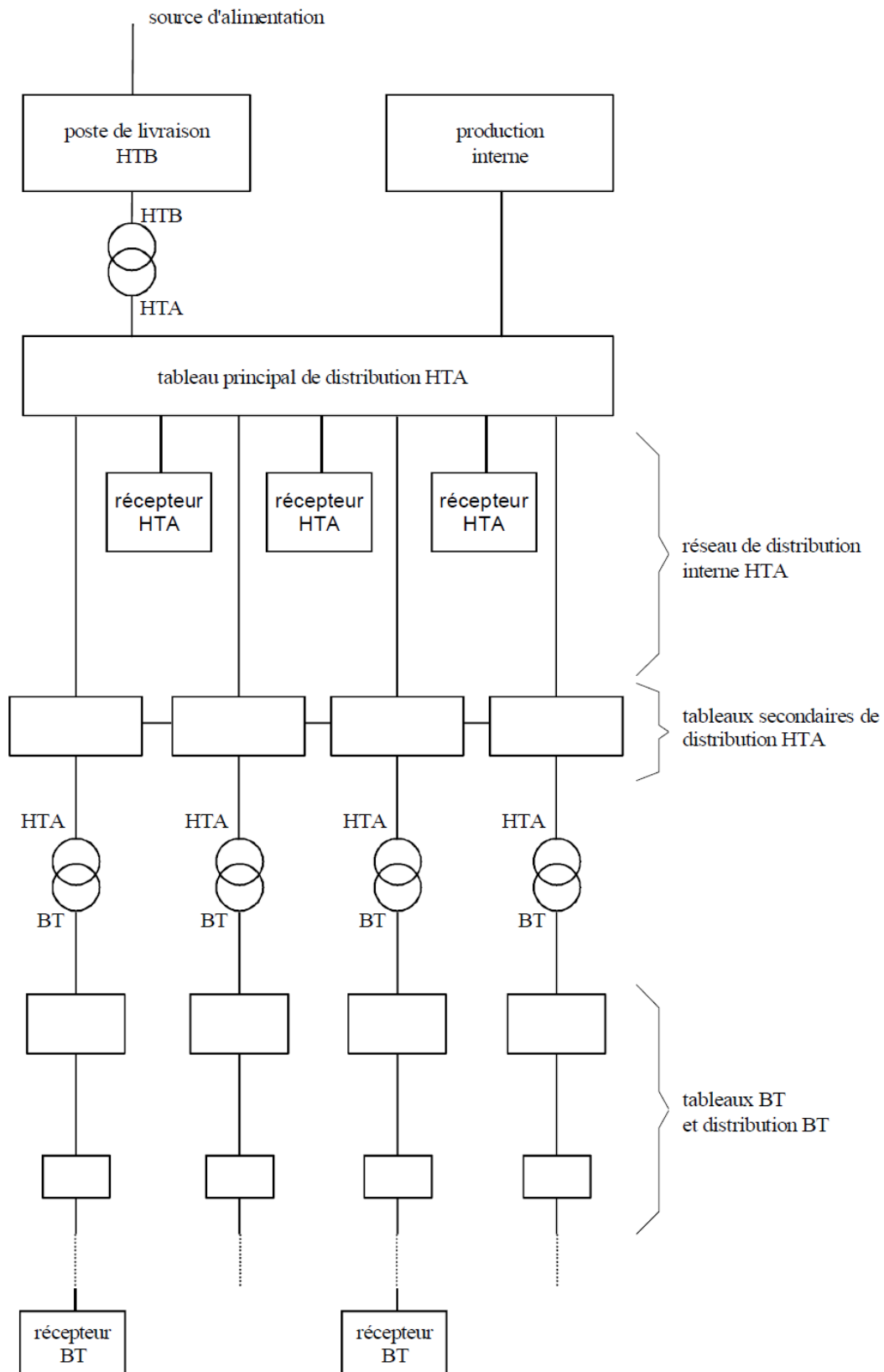


Figure I.7 : Structure générale d'un réseau électrique [6]

I.6. Architectures des réseaux électriques [8]:

L'ensemble des constituants d'un réseau électrique peut être agencé selon différentes structures, dont la complexité détermine la disponibilité de l'énergie électrique et le coût de l'investissement.

On y distingue trois structures:

I.6.1. Structure maillée:

Un réseau maillé est un réseau où des liaisons qui forment des boucles, réalisant une structure aux mailles d'un filet. La **figure I.8** montre l'exemple d'un réseau maillé.

Cette structure permet la réalimentation en cas d'indisponibilité d'un tronçon ou d'un poste HTA/BT après l'élimination de l'élément défectueux.

Elle présente l'inconvénient de n'utiliser les câbles que partiellement par rapport à leur capacité.

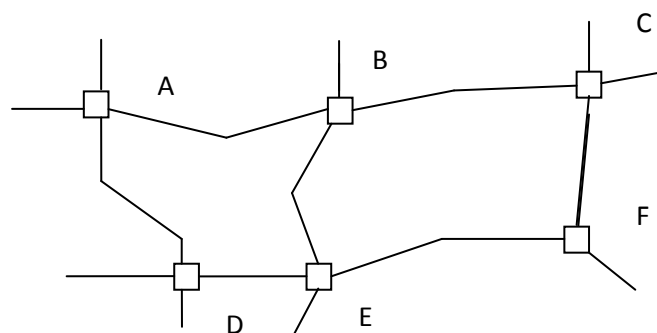
Elle exige, de plus, un point commun par paire de câble et demande une surveillance continue du réseau en fonction de l'accroissement de la charge.

➤ Avantages :

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

➤ Inconvénients :

- Le coût de réalisation est énorme ;
- Nécessité des protections sophistiquées.



□ Poste d'interconnexion

Figure I.8 : Structure maillée [2]

I.6.2. Structure bouclée:

Les réseaux bouclés sont des réseaux maillés simplifiés. Cette solution est bien adaptée aux réseaux étendus avec des extensions futures importantes. L'énergie peut transiter par des chemins différents, et la mise hors tension accidentelle d'un tronçon n'entraîne pas de surcharges inadmissibles pour les autres tronçons. Les réseaux bouclés sont généralement utilisés pour les réseaux de répartition.

➤ **Avantages :**

- Grande continuité de service ;
- Un bon rendement ;
- Faible chute de tension.

➤ **Inconvénients :**

- Forts courants de court-circuit ;
- Plus onéreux et plus difficile à exploiter que les précédents.

La **figure I.9** montre un exemple d'un réseau bouclé.

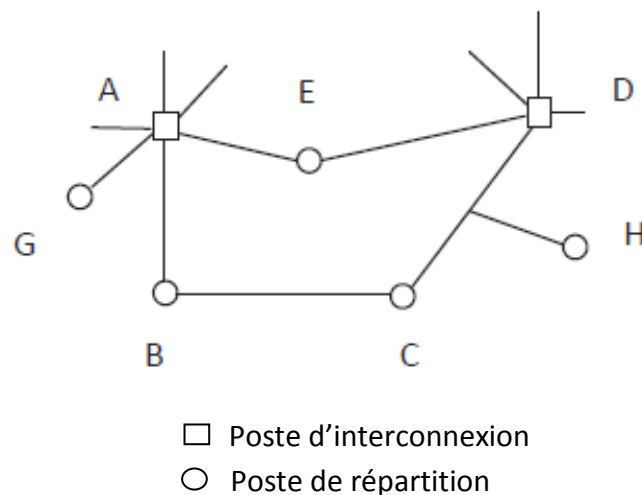


Figure I.9 : Structure bouclée [2]

a) Boucle ouverte (coupure d'artère) :

Cette structure est représentée par la figure ci-après : (**figure I.10**)

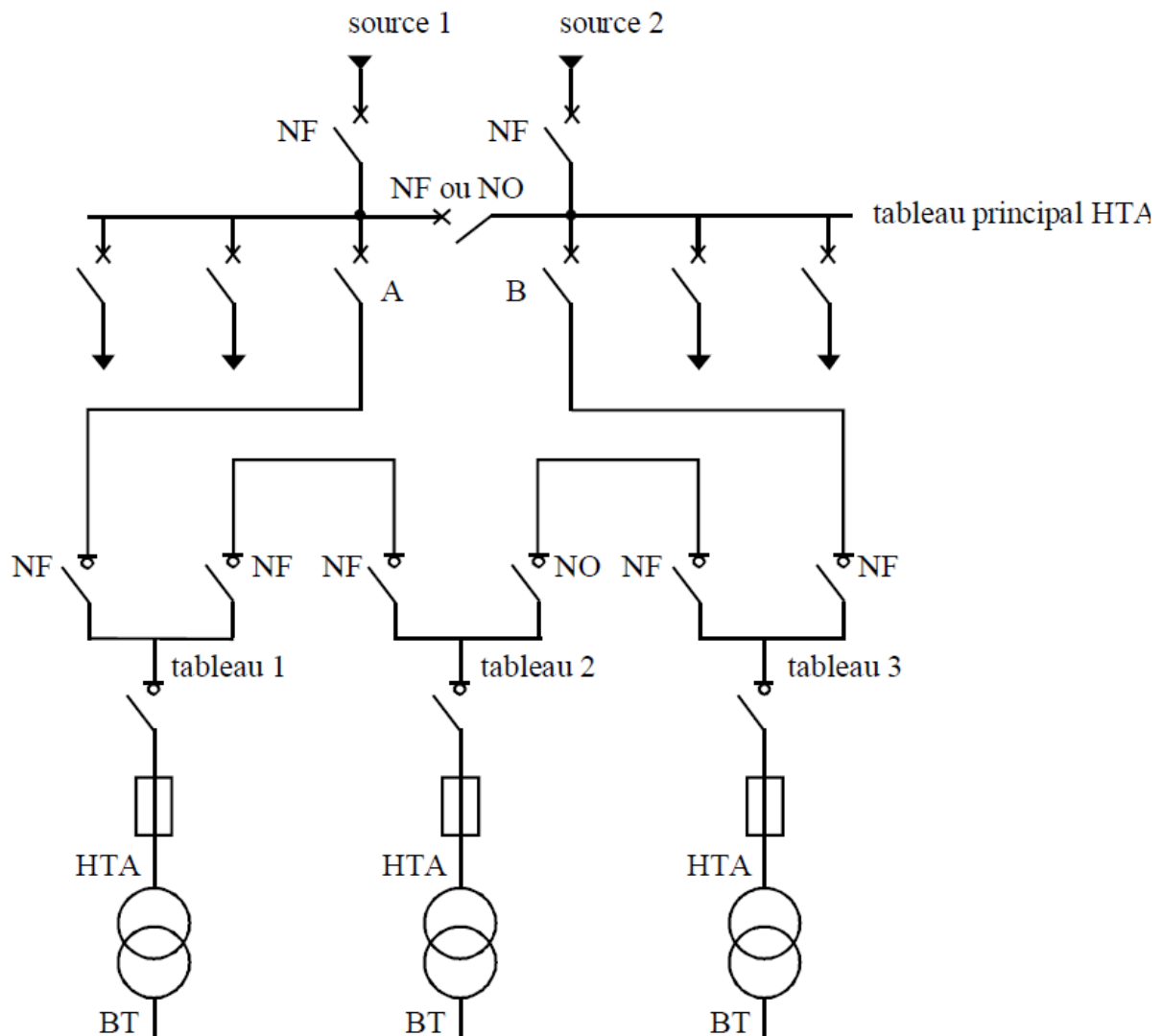
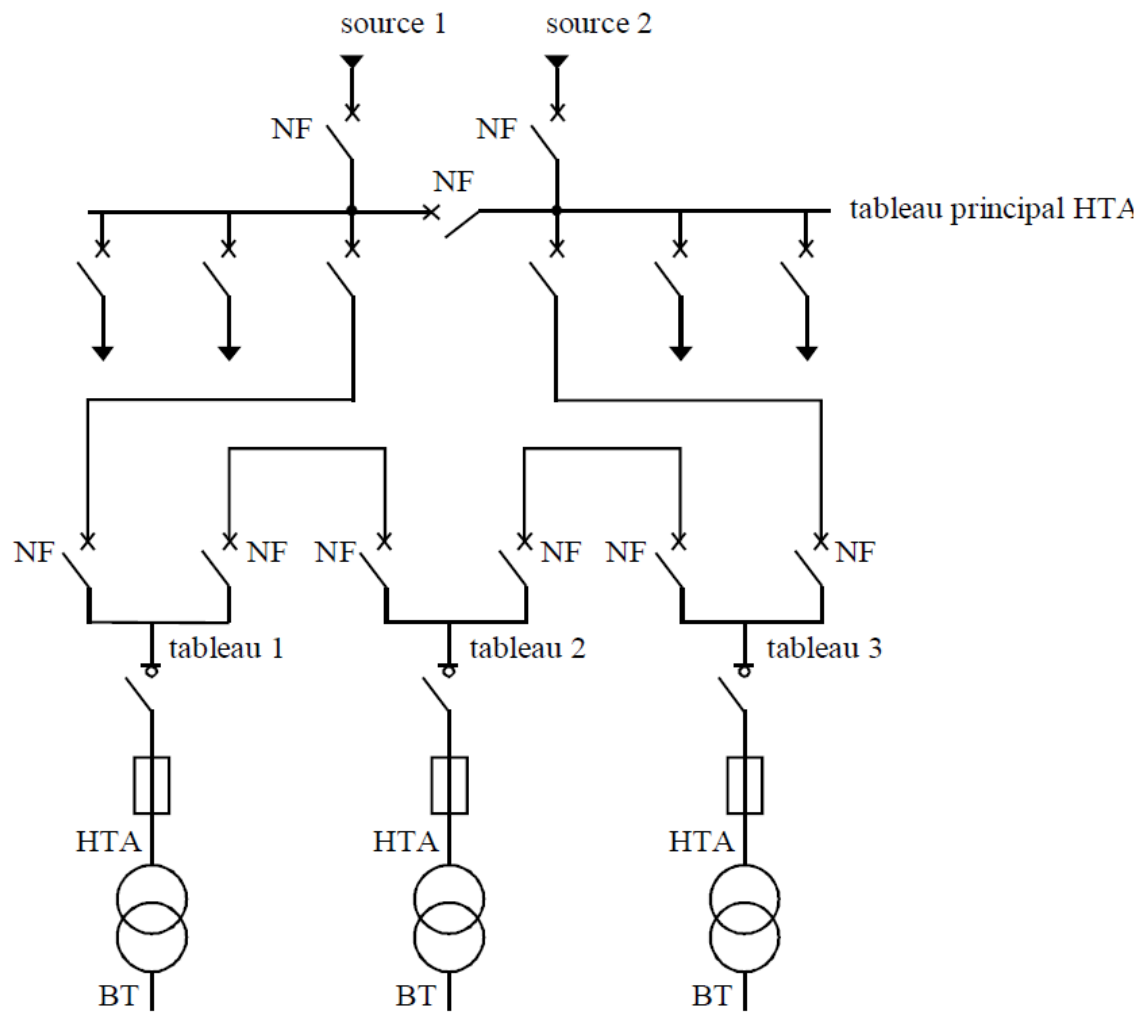


Figure I.10 : Réseau HTA en boucle ouverte [6]

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

a) Boucle fermée:**Figure I.11 : Réseau HTA en boucle fermée [6]**

- Tous les appareils de coupure de la boucle sont des disjoncteurs.
- En fonctionnement normal, la boucle est fermée.
- Le système de protection permet d'éviter les coupures d'alimentation lors d'un défaut.

Cette solution est plus performante que le cas de la boucle ouverte car elle évite les coupures d'alimentation. Par contre, elle est plus onéreuse car elle nécessite des disjoncteurs dans chaque tableau et un système de protection plus élaboré.

b) En double dérivation :

Cette structure est bien adaptée aux réseaux étendus avec des extensions futures limitées et nécessitant une très bonne disponibilité. (**Figure I.12**)

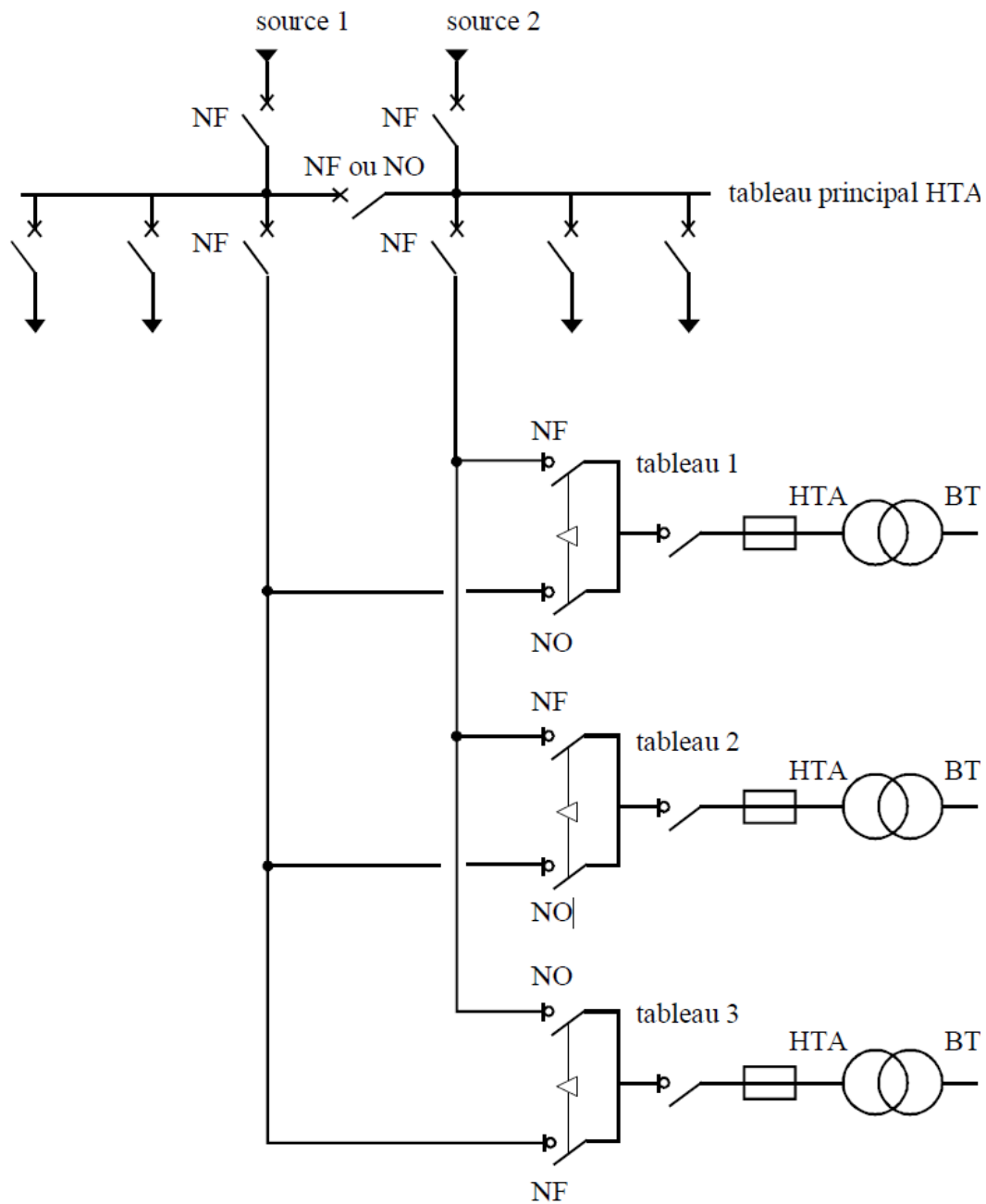


Figure I.12 : Réseau HTA en double dérivation [6]

I.6.3. Structure radiale (antenne) :

C'est le réseau le plus simple du point de vue conception. Il est disposé de façon à ce qu'en partant du point d'alimentation, toutes les lignes sont développées en antennes et alimentées par une seule ligne principale (**Figure I.13**).

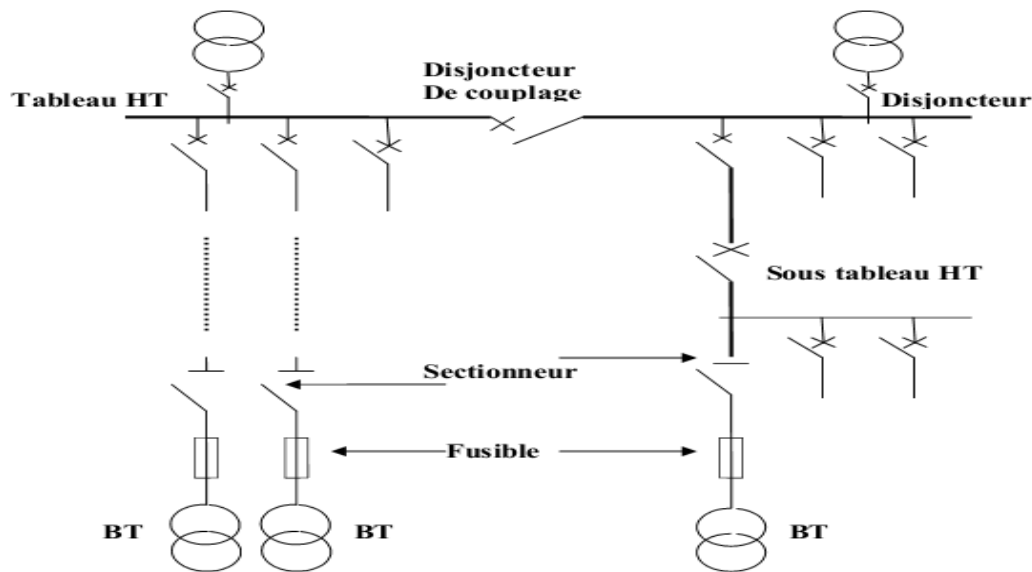


Figure I.13 : Réseau HTA en antenne

➤ **Avantages :**

- Facile à étudier et à construire ;
- Pour effectuer des travaux, il suffit d'ouvrir l'appareil (sectionneur, interrupteur ...) placé au début du réseau.

➤ **Inconvénients :**

- Des grandes chutes de tension pour les longueurs dépassant 500m ;
- La mise hors tension des consommateurs en cas d'une panne en tête de ligne.

I.7. Réseau moyenne tension :

I.7.1. Différentes structures des réseaux MT :

a) Configuration en simple dérivation :

Son principe de fonctionnement est à une seule voie d'alimentation, tous les points de consommation sont alimentés par un seul chemin électrique possible. Il est de type arborescent. Cette arborescence se déroule à partir du point d'alimentation constitué de poste de distribution HTB/HTA et s'étale jusqu'aux consommateurs HTA ou BTA.

Cette disposition est particulièrement utilisée pour la distribution de la moyenne tension en milieu rural (Figure I.14).

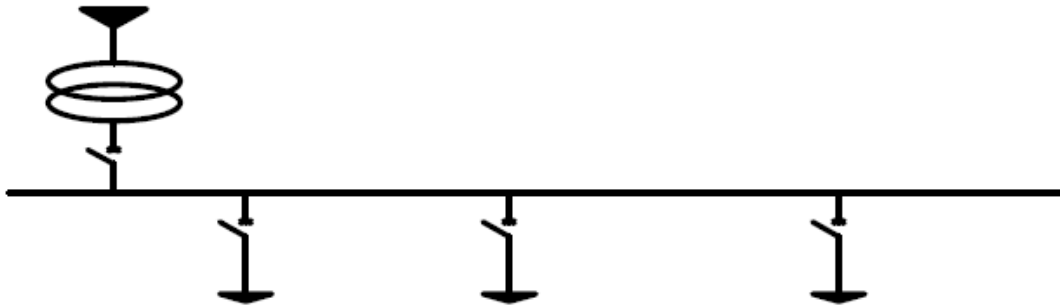


Figure I.14 : Réseau moyenne tension en simple dérivation [10]

b) Réseau en coupure d'artère :

Son principe de fonctionnement est à deux voies d'alimentation. Tous les points de consommation sont alimentés par deux chemins électriques dont seulement un est effectif.

Cette disposition est souvent utilisée en zone urbaine à forte densité (Figure I.15).

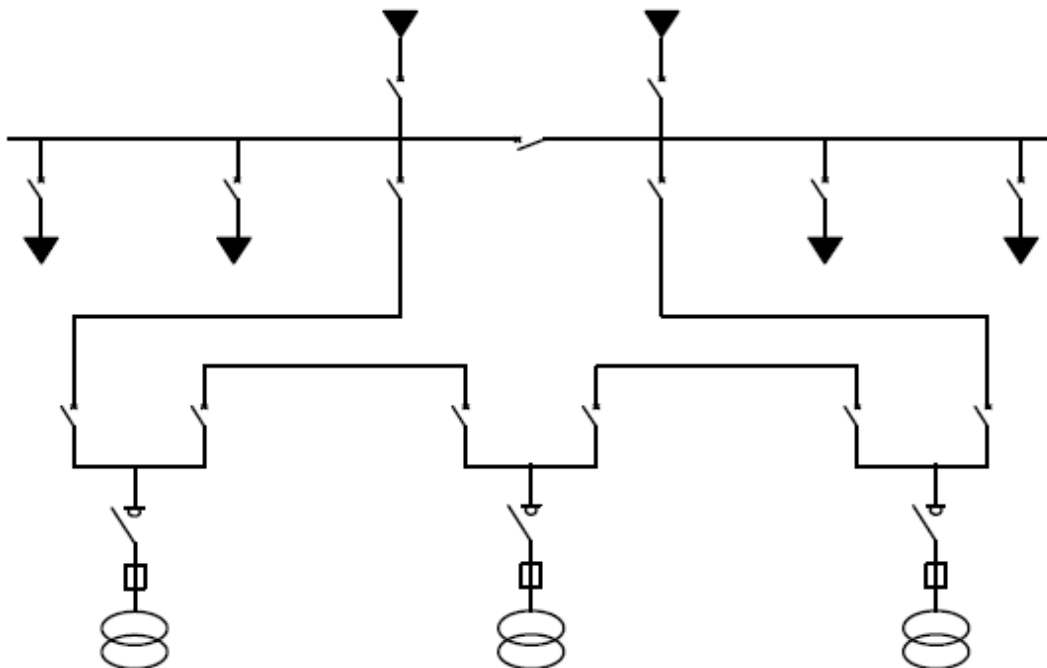


Figure I.15 : Réseau moyenne tension en coupure d'artère [10]

c) Réseau en double dérivation :

Le principe de cette disposition est basé sur le fait que le réseau moyen tension est doublé. Il est constitué de deux circuits et chaque poste HTA/BTA est alimenté par ces deux circuits, mais seul un est effectif. Ces réseaux à double dérivation sont équipés d'un automate qui permet la permutation automatique en cas de manque de tension dans l'une des arrivées.

Cette disposition est aussi, souvent utilisée en zone urbaine à forte densité. (Figure I.16)

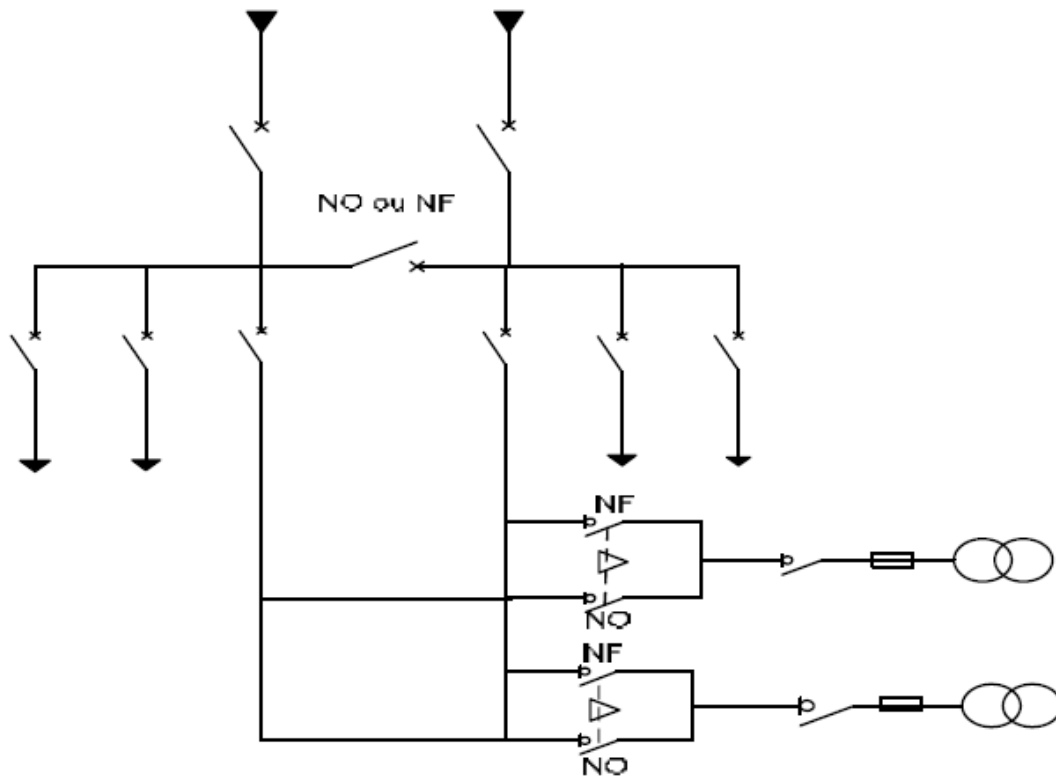


Figure I.16 : Réseau moyenne tension en double dérivation [10]

I.7.2. Différents types d'exploitation des réseaux MT :

Les réseaux moyenne tension sont exploités suivant deux configurations, celle des réseaux aériens et celle des réseaux souterrains :

a) Réseaux aériens moyenne tension (MTA):

Les réseaux MT aériens sont majoritaires en zones rurales, leur structure est arborescente à deux ordres de lignes : Dorsale et dérivation.

Les lignes MTA sont protégées par des disjoncteurs placés en tête des départs, au niveau des postes sources. Le rôle de ces équipements est le pouvoir de coupure en cas de défaut sur la ligne.

Les réseaux MTA (les lignes aériennes), malgré leur vulnérabilité aux intempéries, sont économiques et accessibles, ce qui limite, en cas de défaillance, le temps de réparation.

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

➤ **Nature et sections des conducteurs :**

Généralement, ces conducteurs sont en aluminium ou en alliage d'aluminium. Ils sont supportés, par des isolateurs en verre ou en porcelaine rigides et suspendus, accrochés aux pylônes d'une hauteur de 10 à 12mètres.

Ces sections se justifient par leur aptitude à alimenter les charges de ce type de réseau en regard des différentes contraintes (tenue au court-circuit, capacité, chute de tension et tenue mécanique).

La nature et les sections des conducteurs à utiliser sont données dans le **tableau I.1** :

Lignes	Nature	Sections (mm ²)	Limite thermique(*) (A)
Dorsale	Alliage AL	93.3	270
Dérivation	Alliage AL	34.4	140

(*) : Valeurs rapportées à la température ambiante de 40°C et température du conducteur de phase de 70°C.

Tableau I.1 : Nature et sections des conducteurs [14]

b) Réseaux souterrains moyenne tension (MTS):

La structure des réseaux souterrains est à un seul type de lignes: Les dorsales.

Ces réseaux, de par leur construction (faible longueur et forte section des conducteurs) sont le siège de chutes de tension réduites. De ce fait, et tenant compte de l'importance des incidents, il sera prévu une réalimentation, soit par les réseaux voisins, soit par un câble de secours.

Le réseau MTS est à neutre non distribué, celui-ci étant mis à la terre au niveau des postes sources à travers une bobine de point neutre limitant le courant de défaut à 1000A.

➤ **Nature et sections des conducteurs :**

La nature et les sections des conducteurs à utiliser sont données dans le **tableau I.2** :

Réseau (kV)	Conducteur	Section (mm ²)	Limite thermique(*) (A)
10	Cuivre	120	300
	Aluminium	180	
30	Cuivre	70	230
	Aluminium	120	305

Tableau I.2 : Nature et sections des conducteurs [14]

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

- Température du sol 20°C ;
- Température des conducteurs ;
- Câbles en papier – huile 75°C ;
- Câbles en caoutchouc 90°C.

I.8. Gamme des tensions utilisées par le groupe SONEGAS:

Selon la valeur de la tension (valeur efficace dans le cas du courant alternatif), La nouvelle norme en vigueur en Algérie (SONELGAZ) définit les niveaux de tension comme suit : (**Tableau I.3**)

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

Tableau I.3 : Tableau des domaines de tension [1,6]

I.9. Les postes électriques :

I.9.1.Définition :

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

Les postes électriques se trouvent donc aux extrémités des lignes de transmission ou de distribution. Les trois fonctions principales des postes électriques sont :

- Le raccordement d'un tiers au réseau électrique,
- L'interconnexion entre les différentes lignes électriques,
- La transformation de l'énergie en différents niveaux de tensions.

I.9.2.Différents Types de postes électriques :

On distingue, suivant les fonctions qu'ils assurent, plusieurs types de postes :

- **Les postes à fonction d'interconnexion:** Qui ont pour but d'interconnecter plusieurs lignes électriques.
- **Les postes élévateurs:** Le but est de monter le niveau de tension, à l'aide d'un transformateur.
- **Les postes de distribution:** Le but est d'abaisser le niveau de tension pour distribuer l'énergie électrique aux clients résidentiels ou industries. [27]

I.9.3. Classifications des postes électriques :

On peut classer les postes suivant les fonctions qu'ils assurent selon :

a) **Leur fonction :**

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

Il est au service de plusieurs clients, dont l'énergie est délivrée en basse tension. Il est placé soit dans un bâtiment soit sur un support [1].

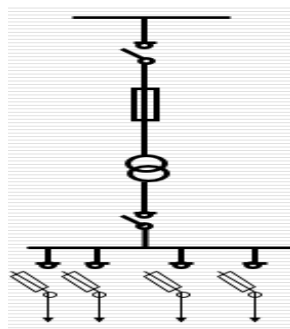


Figure I.17 : Poste de distribution publique [1]

➤ **Les postes mixtes (DP/L) :**

Dans ces postes on trouve deux parties : Une installation DP et une autre pour le client. Ces postes sont classés selon la puissance transmise.

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

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

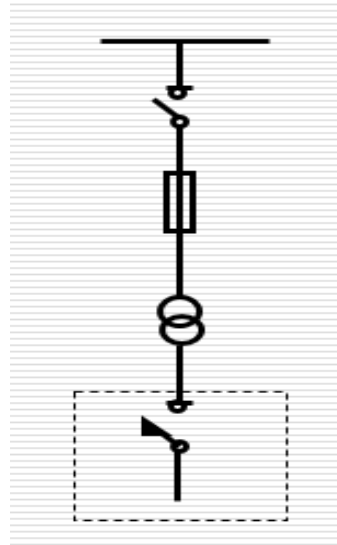


Figure I.18 : Poste Livraison [1]

b) Leur puissance :

➤ **Le poste HT/HTA:**

Ces postes de transformations comprennent les parties suivantes :

- **Etage HT:**

Se trouvant à l'extérieur, il comprend des arrivées HT ; Jeux de barres ; Transformateurs et Protections (parafoudre, sectionneurs.....).

- **Etage HTA:**

- Cellules arrivées : Elles assurent la liaison entre le transformateur de puissance HT/HTA qui se trouve à l'extérieur et le jeu de barres HTA 30kV, qui se trouve à l'intérieur du bâtiment « moyenne tension », la liaison se fait en souterrain.
- Cellules départs : Elles assurent la liaison entre le jeu de barres HTA et le réseau de distribution aérien ou souterrain.

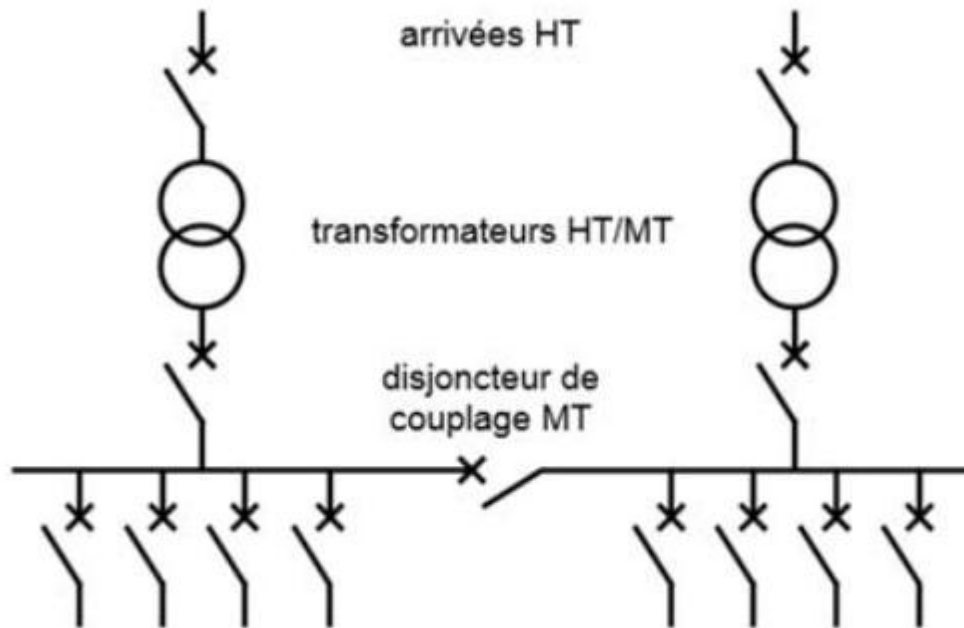


Figure I.19 : Poste HT/HTA [4]

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

Sa fonction est d'assurer le passage de la HTB à la HTA. Son schéma comporte deux arrivées HT, deux transformateurs HT/HTA, et de 10 à 20 départs HTA.

Ces départs alimentent des lignes en aérien et/ ou des câbles en souterrain.

➤ **Le poste HTA/HTA (ou MT/MT):**

Cet ouvrage peut réaliser deux fonctions :

- Assurer la démultiplication des départs HTA en aval des postes HT/HTA. Dans ce cas, le poste ne comporte aucun transformateur. Il est constitué de deux arrivées HTA et de 8 à 12 départs HTA.
- Assurer le passage entre deux niveaux HTA. De tels postes HTA/HTA intègrent des transformateurs. Ils sont nécessaires dans certains pays qui utilisent deux niveaux successifs de tension sur leur réseau HTA [5].

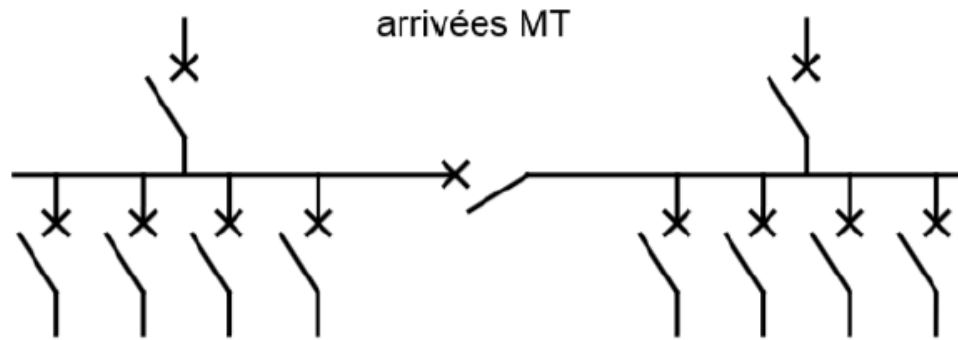


Figure I.20: Poste HTA/HTA [4]

➤ **Le poste HTA/BT :**

Le poste HTA/BT en distribution publique est localisé entre le réseau de distribution HTA et le réseau de distribution BT, cet ouvrage est pour assurer le passage de la HTA à la BT.

Le schéma type de ce poste est évidemment beaucoup plus simple (Figure I.21). Comparativement au poste HTA/HTA, en particulier, l'appareil de base HTA utilisé est l'interrupteur et non plus le disjoncteur.

Ces postes sont constitués de quatre parties :

- L'équipement HTA pour le raccordement au réseau amont ;
- Le transformateur de distribution HTA/BT ;
- Le tableau des départs BT comme points de raccordement du réseau aval de distribution (en BT) ;
- Et de plus en plus souvent une enveloppe extérieure préfabriquée (métallique ou de plus en plus souvent en béton) qui contient les éléments précédents [5].

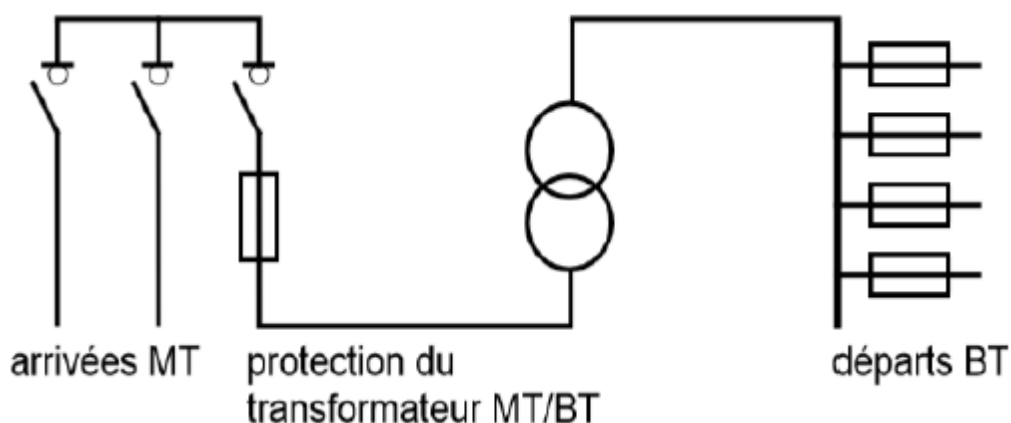


Figure I.21: Poste HTA/BT

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

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

a) **Les postes d'extérieur (sur poteau) :**

Poste économiques, de faible puissance ($\leq 160\text{kVA}$), comprend un transformateur, un disjoncteur, éclateurs ou parafoudre et sectionneur. Ils sont raccordés en groupe et en aval. Ces postes peuvent être de type distribution publique, de livraison mais rarement mixte [10].



Figure I.22: Exemple de raccordement d'un poste sur poteau [10]

b) **Les postes d'intérieur :**

L'installation de ce type de poste se justifie lorsqu'on doit protéger l'appareillage HT et BT du poste contre les fortes variations de température, ou dans le cas de puissances importantes. On distingue les postes dont l'appareillage HT est sous enveloppe métallique et les postes équipés d'appareillage HT sans enveloppe.

Le matériel, dans ce dernier cas, est dit « ouvert ». Ces postes maçonnés sont de plus en plus remplacés par des cellules préfabriquées. Les postes avec cellules préfabriquées métalliques ont pratiquement remplacé tous les postes maçonnés avec appareillage ouvert. Ils présentent l'avantage d'offrir une meilleure sécurité et une mise en place plus rapide.

Voire **figure I.23**

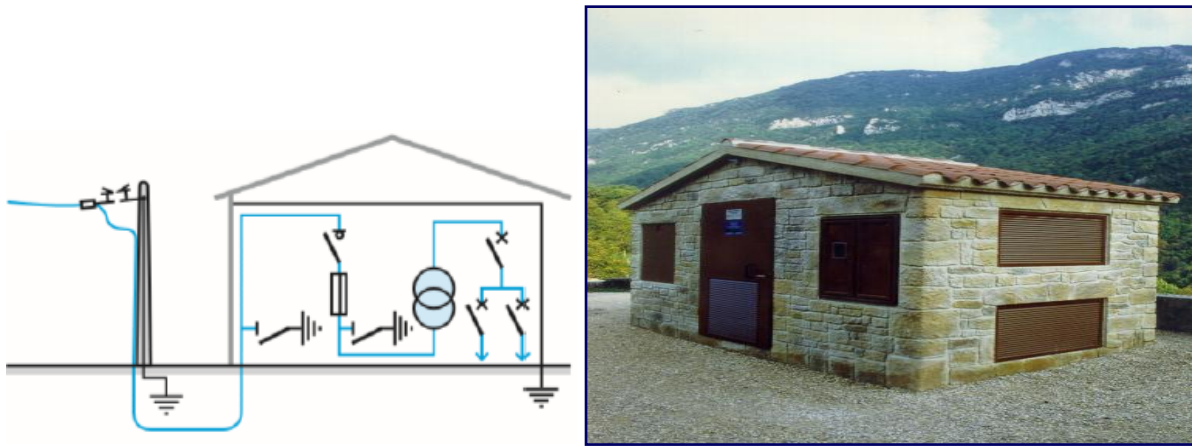


Figure I.23 : Schéma général d'un poste ouvert [10]

I.9.4. Structure d'un poste HTA/BT:

Le poste de livraison (**Figure I.24**) comporte essentiellement de l'appareillage et un ou plusieurs transformateurs afin d'assurer les fonctions suivantes :

- Dérivation du courant sur le réseau ;
- Protection du transformateur côté HT ;
- Transformation HTA/BT ;
- Protection du transformateur côté BT ;
- Comptage d'énergie.

Toutes les masses métalliques du poste sont reliées à la terre.

Pour l'intervention dans le poste, les arrivées doivent être sectionnées et les câbles reliés entre eux mis à la terre.

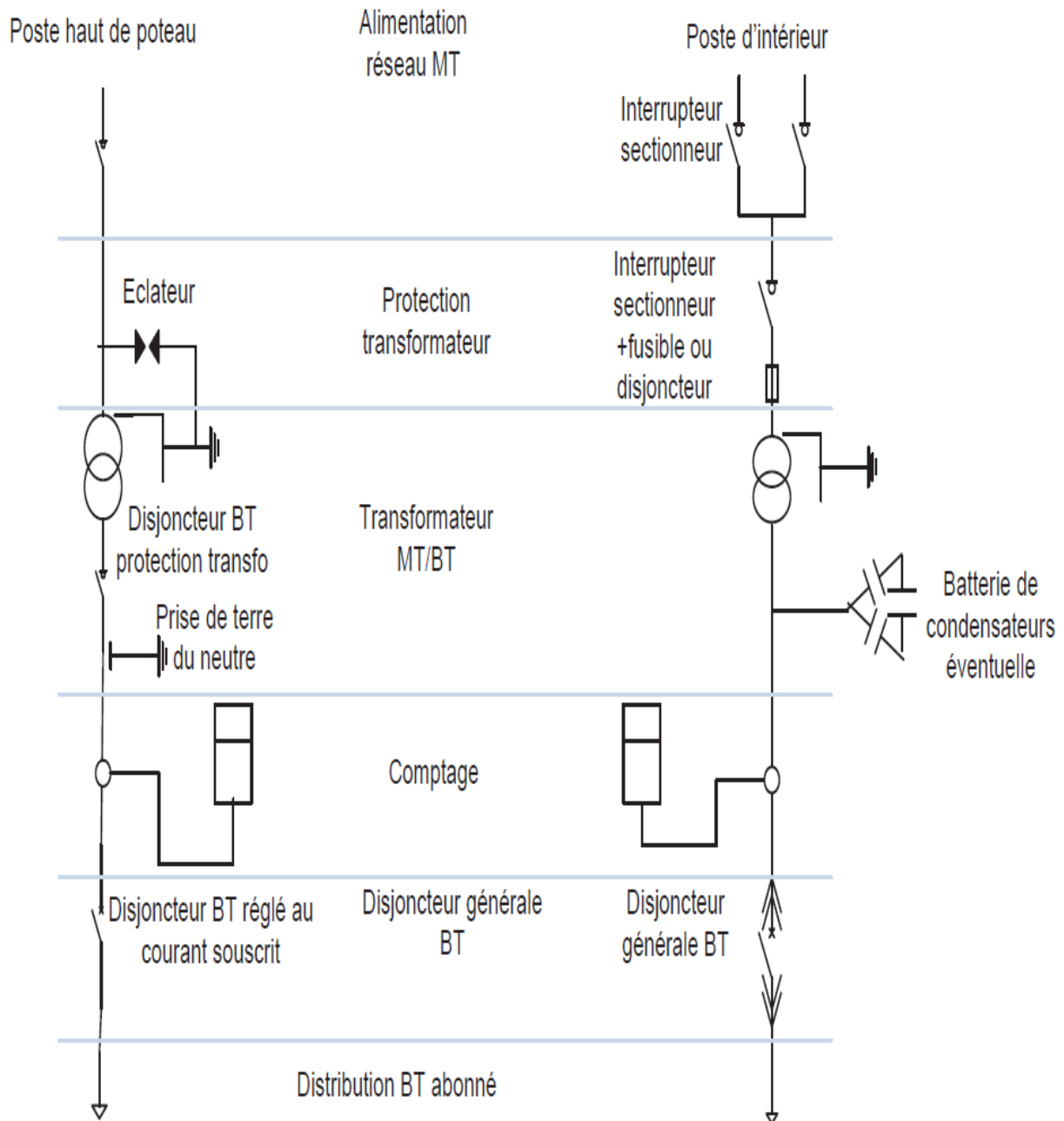


Figure I.24: Structure générale d'un poste MT/BT [10]

I.9.5. Modes d'alimentation des postes HTA [3]:

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

a) Un jeu de barres avec une source:

➤ Architecture :

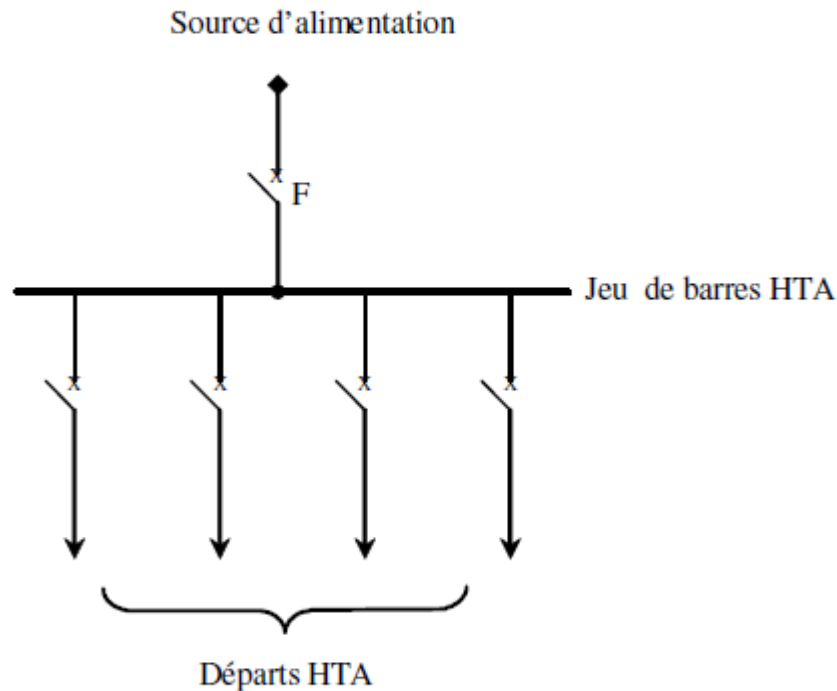


Figure I.25 : Architecture d'un jeu de barres avec une source

➤ **Fonctionnement :**

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

b) Un jeu de barre sans couplage avec deux sources:

➤ **Architecture :**

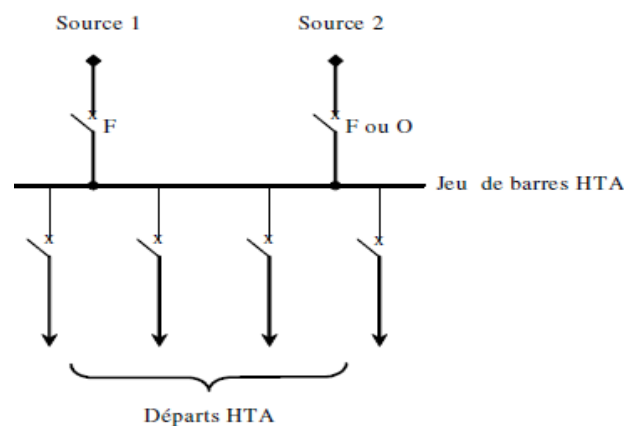


Figure I.26 : Architecture d'un jeu de barres sans couplage avec deux sources

➤ **Fonctionnement :**

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

c) Deux jeux de barres avec couplage et deux sources :

➤ Architecture :

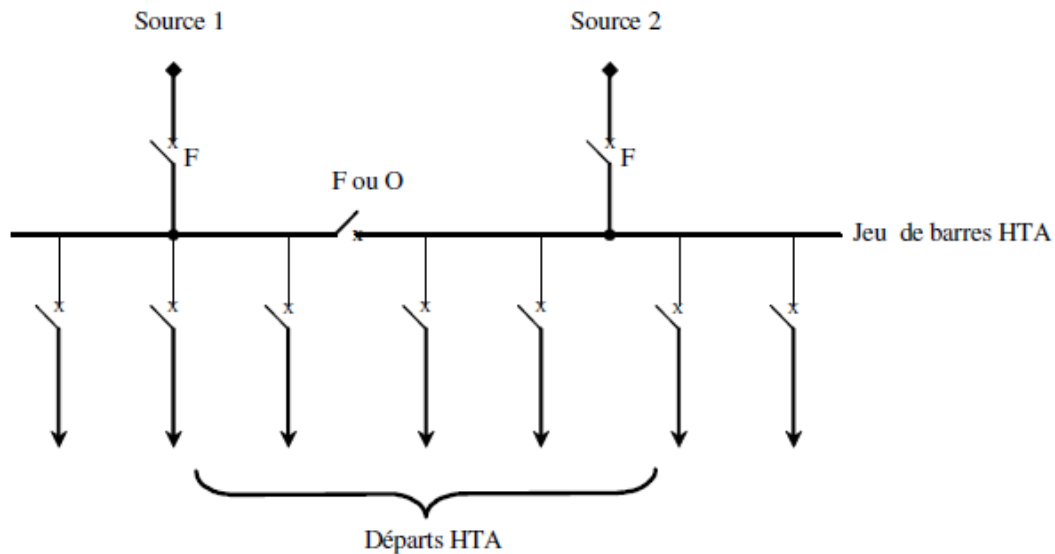


Figure I.27 : Architecture de deux jeux de barres avec couplage et deux sources

➤ Fonctionnement :

Le disjoncteur de couplage peut être maintenu fermé ou ouvert. S'il est ouvert, chaque source alimente un jeu de barre. En cas de perte d'une source, le disjoncteur de couplage est fermé et l'autre source alimente les deux jeux de barre.

En cas de défaut sur un jeu de barre (ou maintenance de celui-ci), une partie seulement des départs n'est plus alimentée.

d) Un jeu de barre sans couplage et trois sources :

➤ Architecture :

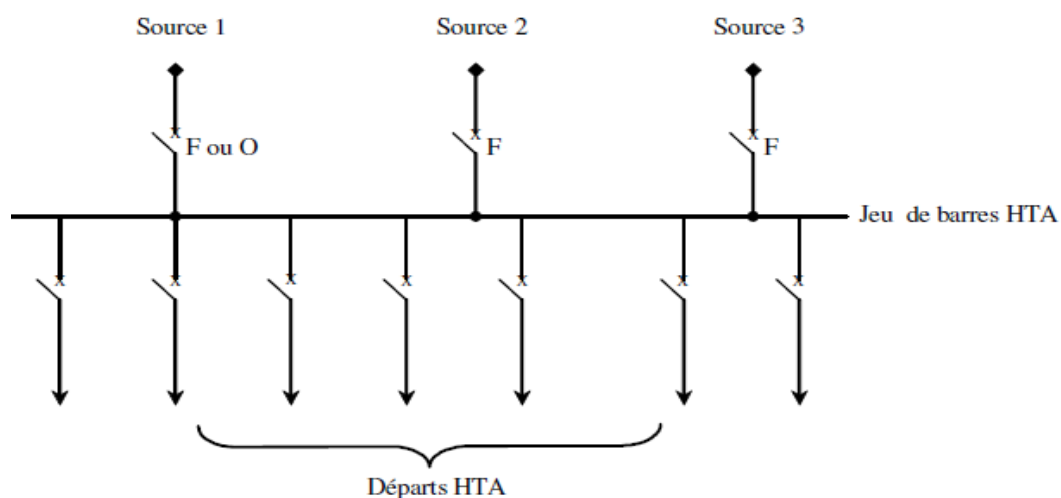


Figure I.28 : Architecture d'un jeu de barre sans couplage avec trois sources

➤ **Fonctionnement :**

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

e) **Trois jeux de barres avec couplages et trois sources :**

➤ **Architecture :**

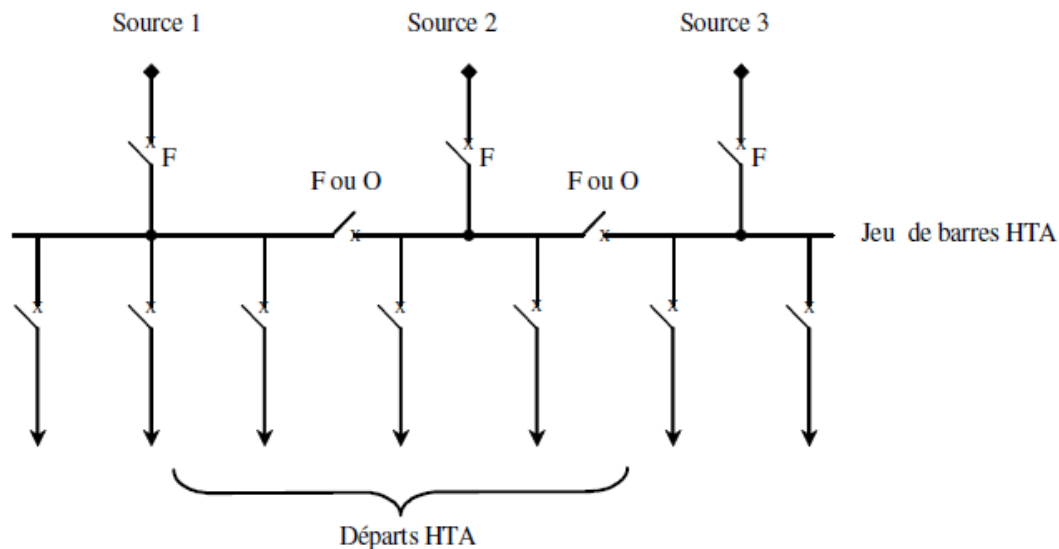


Figure I.29 : Architecture de trois jeux de barres avec couplages et trois sources

➤ **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 de perte d'une source, le disjoncteur de couplage associé est fermé, une source alimente deux sections de barres et l'autre une section de barres.

En cas de défaut sur une section de barres (ou maintenance de celle-ci), une partie seulement des départs n'est plus alimentée.

I.9.6. Les différents éléments constitutifs d'un poste électrique:

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

Parmi les équipements primaires, on peut citer: [7]

- Transformateur électrique,
- Disjoncteur à haute tension,
- Sectionneur,
- Sectionneur de mise à la terre
- Parafoudre,
- Transformateur de courant TC,
- Transformateur de tension TT,

- Jeux de barres.

Parmi les éléments secondaires on peut citer :

- Relais de protection,
- Équipements de surveillance,
- Équipements de contrôle,
- Système de téléconduite,
- Équipements de télécommunication,
- Comptage d'énergie.

I.10. les lignes électriques :

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

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

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

- Puissance à transporter, distance de transport et le coût ;
- Esthétique, encombrement et facilité d'installation.

On distingue quatre types de lignes :

- Ligne de distribution à basse tension ;
- Ligne de distribution à moyenne tension ;
- Ligne de transport à haute tension ;
- Ligne de transport à très haute tension.

I.10.1. Lignes de distribution BT :

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

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

I.10.2. Lignes de distribution MT :

Ce sont des lignes qui relient les clients aux postes de transformation principaux de la compagnie de l'électricité. Leur tension est comprise entre 1 kV et 50 kV.

I.10.3. Lignes de transport HT :

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

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

I.10.4. Les lignes de transport THT :

Ce sont des lignes qui relient les centrales éloignées aux centres de consommation ou d'utilisation.

Ces lignes peuvent atteindre des longueurs allant jusqu'à 1000km et elles fonctionnent à des tensions allant jusqu'à 750 kV.

I.11. Conclusion :

Dans ce chapitre, on a énuméré les différentes structures topologiques du réseau de distribution moyenne tension et les différents éléments constitutifs (postes, lignes aériennes, câbles souterrains...).

Ces architectures sont très importantes et très sensibles, ce qui nécessite une protection contre les différents types d'anomalies, tels les courts-circuits, les surtensions, les surintensités, ...etc. Ce qui fera l'objectif du chapitre suivant.

Chapitre II

Défauts et courants de court-circuit

II.1. Introduction :

L'optimisation de la gestion d'un réseau de distribution électrique est liée à une meilleure coordination des protections dans le réseau. Un bon plan de protection dans le réseau, permet en effet de réduire considérablement les temps d'interruption suite aux défauts, et contribue aussi à la réduction des pertes techniques en évitant la circulation des courants de défaut qui provoquent plus de pertes joules. Le calcul des courants de court-circuit est une étape préliminaire, indispensable au réglage des valeurs-seuil des relais de protection dans le réseau pour un déclenchement plus rapide. La connaissance des courants de défaut maximum et minimum dans le réseau est nécessaire pour un bon choix des équipements de protection afin de limiter leur destruction et prolonger leur durée de vie. Cela assure aussi la protection des personnes.

II.2. Définition des courts-circuits :

Le court-circuit se traduit par une réduction de l'impédance entre les phases ou entre la phase et la terre à zéro ou à une petite valeur, ce qui engendre, ainsi, une augmentation importante de l'intensité de courant.

II.3. Caractéristiques des courts-circuits [9]:

Ils sont principalement caractérisés par :

II.3.1. Leurs durées :

a) Les courts-circuits auto-extincteurs :

Ils sont caractérisés par leur disparition spontanée en des temps très courts (environ 50ms) sans provoquer de déclenchement sur le réseau.

b) Les courts-circuits fugitifs :

Ce sont des défauts qui nécessitent une brève coupure du réseau d'alimentation d'environ 0.3s.

c) Les courts-circuits semi-permanents :

Afin de disparaître, ils nécessitent une ou plusieurs coupures assez longues du réseau d'alimentation (environ une dizaine de secondes), mais sans intervention du personnel d'exploitation.

d) Les courts-circuits permanents :

Ce sont des défauts qui provoquent une coupure définitive du réseau d'alimentation, ce qui nécessite l'intervention du personnel pour la remise en service.

II.3.2. Leurs origines :

a) Elle peut être mécanique :

Rupture de conducteurs, liaison électrique accidentelle entre deux conducteurs par un corps étranger conducteur tel qu'outils ou animaux.

b) Elle peut être électrique :

Suite à la dégradation de l'isolement entre phases, ou entre phase et masse ou terre, ou suite à des surtensions d'origine interne (manœuvre) ou atmosphérique.

c) Elle peut provenir d'une erreur d'exploitation :

Mise à la terre d'une phase, couplage entre deux sources de tension différentes ou des phases différentes, fermeture par erreur d'un appareil de coupure.

II.3.3. Leur localisation :

- a) Le court-circuit peut être interne à un matériel (câble, moteur, transformateur, tableau...), il entraîne généralement des détériorations.
- b) Le court-circuit peut être externe à un matériel (câble, moteur, transformateur, tableau...). Les conséquences sont limitées à des perturbations pouvant entraîner à plus ou moins longue échéance des détériorations dans le matériel considéré, et conduire ainsi à un défaut interne.

II.4. Les différents types de courts-circuits [9] :

II.4.1. Courts-circuits monophasés :

Les défauts monophasés sont les défauts les plus fréquents (80 % des cas), causés par la mise accidentelle à la terre d'un fil de phase du réseau (comme le montre la **figure II.1**).

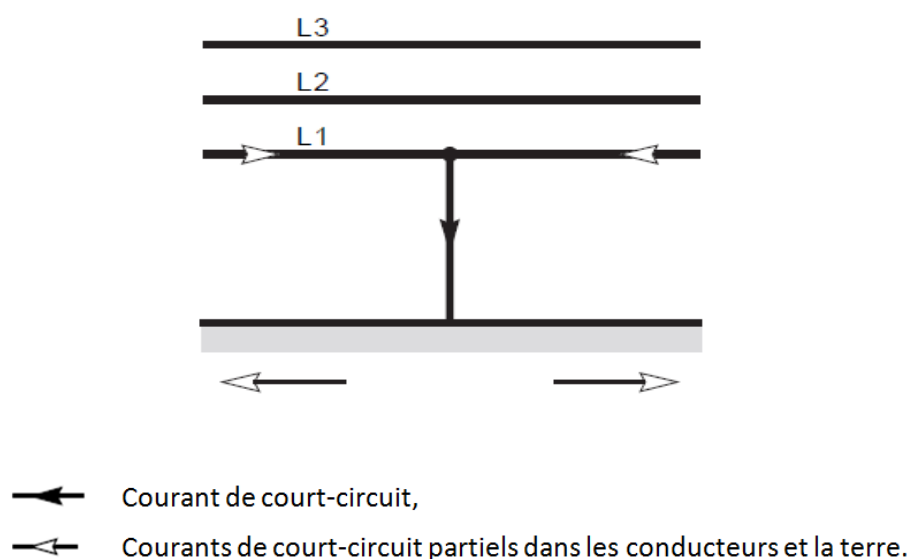


Figure II.1 : Court-circuit phase-terre

II.4.2. Courts-circuits biphasés :

Les courts-circuits biphasés sont le résultat d'un contact accidentel entre deux phases (15 % des cas). Ces défauts dégénèrent souvent en défauts triphasés ; Le défaut entre deux phases sans contact avec la terre est appelé défaut entre phases isolé et le défaut entre phases via la terre est appelé défaut avec liaison à la terre (voir **figure II.2 et II.3**).

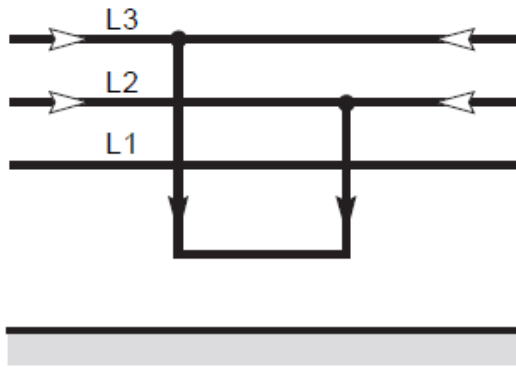


Figure II.2 : Court-circuit biphasé, isolé

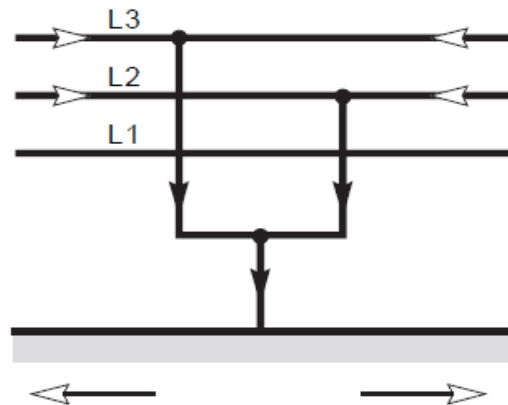


Figure II.3 : Court-circuit biphasé - terre

II.4.3. Courts-circuits triphasés :

Les courts-circuits triphasés sont les incidents les plus rares (5 % des cas), dû aux courts-circuits entre les trois phases avec ou sans liaison à la terre (voir figure II.4).

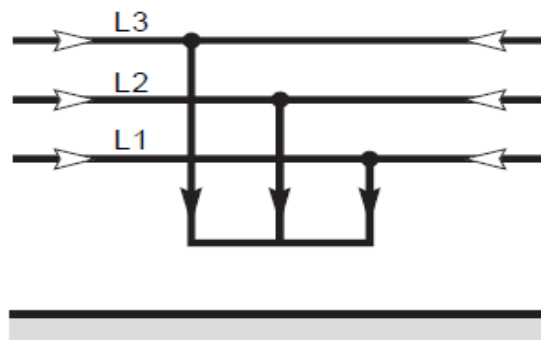


Figure II.4: Court-circuit triphasé

II.5. Conséquences des défauts de court-circuit [9]:

- Destructures provoquées par les arcs qui arrivent à détruire les chaînes d'isolations, fondre le cuivre et le plomb en présence du claquage d'un câble souterrain.
- Echauffement dû à la présence des courants de court-circuit consécutifs. Ces courants provoquent des échauffements importants, en particulier dans les câbles souterrains où les échanges calorifiques avec l'extérieur sont assez limités.

- Chutes de tension conséquences immédiate des courants de court-circuit qui provoquent des brusques variations de tension, non seulement sur la ligne court-circuitée, mais aussi sur les lignes adjacentes.
- Présence d'efforts électrodynamiques : Si le matériel supporte le passage des courants de court-circuit très intenses, il sera soumis à des efforts électrodynamiques importants.
- Explosions des disjoncteurs provoquées par l'importante valeur des courants de court-circuit : Le fort courant peut provoquer l'explosion des disjoncteurs particulièrement si ces derniers sont anciens et sont placés dans les réseaux moyenne tension et alimentés par des transformateurs HTA/HTB de puissances élevées.

II.6. Etude des courts-circuits :

II.6.1. Utilité de calcul du courant de court-circuit [11]:

Il est impératif de connaître la valeur du courant de court-circuit I_{cc} à tous les endroits d'une installation, où l'on veut placer un dispositif de protection (fusible ou disjoncteur) chargé d'interrompre ce court-circuit. Il faut en effet s'assurer que le pouvoir de coupure du fusible ou du disjoncteur est bien supérieur au courant de court-circuit à cet endroit.

L'incapacité d'un fusible ou d'un disjoncteur d'interrompre un courant de court-circuit peut conduire à des résultats catastrophiques. En effet deux valeurs du courant de court-circuit doivent être déterminées :

- Sa valeur maximale, quand le court-circuit se produit aux même bornes de l'organe de protection, et dans le cas le plus défavorable (défaut triphasé)
- Sa valeur minimale, quand le court-circuit se produit à l'extrémité de la liaison protégée, c'est-à-dire à l'entrée du prochain organe de protection, et dans le cas le plus favorable (défaut biphasé).

II.6.2. Etablissement des courants de court-circuit et forme de l'onde [9] :

Un réseau simplifié se réduit à une source de tension alternative constante, un interrupteur et une impédance Z_{cc} représentant toutes les impédances situées en amont de l'interrupteur, et une impédance de charge Z_s (figure II.5).

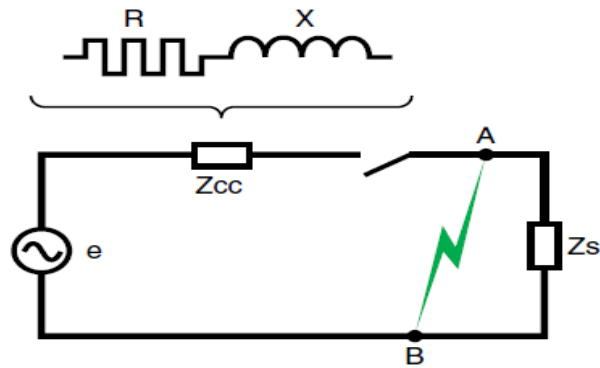


Figure II.5 : Schéma simplifié d'un réseau

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} .

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

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 MT
- 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.6.3. 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 II.6**).

Appelons φ le déphasage entre le courant et la tension.

Le courant de court-circuit est de la forme suivante :

$$I_{cc} = \frac{E\sqrt{2}}{Z_{cc}} \left[\sin(\omega t + \alpha - \varphi) - \sin(\alpha - \varphi) + e^{\frac{-R}{X}\omega t} \right] \dots\dots\dots (1)$$

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

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

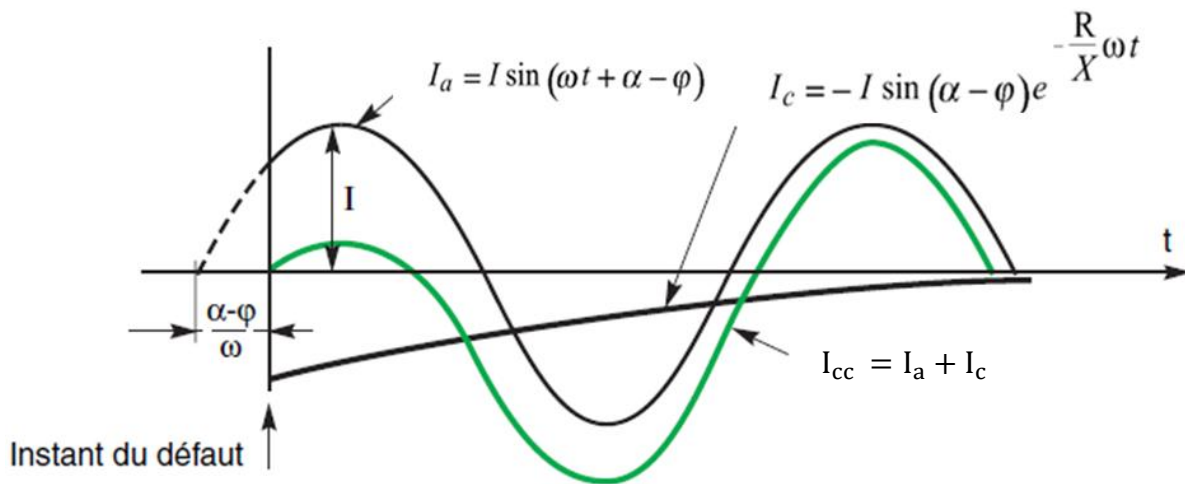


Figure II.6 : Décomposition du courant de court-circuit

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 :

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

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 :

$$\hat{I} = \frac{E\sqrt{2}}{\sqrt{R^2 + X^2}} \left[1 + e^{\frac{-R}{X}\pi} \right] \dots\dots\dots(3)$$

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

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

- **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 (**Figure II.7**).

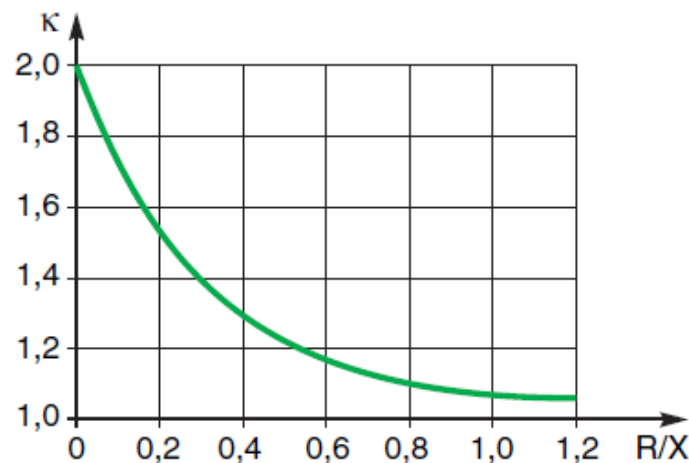


Figure II.7 : Variation du facteur κ en fonction de R / X

II.6.4. Méthode de calcul des courts-circuits [14] :

II.6.4.1. Méthodes des composantes symétriques :

En fonctionnement normal, les réseaux triphasés constituent des ensembles équilibrés.

Mais dans le cas où ils sont le siège de défauts, cet équilibre fait place à une dissymétrie importante.

a) Définition des Composantes Symétriques :

Un système triphasé sinusoïdal équilibré est formé par trois grandeurs sinusoïdales ayant même amplitude et même pulsation, mais présentant deux à deux un déphasage de 120° (ou égal à un multiple de 120°). Voir (**figure II.8**).

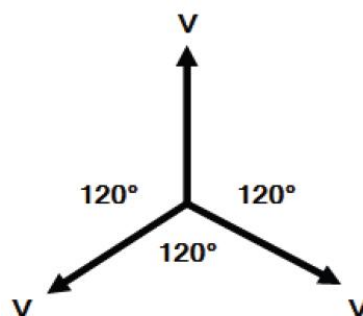


Figure II.8: Système triphasé

A partir des trois vecteurs V , on va chercher à déterminer le nombre de systèmes triphasés équilibrés distincts qu'il est possible de réaliser. Un élément essentiel de la discrimination réside dans le sens du déphasage des vecteurs V ; ce sens peut être en effet, le sens horaire ou le sens inverse. Pour plus de commodité, numérotions les trois vecteurs V_1 , V_2 et V_3 .

Si les numéros croissent dans le sens horaire, chacune des grandeurs possède un déphasage arrière de 120° par rapport à celle qui la précède, et ceci dans l'ordre de numérotation : le système est direct. Voir (figure II.9).

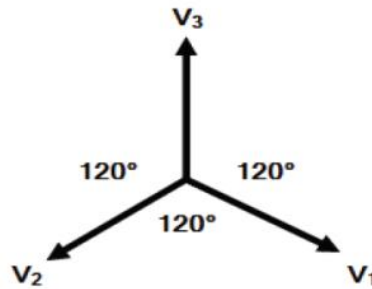


Figure II.9 : système direct

Si les numéros décroissent dans le sens horaire, chacune des grandeurs possède un déphasage avant de 120° par rapport à celle qui la précède, et ceci dans l'ordre de numérotation : le système est inverse. Voir (figure II.10).

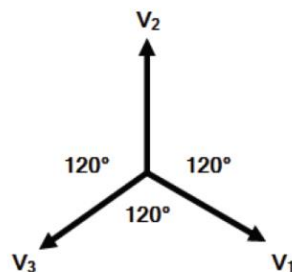


Figure II.10 : Système inverse

Si les trois vecteurs sont confondus, les grandeurs constituant le système sont en phase : le système est homopolaire. Voir (figure II.11).

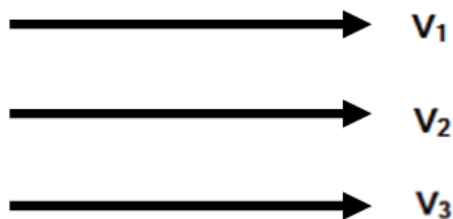


Figure II.11 : Système homopolaire

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

- **Remarque :**

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

b) Définition et propriété de l'opérateur " a " :

Le principe de la méthode des composantes symétriques consiste à ramener un système de trois vecteurs quelconques à trois systèmes de vecteurs symétriques. Pour faciliter cette opération, on fait appel à un nouvel opérateur appelé " a " qui désigne un nombre complexe défini par :

$$a = e^{j\frac{2\pi}{3}}$$

Un vecteur V affecté de l'opérateur " a " est un vecteur aV qui est déphasé de 120° en avant par rapport au vecteur V, le sens de déphasage étant le sens trigonométrique ou antihoraire.

Un vecteur V affecté de l'expression a² est un vecteur a²V qui est déphasé de 240° en avant par rapport au vecteur V, le sens de déphasage étant le sens trigonométrique ou antihoraire.

La **figure II.12** explique la disposition des vecteurs affectés de l'opérateur " a "

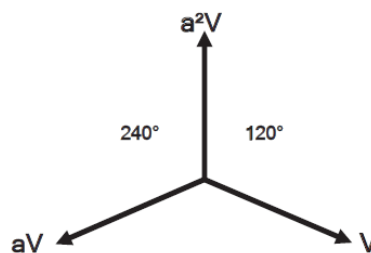


Figure II.12 : Disposition des vecteurs affectés de l'opérateur " a "

Un déphasage avant ou arrière de 360° fait coïncider le vecteur a³V avec le vecteur V, ce qui permet d'écrire :

$$a^0 = a^3 = a^6 = \dots = 1$$

$$a = a^4 = a^7 = \dots = a^2$$

$$1/a^2 = a^2 = a$$

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

" a " est appelé " Opérateur de Rotation Triphasé ".

c) Décomposition d'un système de vecteurs en ses composantes symétriques :

La méthode des composantes symétriques 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 [14]:

- L'un direct ($\bar{V}_d$)
- L'autre inverse ($\bar{V}_i$)
- La troisième homopolaire ($\bar{V}_0$)

$$\left\{ \begin{array}{l} \bar{V}_1 = \bar{V}_d + \bar{V}_i + \bar{V}_0 \\ \bar{V}_2 = a^2 \bar{V}_d + a \bar{V}_i + \bar{V}_0 \\ \bar{V}_3 = a \bar{V}_d + a^2 \bar{V}_i + \bar{V}_0 \end{array} \right. \quad (1) \quad \left\{ \begin{array}{l} \bar{V}_d = \frac{1}{3}(\bar{V}_1 + \alpha \bar{V}_2 + \alpha^2 \bar{V}_3) \\ \bar{V}_i = \frac{1}{3}(\bar{V}_1 + \alpha^2 \bar{V}_2 + \alpha \bar{V}_3) \\ \bar{V}_0 = \frac{1}{3}(\bar{V}_1 + \bar{V}_2 + \bar{V}_3) \end{array} \right. \quad (2)$$

d) Principe de l'impédance des composantes :

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

$$\left\{ \begin{array}{l} \bar{V}_d = \bar{E}_d - \bar{Z}_d \bar{I}_d \\ \bar{V}_i = \bar{E}_i - \bar{Z}_i \bar{I}_i \\ \bar{V}_0 = \bar{E}_0 - \bar{Z}_0 \bar{I}_0 \end{array} \right. \quad (3)$$

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

En admettant que, par construction, les générateurs sont équilibrés (**Figure II.13**) c'est-à-dire :

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

Les équations s'écrivent :

$$\left\{ \begin{array}{l} \bar{V}_d = \bar{E}_d - \bar{Z}_d \bar{I}_d \\ \bar{V}_i = -\bar{Z}_i \bar{I}_i \\ \bar{V}_0 = -\bar{Z}_0 \bar{I}_0 \end{array} \right. \quad (4)$$

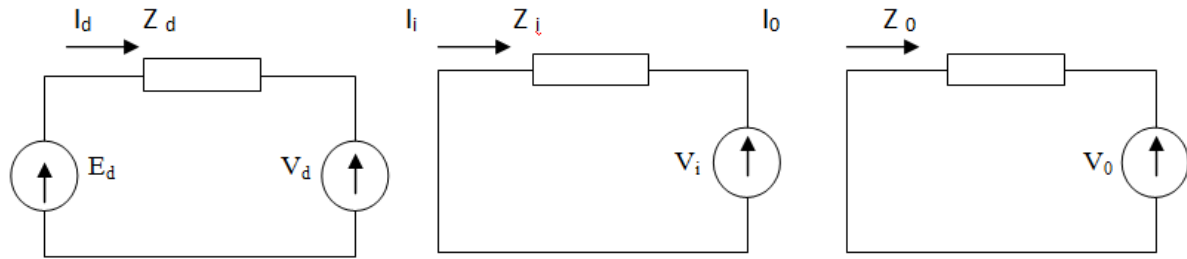


Figure II.13 : Schéma équivalent des équations

II.6.4.2.Méthode des valeurs réduites :

a) Définition :

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

On choisit 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 :

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

b) 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

c) Réactances des éléments du réseau :

➤ 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 pour 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 $\bar{I}$: Valeurs ramenées à U_x

d) Réactance réduite des éléments constituant le réseau :

➤ **Composante direct et inverse :**

– **Ligne :**

$$\bar{X} = X \cdot L \frac{S_b}{U_b^2} \dots\dots\dots(5)$$

Avec :

X : réactance de la ligne ;

L : longueur de la ligne ;

S_b et U_b : Puissance et tension de base.

– **Alternateur :**

$$X = X''_d \frac{S_b}{S_n} \frac{U_n^2}{U_b^2} \dots\dots\dots(6)$$

– **Transformateur à deux enroulements :**

$$\bar{X}_T = U_{cc}^{12} \frac{S_b}{S_n} \frac{U_n^2}{U_b^2} \dots\dots\dots(7)$$

Avec :

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

S_n , U_n : Puissance et tension nominale.

– **Transformateur à trois enroulements :**

Le calcul se fait en deux étapes :

Première étape :

$$\bar{X}_{12} = U_{cc}^{12} \frac{S_b}{S_n} \frac{U_{1n}^2}{U_b^2} \dots\dots\dots(8)$$

$$\bar{X}_{23} = U_{cc}^{23} \frac{S_b}{S_n} \frac{U_{1n}^2}{U_b^2} \dots\dots\dots(9)$$

$$\bar{X}_{31} = U_{cc}^{31} \frac{S_b}{S_n} \frac{U_{1n}^2}{U_b^2} \dots\dots\dots(10)$$

Deuxième étape :

$$\bar{X}_1 = \frac{1}{2}(\bar{X}_{12} + \bar{X}_{31} - \bar{X}_{23}) \dots\dots\dots(11)$$

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

$$\bar{X}_3 = \frac{1}{2}(\bar{X}_{31} + \bar{X}_{23} - \bar{X}_{12}) \dots\dots\dots(13)$$

- **Remarque :** Toutes les réactances sont ramenées au primaire.

– **Réseaux amont :**

$$\bar{X}_a = \frac{U^2}{P_{cc}} \cdot \frac{1}{X_b} \dots\dots\dots(14)$$

Avec :

P_{cc} : Puissance de court-circuit ;

U : tension entre phase.

➤ **Composantes Homopolaire :**

On utilise les valeurs pratiques, à savoir :

– **Ligne :**

$$\bar{X}_0 = 3 \cdot \bar{X}_d \dots\dots\dots(15)$$

– **Transformateur :**

$$\bar{X}_0 = \bar{X}_d \dots\dots\dots(16)$$

$$\bar{X}_0 = 10 \bar{X}_d \dots\dots\dots(17)$$

➤ **Méthodes de calcul :**

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

Le courant de court-circuit correspondant est égale à :

$$\bar{I}_{cc} = \frac{\bar{U}}{\sqrt{3} \bar{X}_0} \dots\dots\dots(18)$$

Généralement, on prend $\bar{U} = 1.1\bar{U}_n$ du fait que la tension du court-circuit peut être supérieure à la tension nominale.

II.7. Calcul du courant de défaut dans les réseaux MT [12] :

II.7.1. Les défauts monophasés :

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

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

II.7.1.1. 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 secondaire du transformateur HTB/HTA à vide.
- $\bar{Z}_d, \bar{Z}_i$ 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 [13] :

- Equation du défaut :

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

- **Application du principe de superposition :**

On considère un système de tensions équilibrées :

$$\left. \begin{aligned} \bar{E} &= \bar{V}_d + \bar{Z}_d \bar{I}_d \\ 0 &= \bar{V}_i + \bar{Z}_i \bar{I}_i \\ 0 &= \bar{V}_0 + \bar{Z}_0 \bar{I}_0 \end{aligned} \right\} \quad (19)$$

- **Calcul des composantes symétriques des courants :**

$$\left. \begin{aligned} \bar{I}_1 &= \bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_0 \\ \bar{I}_2 &= \bar{I}_0 + a^2 \bar{I}_d + a \bar{I}_i \\ \bar{I}_3 &= \bar{I}_0 + a \bar{I}_d + a^2 \bar{I}_i \end{aligned} \right\} \quad (20)$$

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 :

$$\bar{I}_d = \bar{I}_i = \bar{I}_0 = \frac{\bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_0} \quad \dots\dots\dots(21)$$

- **Valeur du courant de défaut :**

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

$$\bar{I}_1 = \frac{3\bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_0} \quad \dots\dots\dots(22)$$

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 suivantes :

$$\left. \begin{aligned} \bar{V}_d &= \frac{\bar{Z}_i + \bar{Z}_0}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_0} \bar{E} \\ \bar{V}_i &= \frac{-\bar{Z}_i}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_0} \bar{E} \\ \bar{V}_0 &= \frac{-\bar{Z}_0}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_0} \bar{E} \end{aligned} \right\} \quad (23)$$

Les tensions de chacune des phases sont données par :

$$\left. \begin{aligned} \overline{V}_2 &= \frac{\overline{Z}_i(a^2 - a) + \overline{Z}_0(a^2 - 1)}{\overline{Z}_d + \overline{Z}_i + \overline{Z}_0} \overline{E} \\ \overline{V}_3 &= \frac{\overline{Z}_i(a - a^2) + \overline{Z}_0(a - 1)}{\overline{Z}_d + \overline{Z}_i + \overline{Z}_0} \overline{E} \end{aligned} \right\} \quad (24)$$

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 :

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

L'addition des équations de superposition donne :

$$\overline{E} = 3R\overline{I}_0 + (\overline{Z}_d + \overline{Z}_i + \overline{Z}_0)\overline{I}_0 \quad \dots\dots\dots(25)$$

$$\text{D'où : } \overline{I}_1 = \frac{3\overline{E}}{\overline{Z}_d + \overline{Z}_i + \overline{Z}_0 + 3R} \quad \dots\dots\dots(26)$$

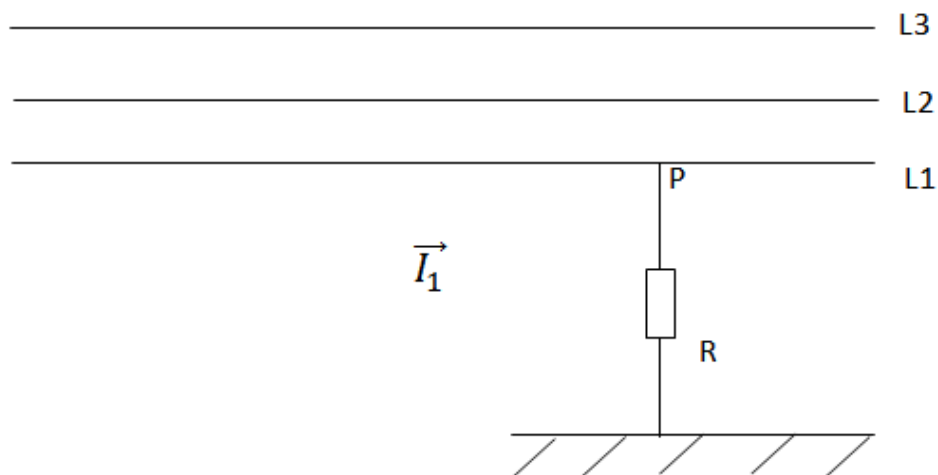


Figure II.14 : Défaut à la terre

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 :

$$\overline{V}_0 = \frac{-\overline{Z}_0}{\overline{Z}_d + \overline{Z}_i + \overline{Z}_0 + 3R} \overline{E} \dots\dots\dots(27)$$

II.7.1.2. 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 capacitifs provenant de la capacité des lignes.
- Les courants résistifs de fuites provenant de l'imperfection des isolants utilisés.

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

$$\bar{I} = \frac{3\bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_0} \quad \dots\dots\dots(28)$$

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 $0.005\mu\text{F}/\text{Km}$ pour une ligne aérienne.

- 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 :

$$\bar{I} = \frac{3\bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_0 + 3R} \quad \dots\dots\dots(29)$$

II.7.2. Les défauts biphasés [15] :

- a) **Défaut biphasé sans terre :**

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

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

Des équations précédentes, on tire :

$$\bar{I}_0 = 0 \quad \text{et} \quad \bar{I}_d = -\bar{I}_i$$

On trouve :

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

L'expression (3) nous donne les composantes directes et inverses du courant :

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

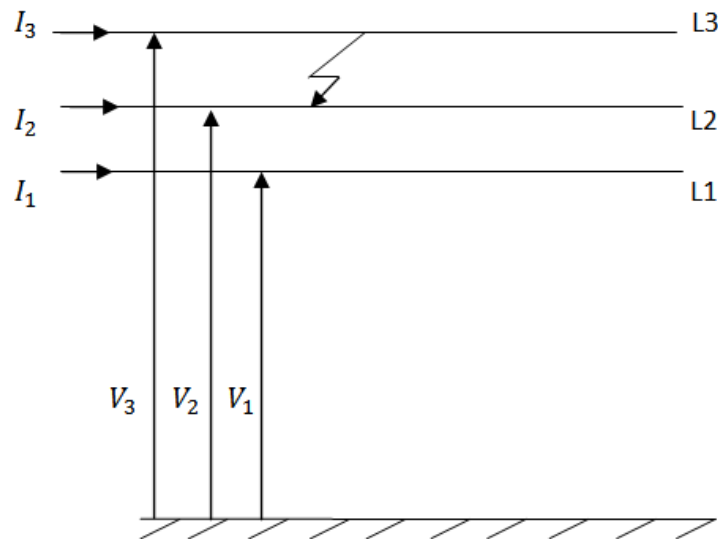


Figure II.15 : Défaut biphasé isolé

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

$$\overline{V}_d = \overline{E} = \frac{\overline{Z}_n}{\overline{Z}_d + \overline{Z}_i} \overline{E} \quad \dots\dots\dots(30)$$

L'expression du courant de court-circuit est :

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

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

$$|\overline{I}_{cc\ 2\ ph}| = \sqrt{3} \frac{\overline{E}}{\overline{Z}_d + \overline{Z}_i}$$

b) Défaut biphasé avec terre :

- **Equation du défaut :**

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

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

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

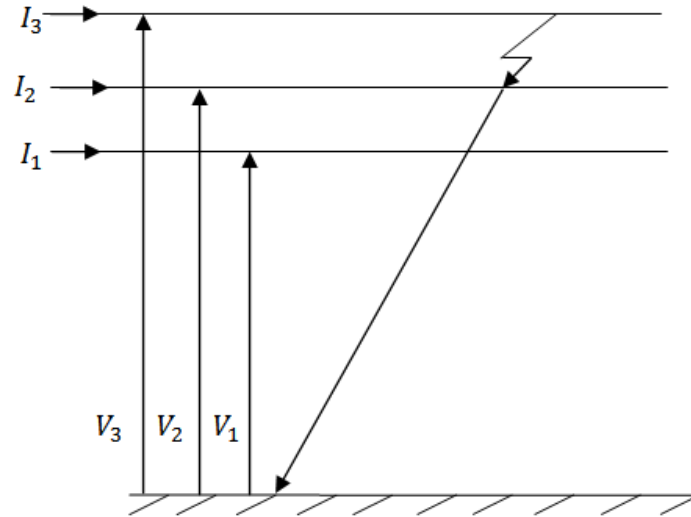


Figure II.16 : Défaut biphasé avec terre

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 (3) on trouve les expressions :

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

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

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

On déduit les expressions des composantes symétriques du courant :

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

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

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

On déduit alors les expressions des courants :

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

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

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

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

$$\bar{I}_{cc \ 2 \ ph-T} = -\frac{3\bar{Z}_i}{\bar{Z}_d \cdot \bar{Z}_i + \bar{Z}_d \cdot \bar{Z}_0 + \bar{Z}_i \cdot \bar{Z}_0} \bar{E}$$

II.7.3. 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 (2) on déduit :

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

De l'expression (3) on tire :

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

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

$$\bar{I}_d = \frac{\bar{E}}{\bar{Z}_d}$$

Le courant de court-circuit triphasé est :

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

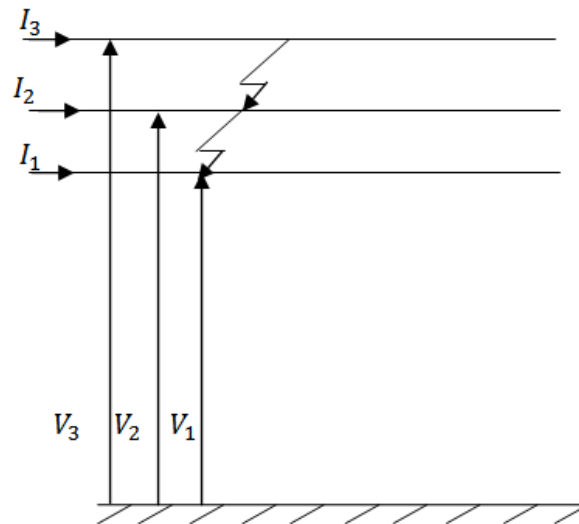


Figure II.17 : Défaut triphasé

II.7.4. Coupure d'une phase [15] :

- Equation du défaut:

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

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

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

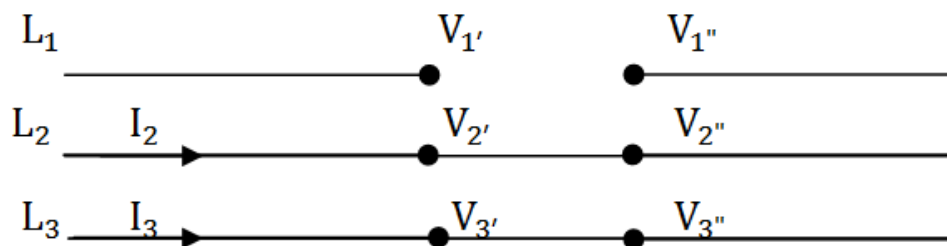


Figure II.18 : coupure d'une phase

Des équations (a) et (b) 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 (3) on trouve :

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

II.8. Conclusion :

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

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

Chapitre III

Equipements de protection des réseaux électriques de distribution HTA

III.1. Introduction :

Toute installation électrique, qui a été prévue pour une tension et une intensité déterminées, peut être le siège de perturbations accidentelles dues à des causes non prévisibles, ou que l'on ne peut empêcher : court-circuit, coup de foudre, etc. ; ces perturbations peuvent être dangereuses pour le personnel et pour le matériel ; il y a donc lieu de s'en prémunir en montant des appareils de protections appropriés.

III.2. Système de protection :

III.2.1. Définition :

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

Le système de protection se compose d'une chaîne constituée des éléments suivants :

- Capteur de mesure « courant et tension » fournissant des informations de mesure nécessaires à la détection des défauts ;
- Relais de protection, chargé de la surveillance permanente de l'état électrique du réseau, jusqu'à l'élaboration des ordres d'élimination des parties défectueuses et leur commande par le circuit de déclenchement ;
- Organes de coupure tel les disjoncteurs, interrupteurs et fusibles. **Figure (III.1)**

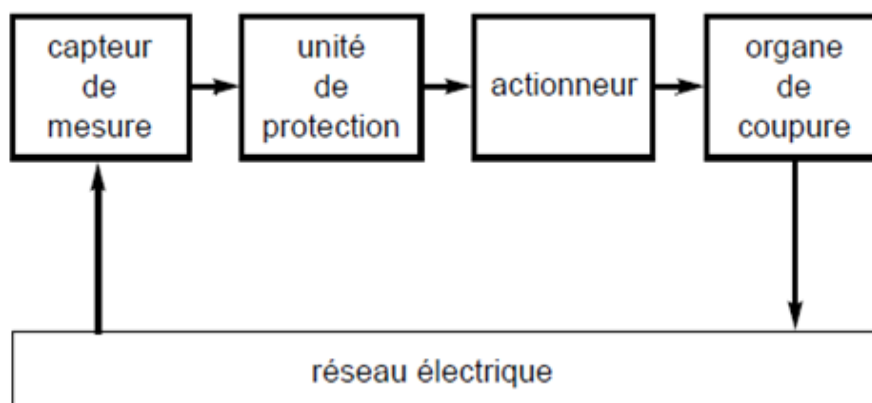


Figure III.1 : la chaîne de protection MT [4]

III.2.2. Rôle :

Les protections envisagées ici sont destinées à la sélection et à l'élimination des défauts d'isolement de toute forme (monophasée, polyphasée). Elles doivent assurer la continuité de fourniture en éliminant rapidement l'élément défectueux tout en évitant la destruction du matériels ainsi, préserver la sécurité des personnes.

III.2.3. Qualités principales d'un système de protection :

- **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.
- **Simplicité** : faciliter la mise en œuvre et la maintenance.

III.3. Appareillage de protection :

III.3.1. Contre les surintensités :

III.3.1.1. Définition des surintensités [16]:

Il y a surintensité dans un circuit électrique quand le courant dépasse la valeur normale prévue pour le circuit.

Une surintensité est caractérisée par le rapport :

$$\frac{I_s}{I_n} = \frac{\text{sursurintensité [A]}}{\text{intensité nominale [A]}}$$

III.3.1.2. Causes des surintensités [17] :

Il existe deux causes de surintensités : les surcharges et les courts-circuits.

- a) **Surcharges** : l'énergie appelée est supérieure à l'énergie maximale prévue ; la tension étant constante, il en résulte une surintensité.
- b) **Courts-circuits** : Ils sont dus, soit à un contact accidentel entre phase et terre, ou entre phase et phase, soit à un défaut d'isolement, soit encore à une fausse manœuvre ; l'augmentation d'intensité qui en résulte est alors très rapide, et l'intensité maximale atteinte peut être très élevée, d'où risques d'accidents.

III.3.1.3. Moyens de protection :

- a) **Protection par disjoncteur** :

➤ **Définition** :

Le disjoncteur est un appareil dont la fonction est d'établir ou d'interrompre tout courant pouvant apparaître dans un circuit à vide, en charge, en surcharge ou en défaut, c'est-à-dire en court-circuit. Il est essentiel dans la protection des réseaux électriques HTA, car il est le seul capable d'interrompre un courant de court-circuit et donc éviter que le matériel soit endommagé.

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 [25] :

- **Disjoncteur à l'huile :**

L'huile qui servait déjà comme isolant a été utilisée dès le début du siècle comme milieu de coupure car cette technique permet la conception d'appareils relativement simples et économiques.

Les disjoncteurs à huile ont été utilisés principalement pour les tensions de 5 à 30 kV (**Figure III.2**).

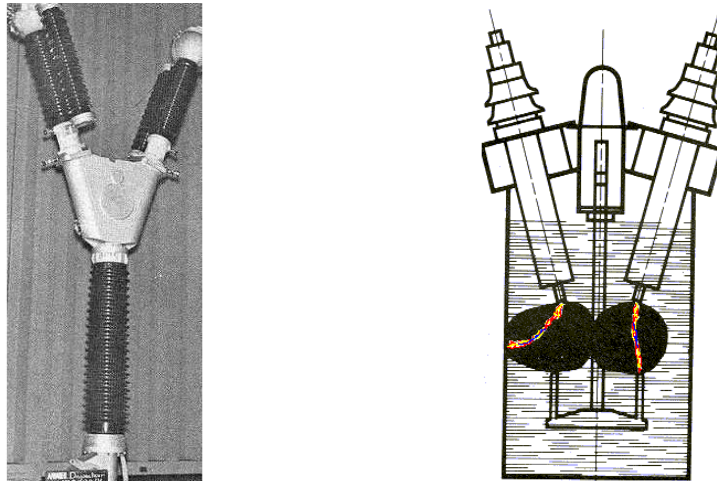


Figure III.2 : Chambre de coupure d'un disjoncteur à coupure dans l'huile

- **Disjoncteurs à air comprimé :**

L'air comprimé est utilisé pour assurer les fonctions suivantes (**Figure III.3**) :

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

Les inconvénients de ce type sont :

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

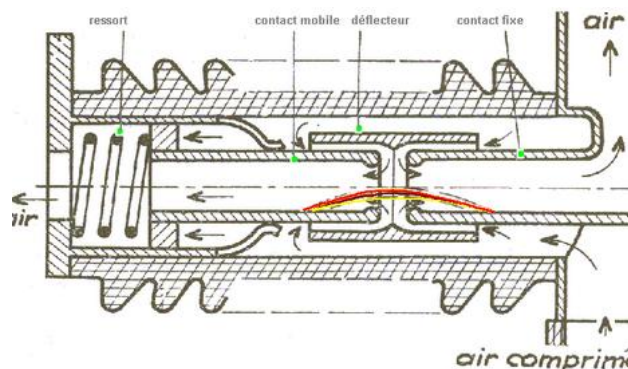


Figure III.3 : Constitution d'un disjoncteur à air comprimé

- **Disjoncteurs à vide :**

En principe, le vide est un milieu diélectrique idéal : il n'y a pas de matière donc pas de conduction électrique. Cependant, le vide n'est jamais parfait et de toute façon a une limite de tenue diélectrique. Malgré tout, le « vide » réel a des performances spectaculaires : à la pression de 10^{-6} bar, la rigidité diélectrique en champ homogène peut atteindre une tension crête de 200 kV pour une distance inter électrodes de 12 mm (**Figure. III.4**).

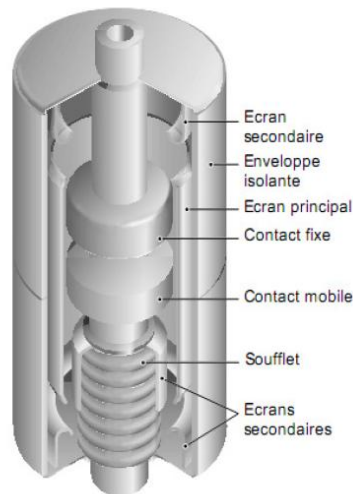


Fig. III.4 : Constitution d'une ampoule de coupure dans le vide

Tous les constructeurs ont été confrontés aux mêmes exigences :

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

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

- **Disjoncteur au SF₆ [18] :**

Ces disjoncteurs ont le même principe que pour les disjoncteurs à air comprimé, la seule différence pour ces disjoncteurs, on utilise l'héxafluorure de soufre pour l'extinction de l'arc, qui est un gaz inerte, incolore et inflammable. Ce type de disjoncteur est utilisé lorsqu'il faut réduire les dimensions du disjoncteur.

b) Protection par sectionneur :

➤ Définition :

Le sectionneur est un appareil mécanique de connexion destiné à ouvrir ou à fermer un circuit électrique lorsque le courant est nul ou pratiquement nul, afin d'isoler la partie de l'installation en aval du sectionneur.

La coupure doit être visible soit directement par observation de la séparation des contacts, soit par un indicateur de position si les contacts ne sont pas visibles.

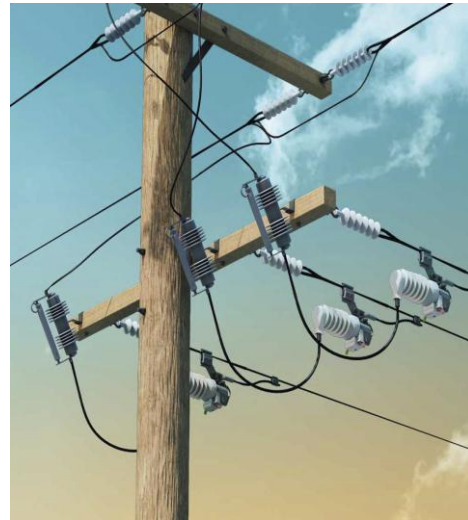


Figure III.5 : Sectionneurs intérieur et extérieur HTA

c) Protection par interrupteur :

➤ Définition :

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

d) Protection par fusible HTA:

➤ Définition :

Les fusibles moyenne tension (**Figure. III.6**) offrent une protection des dispositifs de distribution moyenne tension (de 3 à 36 kV) contre des effets dynamiques et thermiques causés par les courts-circuits plus élevés que le courant minimal de coupure du fusible. Etant donné leur faible coût d'acquisition et ne nécessitant aucune maintenance, les fusibles moyenne tension sont une excellente solution pour la protection de différents types de dispositifs de distribution.

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

- Haut pouvoir de coupure,
- Rapidité,

- Baisse de puissance dissipée,
- Fiabilité,
- Sélectivité.

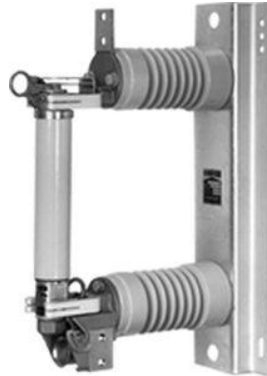


Figure III.6 : Fusible HTA

e) Protection par relais [19] :

➤ **Définition :**

Les relais sont des dispositifs de surveillance des grandeurs électriques du réseau (courant, tension, puissance, fréquence, température, ...etc.). Ils sont destinés à donner des ordres de coupure ou de mise hors tension du circuit lorsque les grandeurs qui l'alimentent franchissent un seuil prédéterminé.

➤ **Types de relais :**

Les relais de protection électrique sont classés en 4 types :

• **Les relais électromagnétiques :**

Ils sont constitués d'une bobine ou solénoïde qui lorsqu'elle est sous tension attire par un phénomène électromagnétique une armature ferromagnétique qui déplace des contacts. (Figure III.7)

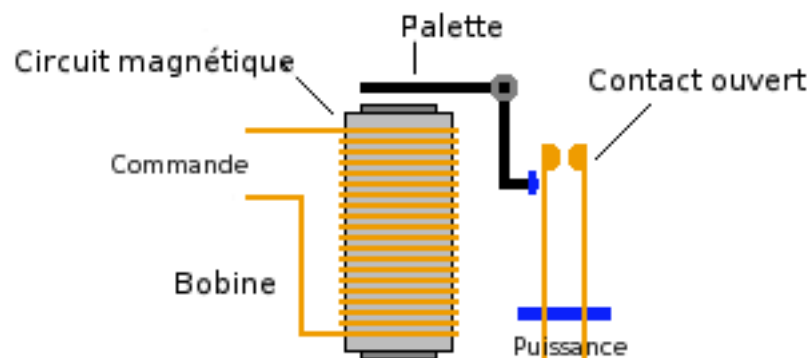


Figure III.7 : Constitution d'un relais électromagnétique

- **Le 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. (Figure III.8)



Figure III.8 : Relais statique

- **Le relais thermique :**

Le relais thermique est un organe de protection contre les surcharges. Il est constitué de bilames insérés dans le circuit de puissance qui contrôlent l'intensité. En cas de surcharge, elles actionnent un contact à accrochage, que l'on insère dans le circuit de commande. Les bilames sont chauffés directement par le passage du courant pour les fortes intensités. Pour les faibles intensités, une résistance est entourée autour, et enfin, pour les très fortes intensités le courant est prélevé sur des transformateurs d'intensité. (Figure III.9)

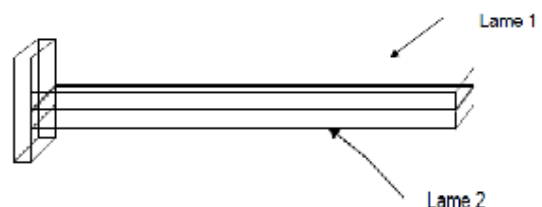


Figure III.9 : Relais thermique

- **Les relais numériques :**

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

III.3.2. Contre les surtensions [17]:

III.3.2.1. Définition des surtensions :

Une surtension est toute tension entre un conducteur de phase et la terre, ou entre conducteurs de phase, dont la valeur de crête dépasse la valeur de crête correspondant à la tension la plus élevée pour le matériel.

III.3.2.2. Causes des surtensions :

Les surtensions peuvent être d'origine interne ou d'origine externe.

- a) **Surtensions d'origine interne :** Toute perturbation dans un circuit électrique provoque, par induction, une variation rapide et momentanée de la tension ; exemples : ouverture et fermeture d'un circuit, claquage ou contournement d'un isolant, etc.
- b) **Surtensions d'origine externe :** Elles sont produites par l'électricité atmosphérique qui peut déterminer, soit un coup de foudre direct sur la ligne ou sur un pylône, soit un coup de foudre indirect.

III.3.2.3. Moyen de protection [17] :

On voit que les surtensions peuvent être dangereuses pour le matériel, avec risques de détérioration et de destruction, et dangereuses pour le personne, avec risques d'électrocution. Il y a donc lieu de s'en protéger par des moyens appropriés :

- a) **Parafoudres :**

- **Définition :**

Un parafoudre est un dispositif de protection des appareillages électriques et électroniques contre les surtensions électriques transitoires générées par exemple par la foudre ou certains équipements industriels.

- **Parafoudre HTA :**

Il est constitué de plusieurs résistances non linéaires, au carbure de siliciums associés à deux éclateurs en série. L'un de ces éclateurs, dit auxiliaire, évite le maintien en

permanence, sous pleine d'isolateur du dispositif de coupure. L'autre éclateur, placé à l'intérieur d'un tube en fibre, possède un niveau d'amorçage assez bien défini, il forme la partie active du parafoudre.

Lorsqu'un arc s'amorce à l'intérieur du tube, il décompose la fibre et donne naissance à une masse de gaz peu conductrice qui s'expulse violemment par l'ouverture inférieure, l'arc est alors soufflé et s'éteint en une demi période. **(Figure III.10)**



Figure III.10 : Parafoudre HTA

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

Leur efficacité n'est garantie que s'ils sont placés à proximité immédiate du transformateur à protéger.

b) Les éclateurs :

➤ Définition :

L'éclateur est un dispositif simple constitué de deux électrodes dans l'air, la première reliée au conducteur à protéger, la deuxième reliée à la terre.

A l'endroit où il est installé dans le réseau, l'éclateur représente un point faible pour l'écoulement des surtensions à la terre et protège ainsi le matériel. **(Figure III.11)**

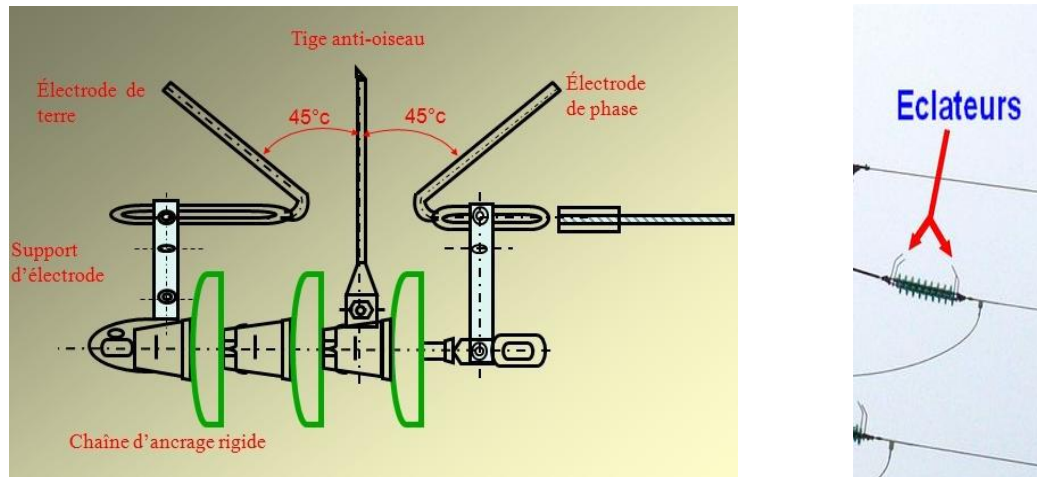


Figure III.11 : Eclateurs placés sur la ligne de transport et sa constitution

III.4. Protection des transformateurs : [20]

Interface entre niveaux de tensions, le transformateur subit toutes les perturbations : coup de foudre, coupures de lignes, etc. ; ainsi les variations anormales de la température ambiante ou de la charge peuvent provoquer un échauffement des enroulements susceptible de compromettre la durée de la vie de l'appareil.

Les transformateurs peuvent être affectés tant par des défauts internes que par des défauts externes.

Les défauts électriques internes sont généralement dus à des contacts :

- entre des spires d'un même enroulement ;
- entre enroulements (entre phases) ;
- entre un enroulement et la cuve du transformateur.

Ils sont normalement éliminés par des protections dont les fonctions sont détaillées ci-après [21].

III.4.1. Protection différentielle :

La protection différentielle du transformateur est une protection principale qui a une sélectivité absolue.

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

Cette protection s'utilise :

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

III.4.2. Protection masse-cuve :

Cette protection est utilisée dans la détection des défauts d'isolement ou de courts-circuits à la masse qui se fait par un relais à maximum de courant monophasé. Le principe est de relier la cuve du transformateur à la terre par un conducteur et détecter les courants qui y circulent. Pour cela, il faut impérativement que la cuve soit parfaitement isolée du sol (courant de contournement).

III.4.3. Protection par Buchholz :

Cette protection est destinée à détecter les défauts pour tout appareil immergé dans un isolant liquide. Pour les transformateurs, les arcs qui prennent naissance à l'intérieur de la cuve décomposent certaine quantité d'huile et provoquent un dégagement gazeux. Les gaz produits montent vers la partie supérieure de la cuve du transformateur et de là vers le conservateur à travers un relais mécanique appelé relais BUCHHOLZ, cela entraîne le basculement des flotteurs soit par signalisation d'alarme en cas d'un défaut moins dangereux, soit par déclenchement en cas d'avarie grave. (Figure III.12)

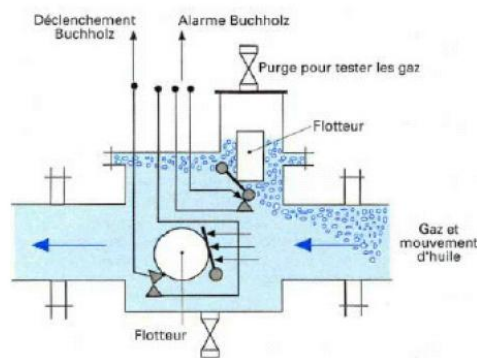


Figure III.12 : Relais Buchholz

III.4.4. Protection par DGPT (Détecteur Gaz, Pression et Température) :

Le DGPT est un dispositif de protection utilisé pour le transformateur isolement liquide. Ce dispositif détecte les anomalies au sein du diélectrique liquide telles : Emission de gaz, élévation de pression ou de température, et provoque la mise hors tension du transformateur.

Les informations fournies par ce relais sous forme de contacts seront exploitées selon les cas de deux façons :

- Déclenchement : Ordre d'ouverture à la cellule de protection du transformateur, assurant la mise hors tension du transformateur.
- Alarme : Lorsque la mise hors tension du transformateur n'est pas obligatoire.

(Figure III.13)



Figure III.13 : Relais DGPT

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) [20] :

Les transformateurs de tension (**Figure III.14**) 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 grandeurs 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.14 : Transformateur de tension

III.5.2. Les transformateurs de courant (TC) :

Les transformateurs de courant (**Figure III.15**) sont utilisés pour fournir l'information aux relais. Pour cela ils doivent délivrer un courant secondaire proportionnel aux courants primaires 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.15 : Transformateur de courant

III.5.3. Types industriels :

a) Modèles classiques à noyau de fer :

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

b) Modèles à tore de Rogowski :

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

c) Modèles dits "non conventionnels" :

On désigne sous ce nom des modèles fonctionnant sur le principe de l'effet Hall (courant électrique traversant un matériau baignant dans un champ magnétique engendre une tension perpendiculaire à ceux-ci) ou de l'effet Faraday. 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.

d) TC Tore : [20]

Un enroulement de Rogowski, est un dispositif électrotechnique permettant de mesurer le courant alternatif ou les impulsions de courant à grande vitesse (**Figure III.16**). 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 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 à d'autres types de transformateurs de courants 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 à un noyau d'air plutôt qu'un noyau de fer, il n'est pas perturbé par des courants de Foucault dans le noyau et peut donc répondre aux courants à changement rapide. Comme il n'a aucun noyau de fer à saturer, il est fortement linéaire même lorsqu'il est soumis à de 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.

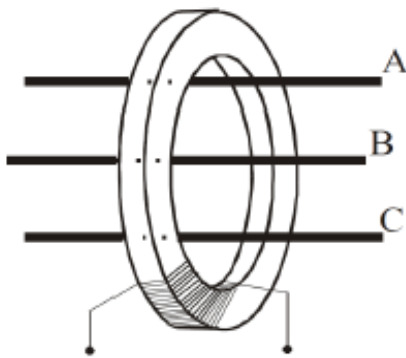


Figure III.16 : Transformateur de courant type tore

III.6. Protection d'un départ HTA :

Les protections sont installées en tête de départ. La protection est réalisée par trois relais ; deux relais de phase qui assurent la protection contre les défauts entre phases (polyphasé) et un relais homopolaire qui assure la protection contre les défauts entre phases et terre (monophasé). Ces relais sont alimentés par des transformateurs de courants insérés dans les phases.

III.6.1. Protection contre les défauts entre phases:

Cette protection s'effectue pour chaque départ MT à l'aide de deux relais à maximum de courant à temps constant montés au secondaire de deux transformateurs de courant placés sur deux phases. La troisième phase ne comportant pas de relais se trouve protégée par ces deux relais car tout défaut polyphasé intéresse au moins deux phases. Voir (Figure III.17). [15]

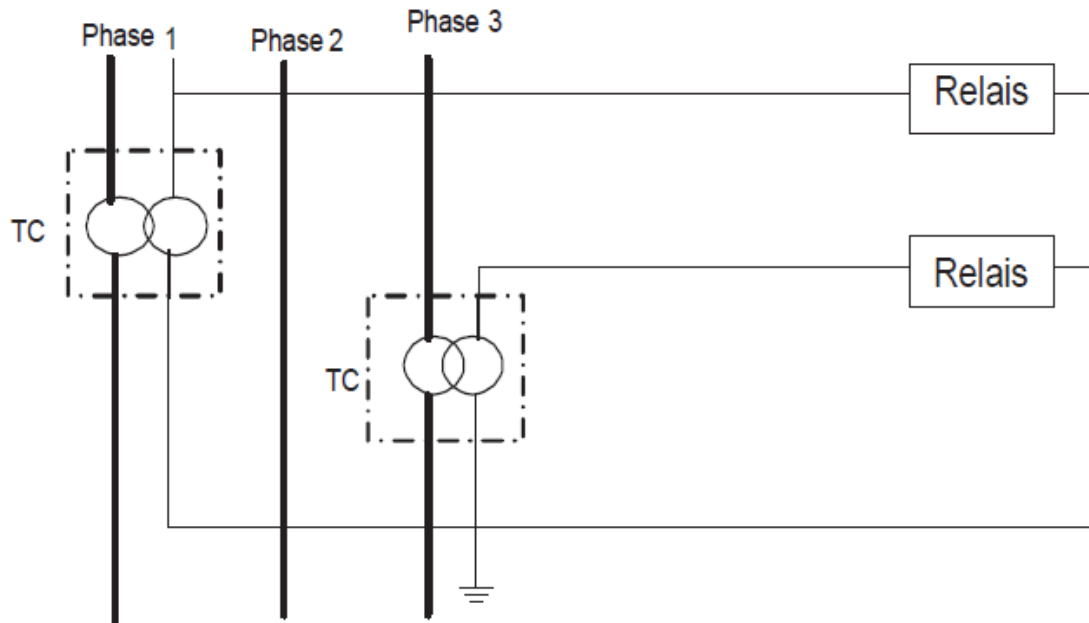


Figure III.17 : Schéma de protection contre les défauts entre phases

III.6.2. 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 répondre aux conditions suivantes : [15]

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

III.6.3. 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 devra éliminer rapidement les courts-circuits d'un courant élevé (court-circuit franc au secondaire d'un transformateur).

[15]

III.6.4. Protection contre les défauts entre phase et terre :

Elle s'effectue à l'aide d'un seul relais à maximum de courant homopolaire monté dans le circuit du neutre des trois TC comme le montre la **figure III.18**.

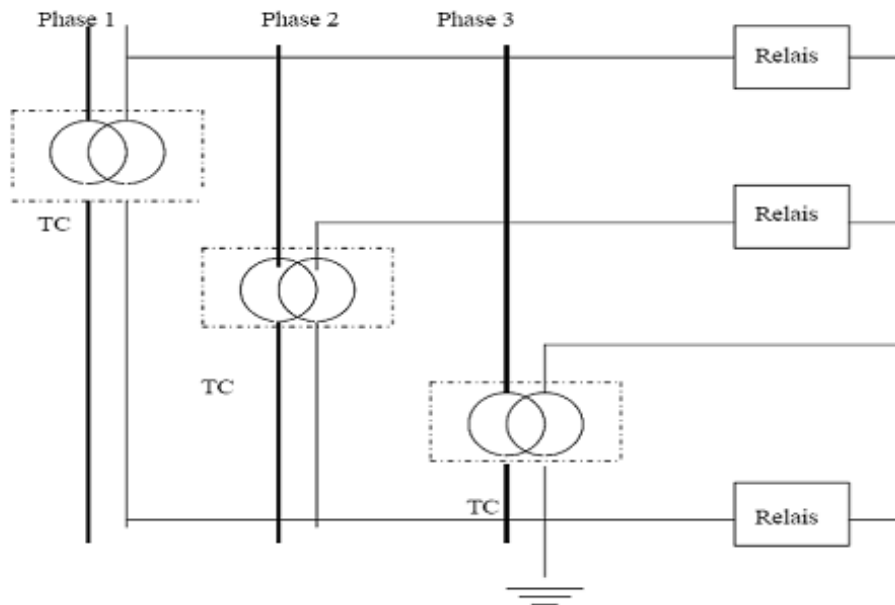


Figure III.18 : Protection contre les défauts entre phase et terre [15]

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

- Du courant résiduel I_{0r} sur les départs sains en raison du retour d'une partie du courant du défaut à la terre à travers la capacité homopolaire du conducteur.
- Du courant résiduel I_n au secondaire des TC calculé en absence de tout défaut à la terre.

Pour les TC tore, I_n est négligeable donc $I_{0r} = K I_0$

III.7. Protection des dérivations : [15]

III.7.1. 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.7.2. Définition des interrupteurs : [22]

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 couper 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.

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

III.7.3. Différent types des interrupteurs :

Les interrupteurs les plus utilisés sont:

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

a) 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 0.25 secondes ;
- 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.

b) Description de l'IACM (Interrupteur aérien à commande manuelle) :

L'interrupteur aérien manuel IACM est un ensemble constitué de :

- Un interrupteur à enveloppe métallique remplie de SF6 et protégée par un capot ;
- Six parafoudres sont installés au-dessus du caisson interrupteur pour la protection amont et aval ;
- des câbles de liaison entre l'interrupteur et les parafoudres.

L'ensemble de l'appareillage s'installe en partie supérieure du poteau sous la ligne. Aucune contrainte particulière concernant le poteau, étant donné le faible poids du matériel.

c) Description de l'IATCT (Interrupteur aérien télécommandé à creux de tension) [23] :

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. (**Figure III.19**)

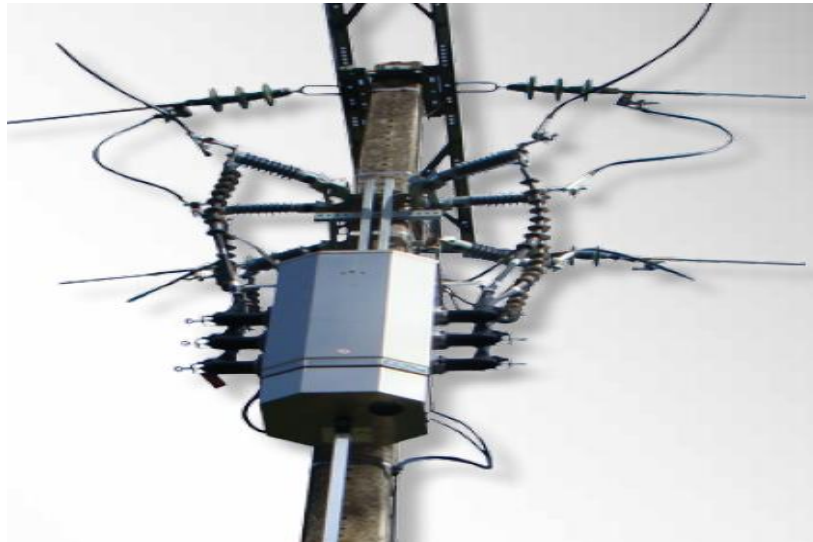


Figure III.19 : Interrupteur aérien à commande manuelle

d) Description de l'IAT (Interrupteur aérien télécommandé à distance) :

Ils réalisent les applications de surveillance et de contrôle à savoir les manœuvres Ouverture/Fermeture, et autres applications plus sophistiquées comme la fonction ouverture dans le creux de tension et la mesure des grandeurs électriques qui nécessitent l'installation de TC et TT externes. (**Figure III.20**)



Figure III.20 : Interrupteur aérien télécommandé à distance

III.8. Protection des liaisons (lignes et câbles) :

III.8.1. Surcharge thermique :

La protection vis-à-vis de l'échauffement anormal des conducteurs en régime permanent à cause du courant de surcharge est assurée par une image thermique qui calcule une estimation de l'échauffement à partir de la mesure du courant [20].

III.8.2. Court-circuit entre phases [20]:

La protection à maximum de courant de phase (51) permet d'éliminer le court-circuit, le réglage de la temporisation étant adapté aux protections voisines.

Un défaut biphasé éloigné provoque une faible surintensité et un déséquilibre ; une protection de courant à maximum de composante inverse (46) complète alors la protection de base. Voire (Figure III.21)

Pour diminuer le temps d'élimination de défaut, on peut utiliser une protection différentielle (87L) à pourcentage, activée lorsque le courant différentiel dépasse un certain pourcentage du courant traversant ; chaque extrémité de la liaison comporte un relais ; les échanges d'information entre relais se font par fil pilote. Voire (Figure III.22).

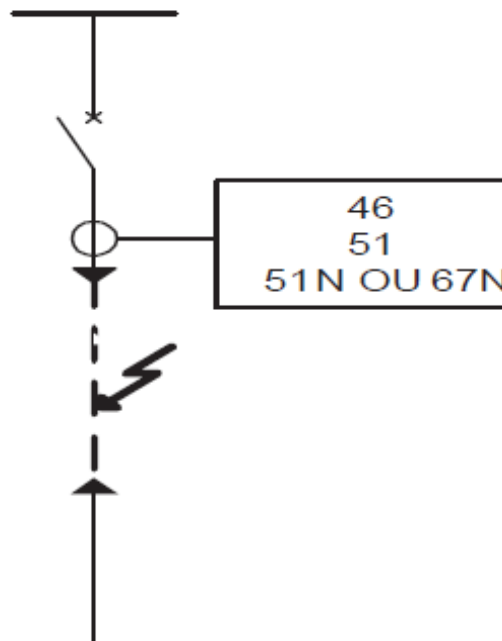


Figure III.21 : Protection de liaison par relais à maximum du courant

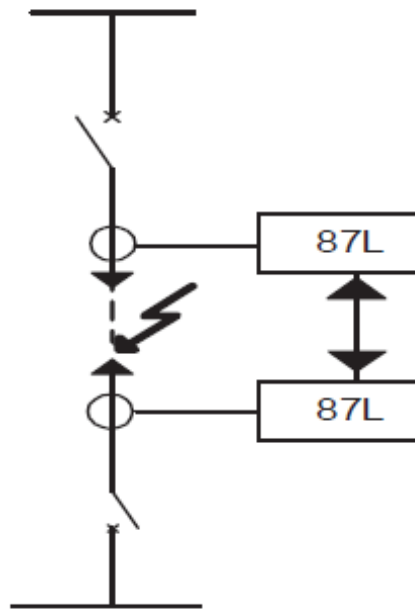


Figure III.22 : Protection de liaison par relais différentiels

III.8.3. Court-circuit phase-terre :

La protection à maximum de courant terre temporisée (51N) permet d'éliminer le défaut avec une bonne précision mais, pour un départ de grande longueur, une protection à maximum de courant terre directionnelle (67N) permet un réglage du seuil de courant inférieur au courant capacitif du câble dans le cas d'une liaison à la terre par neutre résistif. Voir (Figure III.21)

III.8.4. Réenclencheur [5] :

La fonction réenclencheur est destinée à l'élimination des défauts fugitifs et semi-permanents de lignes aériennes, en limitant au minimum le temps d'interruption de service. Elle génère automatiquement des ordres de refermeture de disjoncteurs pour réalimenter une ligne aérienne après défaut.

a) Réenclencheur rapide:

Il a pour but d'éliminer les défauts monophasés ou polyphasés, il devra être mis en route par les contacts instantanés des relais à maximum de courant de phase ou résiduelle. Pour éliminer ces défauts, une mise hors tension du réseau de l'ordre de 0.3 secondes est suffisante.

La figure III.23 illustre le fonctionnement du réenclencheur rapide, et la figure III.24 illustre le diagramme sur un défaut fugitif.

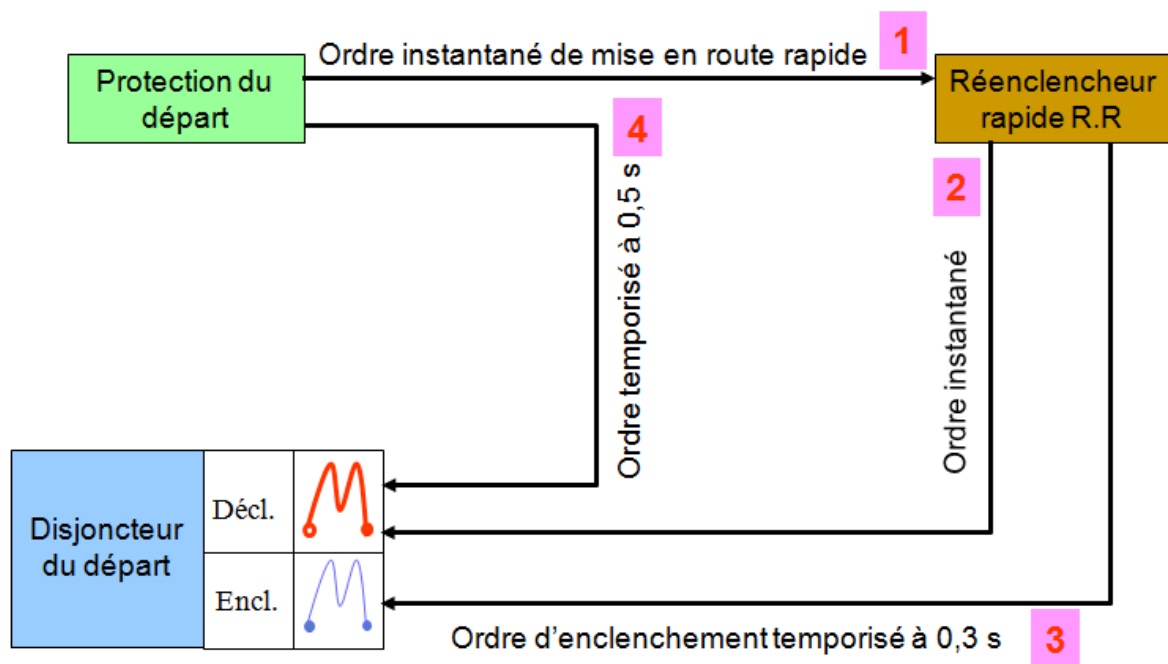
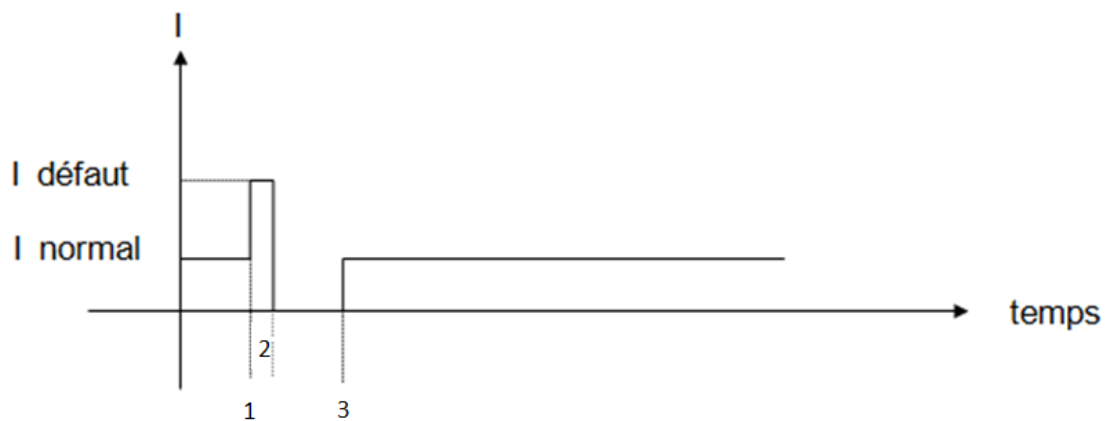


Figure III.23 : Synoptique de fonctionnement du réenclencheur rapide



t : Dépend de l'inertie du disjoncteur, de la rapidité de la protection.

- 1- Apparition du défaut
- 2- 0,1 à 0,2 seconde après —> ouverture du disjoncteur
- 3- 0,3 seconde après environ —> fermeture du disjoncteur —> le défaut s'est éliminé.

Figure III.24 : Diagramme sur un défaut fugitif

b) Réenclencheur lent:

Il a pour but d'éliminer les défauts semi-permanents qui réapparaissent sur le réseau après un cycle de réenclenchement rapide.

Ces défauts nécessitent une mise hors tension de la ligne de l'ordre de 0.15 secondes.

Figure III.25 illustre le fonctionnement du réenclencheur lent, et la **Figure III.26** illustre le diagramme sur un défaut fugitif ou semi-permanent.

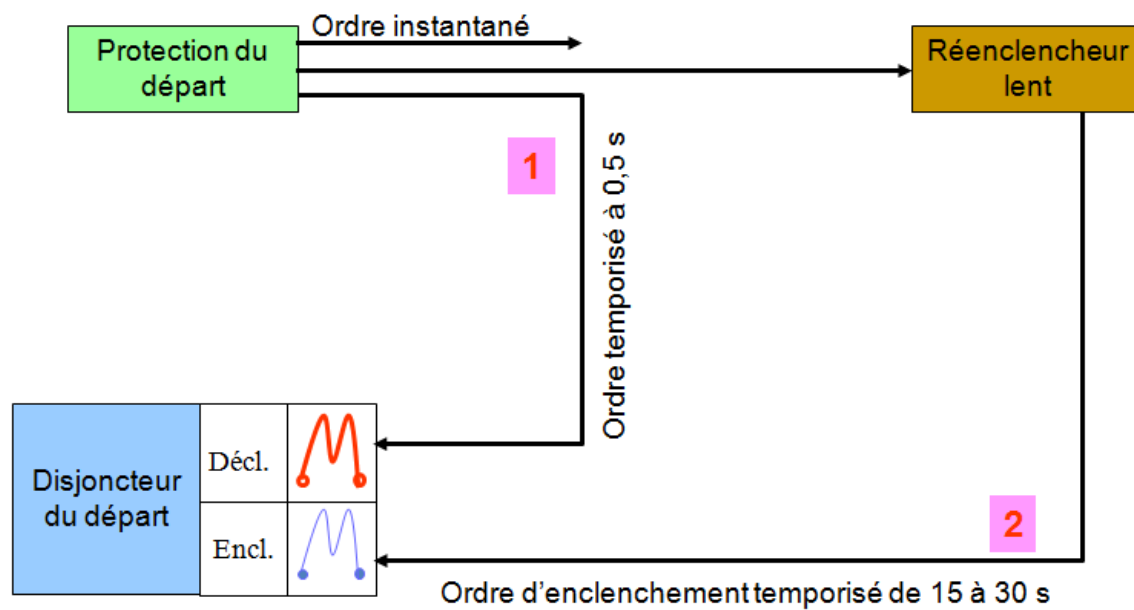
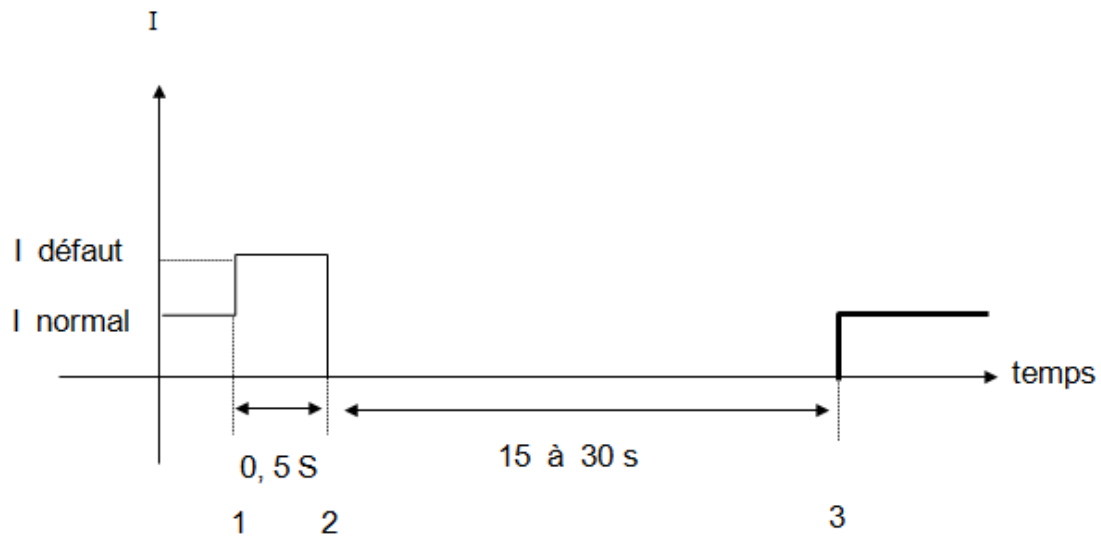


Figure III.25 : Synoptique de fonctionnement du réenclencheur rapide



- 1- Apparition du défaut
- 2- 0,5 seconde après ———> ouverture du disjoncteur
- 3- 15 à 30 seconde après environ ———> fermeture du disjoncteur ———> le défaut s'est éliminé.

Figure III.26 : Diagramme sur un défaut fugitif ou semi-permanent

c) Réenclencheur rapide plus lent :

La **Figure III.27** illustre le fonctionnement du réenclencheur rapide plus lent, et la **Figure III.28** illustre le diagramme sur un défaut permanent.

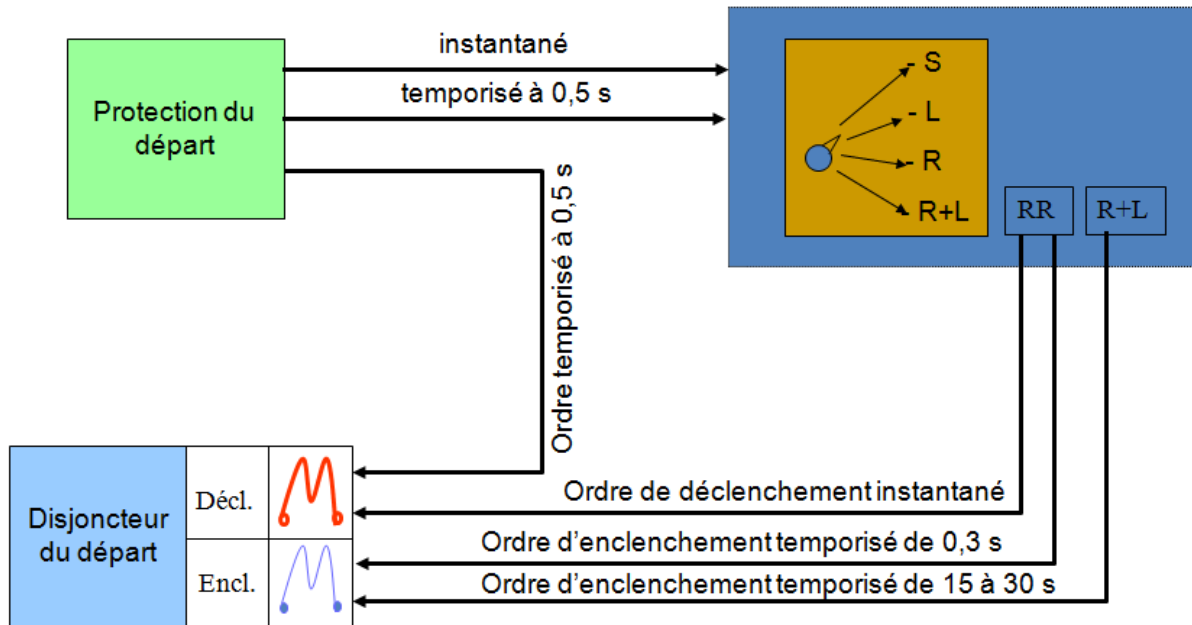
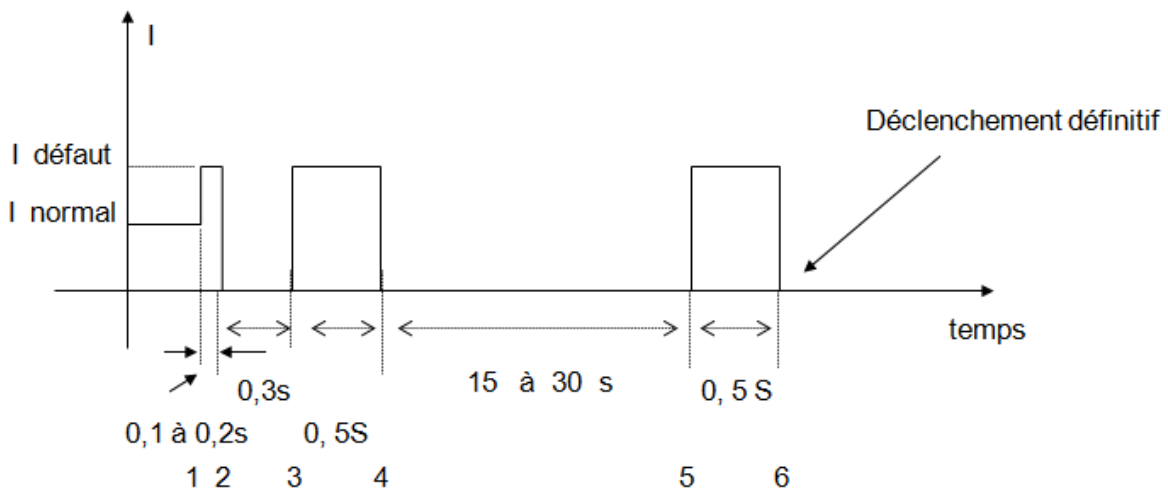


Figure III.27 : Synoptique de fonctionnement du réenclencheur rapide plus lent



- 1- Apparition du défaut
- 2- 0,1 à 0,2 seconde après ———> ouverture du disjoncteur
- 3- 0,3 seconde après environ ———> fermeture du disjoncteur
- 4 - 0,5 seconde après ———> ouverture du disjoncteur
- 5 – 15 à 30 secondes après ———> fermeture du disjoncteur
- 6 – 0,5 seconde après environ ———> ouverture définitive du disjoncteur.

Figure III.28 : Diagramme sur un défaut permanent

III.9. Protection d'une arrivé HTA :

La protection d'arrivée a pour rôle d'éliminer les défauts de jeux de barres et de secourir les éventuelles défaillances des disjoncteurs et protections de départs.

III.10. Conclusion :

L'élimination des défauts ne peut être obtenue que par les appareils de protection qui ont un rôle primordiale dont la fonction est la protection des réseaux électriques.

L'un de ces appareils de protection qui doit être réglé et paramétré de façon judicieuse fera l'objet du prochain chapitre.

Chapitre IV

Réglage de la protection MICOM P142

IV.1. Introduction:

Ce chapitre est consacré à une étude pratique, concernant la protection du départ HTA « SN SEMPAC » issu du poste source THT OUED-AISSI 220/60/30 kV, et cela en se basant sur les résultats de calcul des courants de courts-circuits.

Pour ce faire, l'appareil de protection utilisé par la SONEGAS est un relais numérique multifonctionnel « MICOM P142 », qui assure la protection du départ 30 kV.

IV.2. Présentation des MICOM [24] :

L'équipement de gestion de départ MICOM P14x est conçu pour assurer la protection d'une grande diversité de lignes aériennes et de câbles souterrains à tous les niveaux de tension, de la distribution au transport. L'équipement comporte une gamme complète de fonctions de contrôle contribuant au diagnostic et à l'analyse des défauts des réseaux électriques.

La gamme P14x offre une protection à maximum de courant contre les défauts à la terre et convient aux systèmes à neutre directement à la terre, à neutre mis à la terre par impédance ou bobine de Petersen, ou à neutre isolé.

Les produits MICOM sont dotés de grandes capacités d'enregistrement d'informations sur l'état et le comportement du réseau électrique grâce à l'utilisation d'enregistrements de défauts et de perturbographie. Ils fournissent également des mesures du réseau relevées à des intervalles réguliers et transmises au centre de contrôle pour permettre la surveillance et le contrôle à distance.

IV.3. Les différentes gammes MICOM [24] :

- P900 Protection Tension /Fréquence.
- P800 Protection Auxiliaire
- P700 Protection Différentielle Barre
- P600 Protection Différentielle Transformateur
- P500 Protection Différentielle Ligne
- P400 Protection Distance
- P300Protection Alternateur
- P200 Protection Moteur
- P100 Protection Ligne

IV.4. Présentation de l'équipement [24] :

IV.4.1. Face avant :

Les réglages et les fonctions de l'équipement de protection MICOM sont accessibles sur l'écran à cristaux liquides (LCD) et sur le clavier de la face avant, ainsi, par l'intermédiaire des ports de communication.

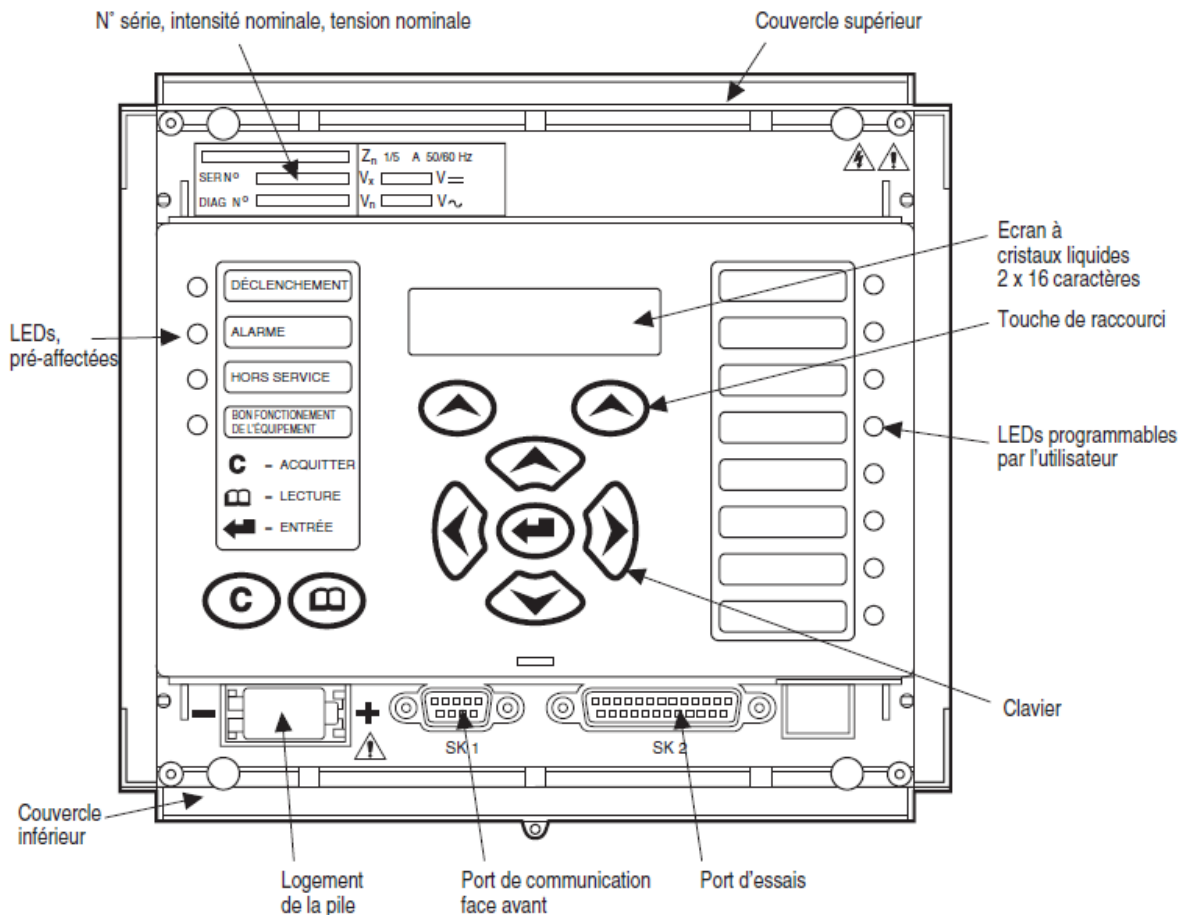


Figure IV.1 : Vue de la face avant du MICOM

La face avant de l'équipement comporte les éléments suivants illustrés sur la **figure IV.1** :

- Un écran d'affichage de 3 lignes de 16 caractères à cristaux liquides (LCD).
- Un clavier de 9 touches comprenant 4 flèches (←, →, ↑, ↓) et une touche d'entrée (↵), une touche d'effacement (C), une touche de lecture (L) et 2 touches rapides "Hotkey" (H1, H2).

- Fonctionnalité des touches rapides :
 - DEFILEMT (Défilement) : Fait défiler les différents affichages par défaut.
 - STOP : Arrête le défilement de l’affichage par défaut.
- 12 voyants LED : 4 LEDs pré-affectées sur le côté gauche de la face avant et 8 LEDs programmables sur le côté droit.
- Sous le volet supérieur : Le numéro de série de l’équipement, sa tension nominale et son intensité nominale.
- Sous le volet inférieur :
 - Le logement de la pile au format 1/2 AA servant à l’alimentation de secours de la mémoire de l’horloge et des enregistrements d’événements, de défauts et de perturbographie.
 - Un port de type D femelle à 9 broches pour les communications avec un microordinateur connecté localement à l’équipement (à une distance maximale de 15 m) par l’intermédiaire d’une liaison série EIA(RS) 232.
 - Un port d’essai de type D femelle à 25 broches pour la surveillance interne des signaux et le téléchargement à grande vitesse (logiciel et texte par langue) par l’intermédiaire d’une liaison parallèle.

➤ **Signalisation des voyants LED:**

Les 4 LEDs pré-affectées sur le côté gauche de la face avant servent à indiquer les conditions suivantes :

- Déclenchement (rouge) : Indique que l’équipement a donné un ordre de déclenchement. Il est réinitialisé lorsque l’enregistrement de défaut associé est effacé de la face avant. (Alternativement, la LED de déclenchement peut être configurée pour se réinitialiser automatiquement).
- Alarme (jaune) : Clignote pour indiquer que l’équipement a enregistré une alarme. Cette alarme peut être activée par un enregistrement de défaut, d’événement ou de maintenance. La diode clignote jusqu’à ce que les alarmes soient validées (lecture). Une fois les alarmes validées, la diode reste allumée et fixe. Elle ne s’éteint que lorsque les alarmes sont acquittées.
- Hors service (jaune) : Indique que la fonction de protection est indisponible.

- Bon fonctionnement (vert) : Indique que l'équipement est opérationnel. Cette diode doit être allumée en permanence. Elle ne s'éteint que si l'autocontrôle de l'équipement détermine la présence d'une erreur sur le matériel ou sur le logiciel de l'équipement.

Pour améliorer la lisibilité des réglages en face avant, le contraste de l'afficheur LCD peut être ajusté à l'aide du réglage "Contraste LCD" de la colonne CONFIGURATION. Cela ne devrait s'avérer nécessaire que dans des conditions de température ambiante très élevée ou très basse.

➤ **Interface utilisateur du port de communication :**

Le port de communication type D fournit une liaison destinée à raccorder localement l'équipement à un micro-ordinateur (à une distance maximale de 15 m), voire **figure IV.2**.

Ce port ne prend en charge que le protocole de communication Courier. Courier est le langage de communication développé par Schneider Electric pour permettre la communication avec sa gamme d'équipements de protection. Le port en face avant est spécialement conçu pour une utilisation avec le programme de configuration MICOM S1 Studio.

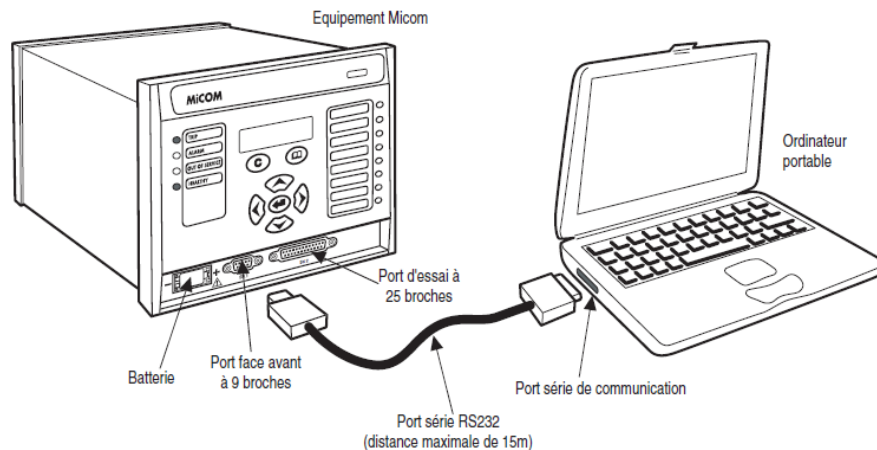


Figure IV.2 : Connexion du port avant

IV.4.2. Face arrière :

Toutes les entrées analogiques (courants et tensions), ainsi que les signaux d'entrée logique numérique et les contacts de sortie sont connectées à l'arrière de l'équipement. L'entrée de synchronisation horaire IRIG-B (option) et le port de communication à fibre optique (option) sont également indiqués à l'arrière de l'équipement (**Figure IV.3**).

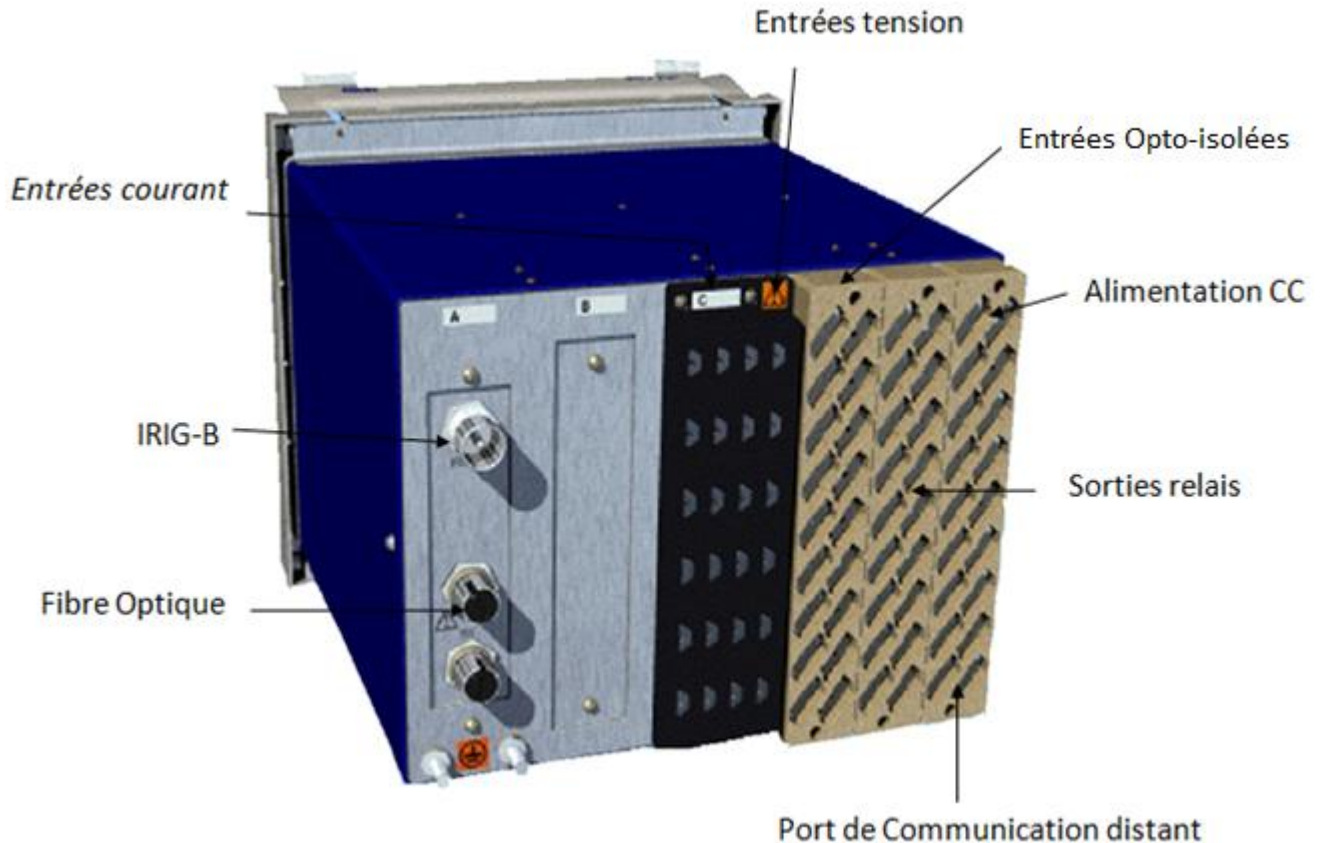


Figure IV.3 : Vue de la face arrière du MICOM

IV.5. Protections assurées par MICOM P142 [24] :

Le relais MICOM P142 offre les fonctions d'exploitation suivantes :

- Mesure de toutes les valeurs instantanées et intégrées;
- Commande du disjoncteur avec surveillance de sa position et de son état d'usure;
- Surveillance du circuit de déclenchement;
- Entrées de commande;
- Localisateur de défaut;
- Schémas logiques programmables;
- Affectation programmable des entrées et sorties logiques;
- Enregistrement de séquences d'événements;
- Enregistrement détaillé de perturbographie (capture des signaux);
- Texte des menus entièrement personnalisable;
- Protection par mot de passe à plusieurs niveaux;
- Diagnostic à la mise sous tension et autocontrôle permanent de l'équipement;
- Mode lecture uniquement.

IV.6. Structure du menu :

Tous les réglages de menu rentrent dans l'une des trois catégories suivantes :

IV.6.1. Réglages de protection :

- Réglages des éléments de protection ;
- Réglages de schéma logique ;
- Réglages du contrôle de synchronisme et du réenclencheur ;
- Paramétrage du localisateur de défaut.

IV.6.2. Réglages de perturbographie :

Les réglages englobent le moment du démarrage et la durée d'enregistrement, la sélection des signaux analogiques ou logiques à enregistrer, ainsi que les signaux provoquant le démarrage de l'enregistrement.

IV.6.3. Réglages système [24] :

- Les réglages de configuration de l'équipement ;
- L'ouverture/fermeture de disjoncteur ;
- Les réglages de rapports de transformation des TT et TC ;
- Réinitialisation des LEDs ;
- Le groupe actif de réglages de protection ;
- Le mot de passe et les réglages de langue ;
- Les réglages de surveillance et de commande du disjoncteur ;
- Réglages liés à la communication ;
- Les réglages de mesure ;
- Les réglages d'enregistrements d'événements et de défauts ;
- Les réglages de l'interface utilisateur ;
- Les réglages de mise en service.

IV.7. Protection par mot de passe :

La structure de menu comporte trois niveaux d'accès. Le niveau d'accès activé détermine les réglages de l'équipement pouvant être changés. Il est contrôlé par la saisie de deux mots de passe différents.

Les niveaux d'accès sont résumés dans le **Tableau IV.1**

Niveau d'accès	Opérations activées
Niveau 0 Aucun mot de passe nécessaire	Lecture de tous les réglages, de toutes les alarmes, de tous les enregistrements d'événements et de défaut.
Niveau 1 Mot de passe 1 ou 2 requis	Identique au niveau 0 plus : Ordres de contrôle-commande, par exemple : enclenchement/déclenchement du disjoncteur. Réinitialisation des conditions de défaut et d'alarme. Réinitialisation des diodes Réinitialisation des enregistrements d'événements et de défauts.
Niveau 2 Mot de passe 2 requis	Identique au niveau 1 plus : Tous les autres réglages.

Tableau IV.1: Différents niveaux d'accès au MICOM

Chaque mot de passe doit comporter 4 caractères en lettres majuscules AAAA, qui peut être modifié par l'utilisateur après avoir été préalablement saisi correctement. La saisie du mot de passe s'effectue soit à l'invite en cas de tentative de changement de réglage, soit en passant sur la cellule "Mot de passe" de la colonne DONNÉES SYSTÈME du menu. Le niveau d'accès est activé de manière indépendante pour chaque interface, c'est-à-dire que si l'accès au niveau 2 est activé pour le port de communication arrière, l'accès en face avant reste au niveau 0, à moins que le mot de passe correspondant ne soit saisi sur la face avant.

En cas de perte de mot de passe, il est possible de se procurer un mot de passe de secours en contactant Schneider Electric avec le numéro de série de l'équipement. Pour déterminer le niveau actuel d'accès activé pour une interface, il suffit de consulter la cellule "Niveau d'accès" de la colonne DONNÉES SYSTÈME [24].

IV.8. Principes de base des communications avec le logiciel MICOM S1 Studio :

Le port en face avant est spécialement conçu pour une utilisation avec le logiciel de configuration MICOM S1Studio. Il s'agit d'un logiciel de gestion universel des MICOM. Il fournit aux utilisateurs un accès direct et aisé à toutes les données enregistrées dans n'importe quel MICOM via le port de communication EIA(RS) 232 en face avant.

Le lancement du logiciel permet :

- La programmation (réglage & PSL) des relais ;
- Extraction des fichiers de consignation d'évènements des relais ;
- Supervision de la mise en service (enregistrement des défauts, des évènements, contrôle du fonctionnement) ;
- Analyse des fichiers de perturbographie.

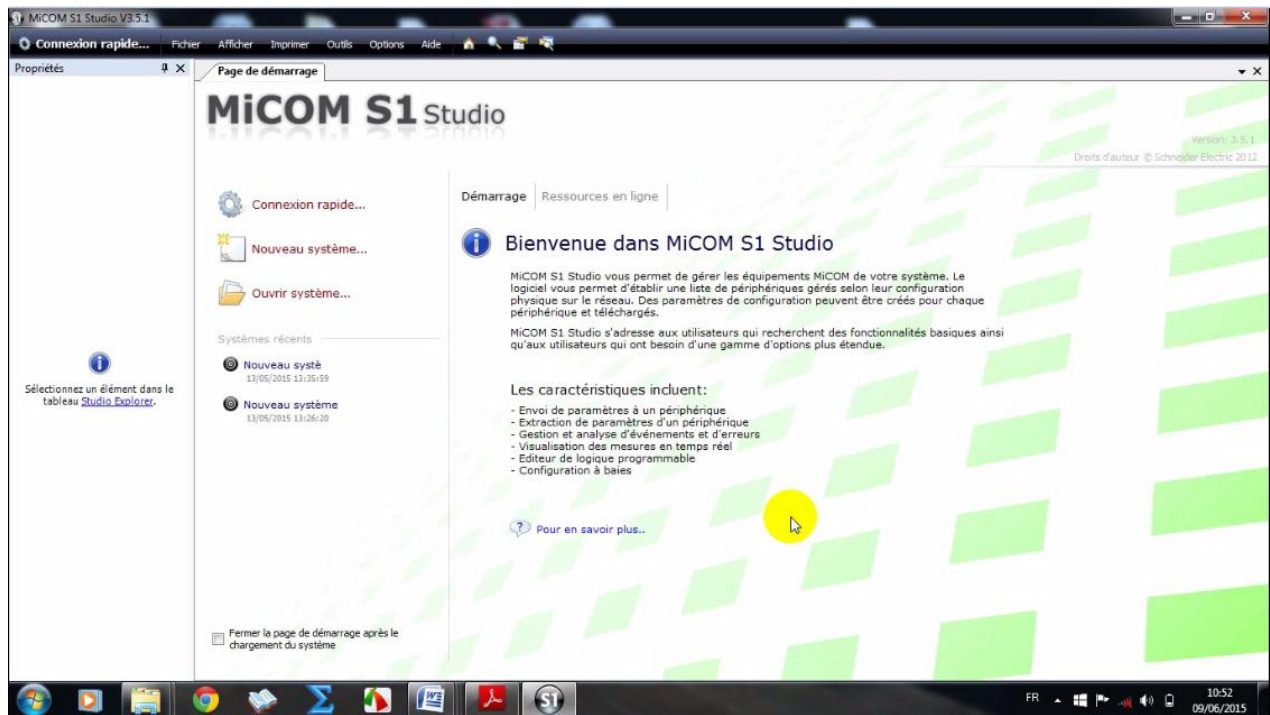
➤ **Lancement du logiciel MICOM S1 Studio :**

Pour lancer MICOM S1, cliquez sur l'icône  sélectionnez "**Schneider Electric MICOM S1 Studio**" .

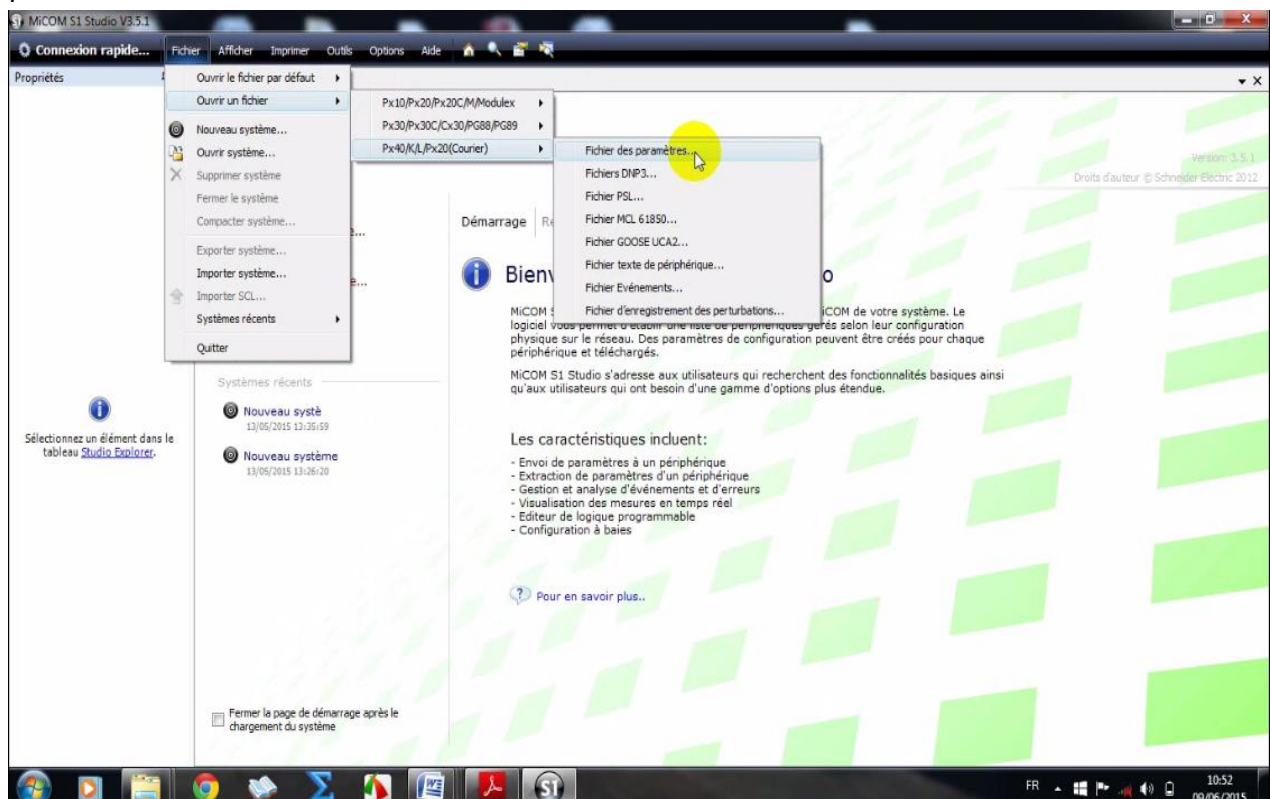
Vous accédez alors à la page de lancement du MICOM S1 studio



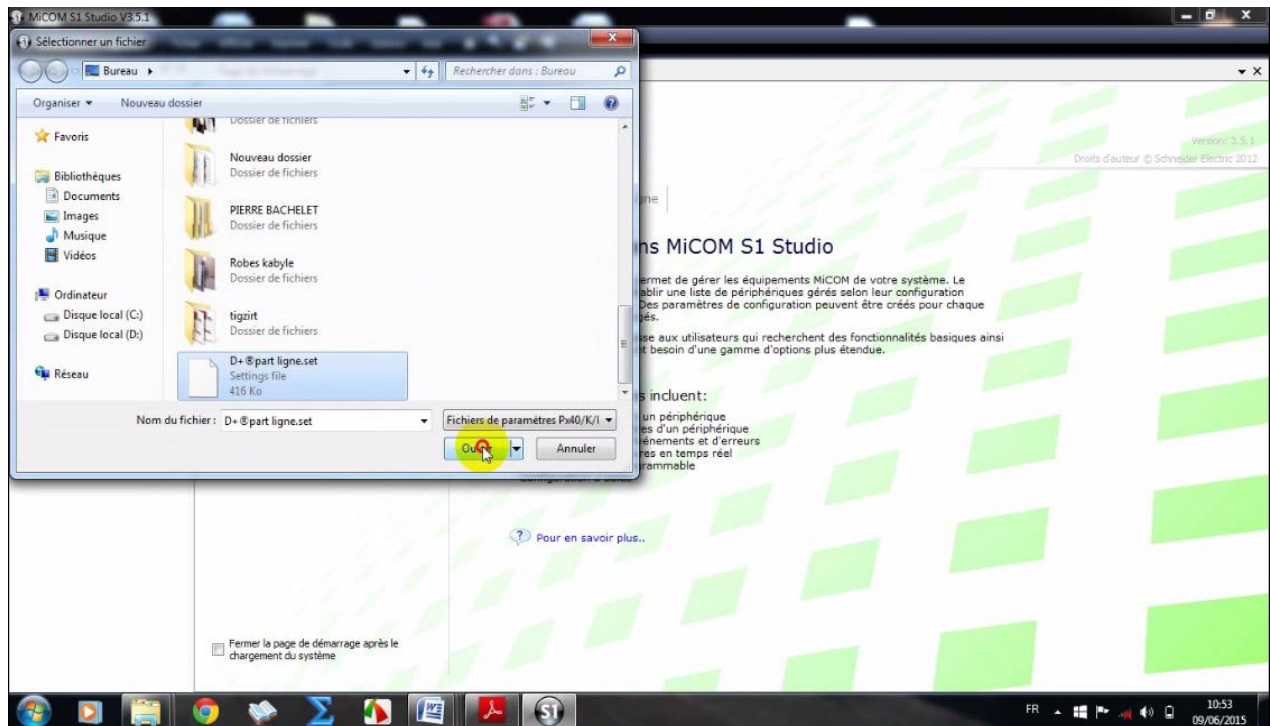
La page d'accueil suivante s'affiche :



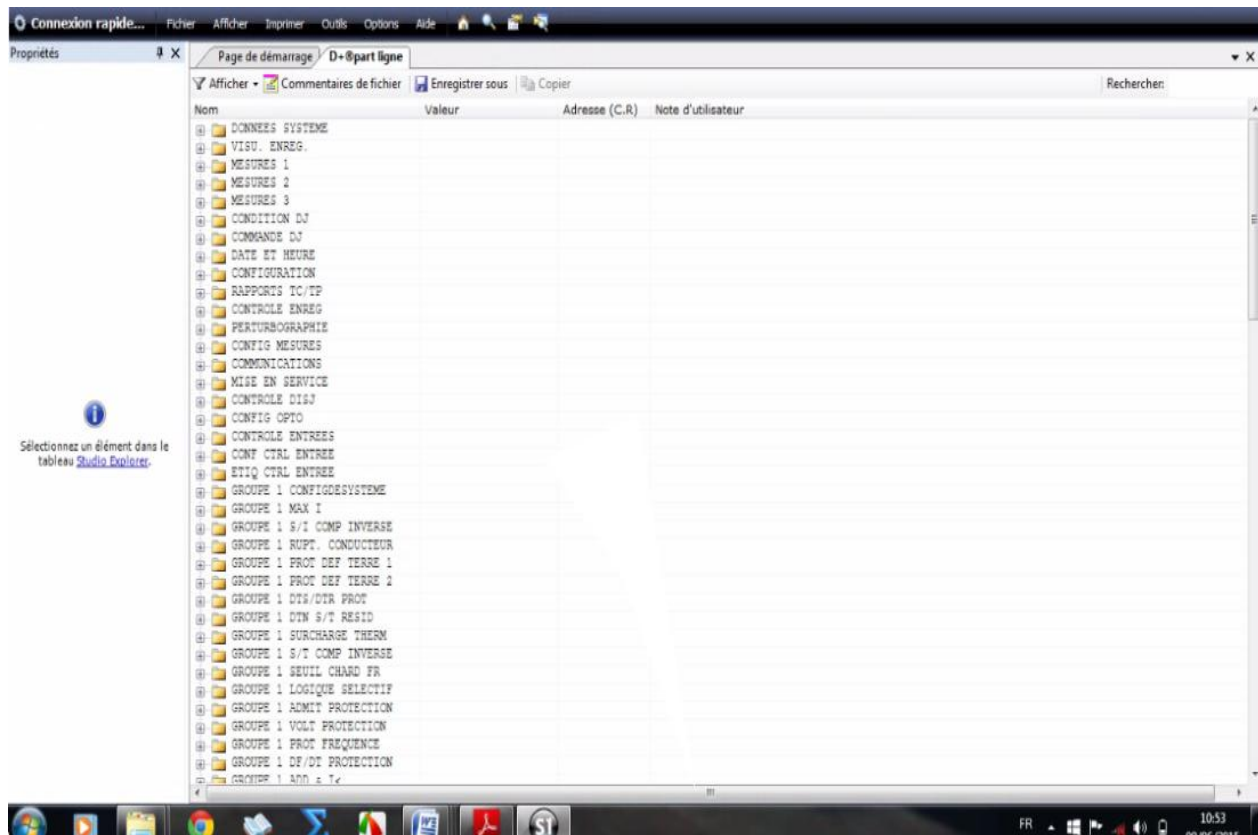
Pour ouvrir un fichier de réglages en vue de le modifier, dans le menu « **Fichier** », sélectionner « Ouvrir un fichier », puis « Px40/K/L/Px20(Courier) » enfin « Fichier des paramètres... »



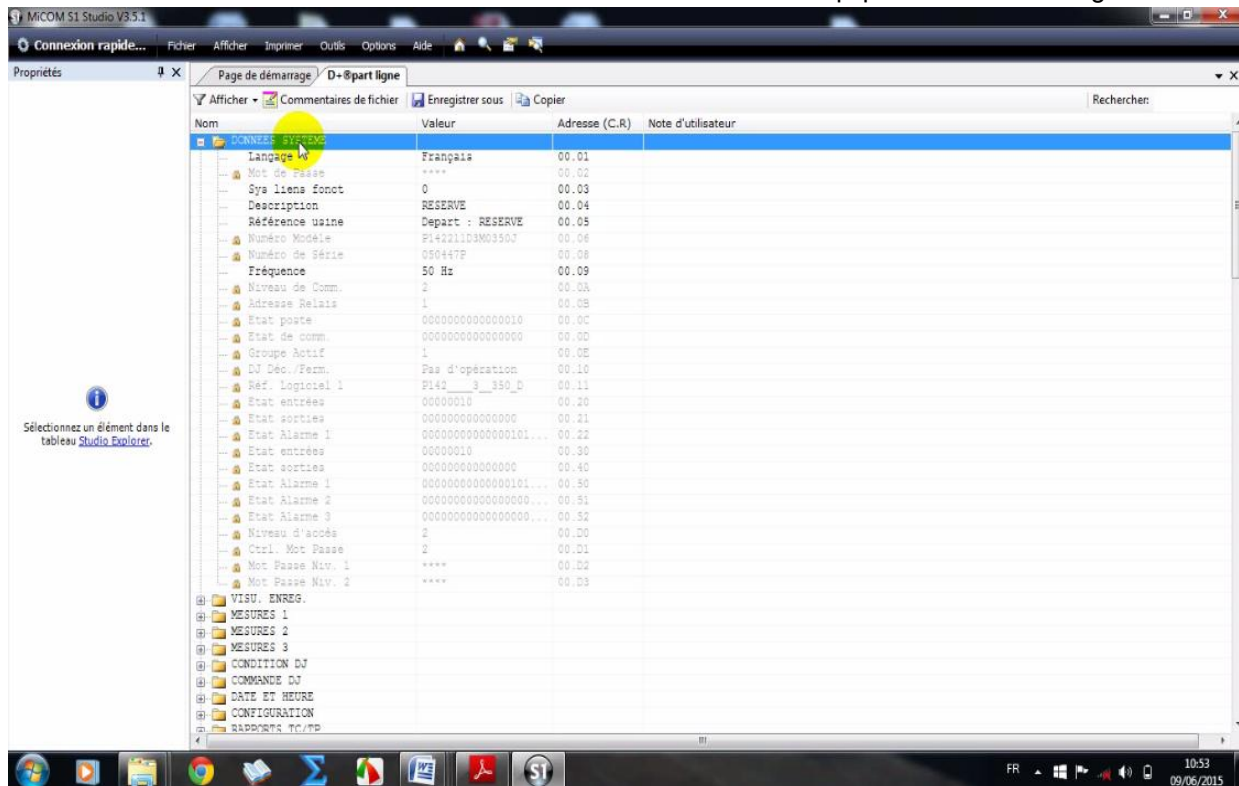
On sélectionne le fichier « D+@part ligne.set », livré avec des réglages par défaut configurés en usine.



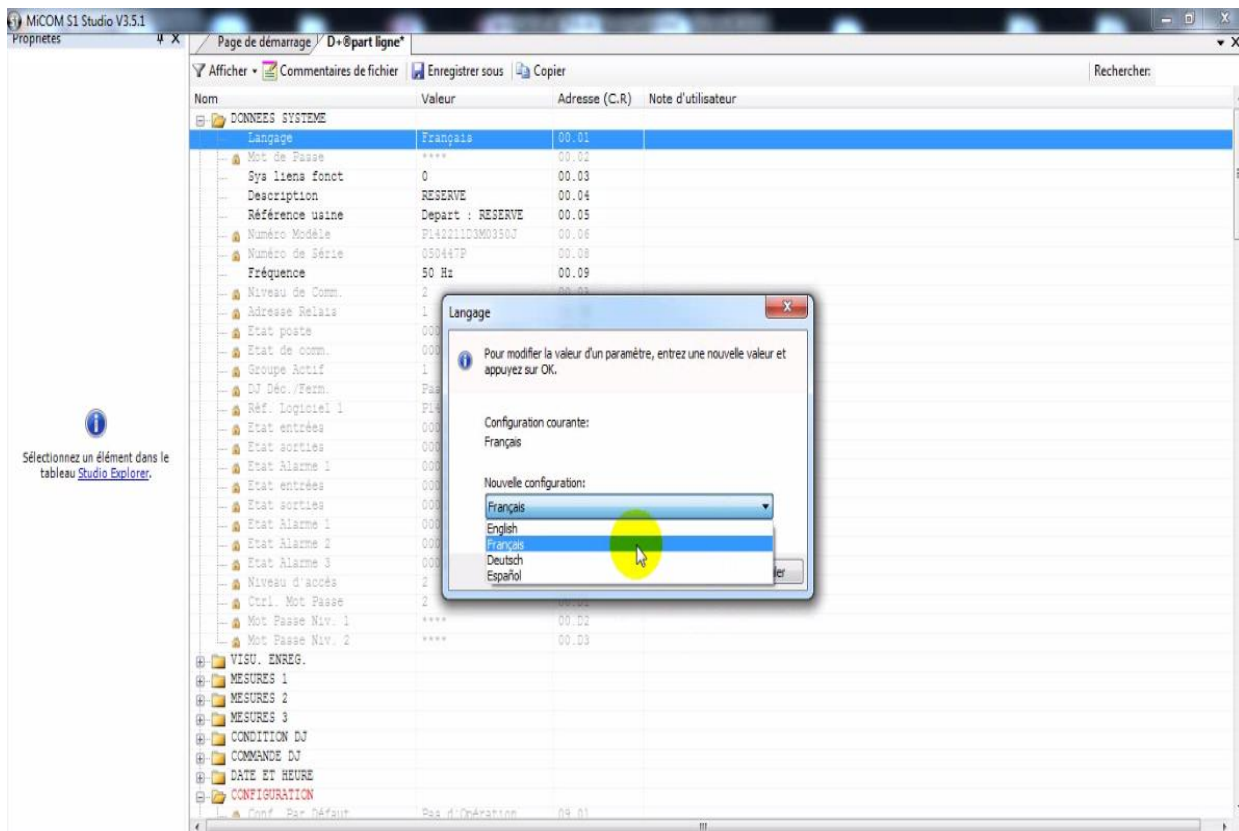
La fenêtre suivante s'affiche :



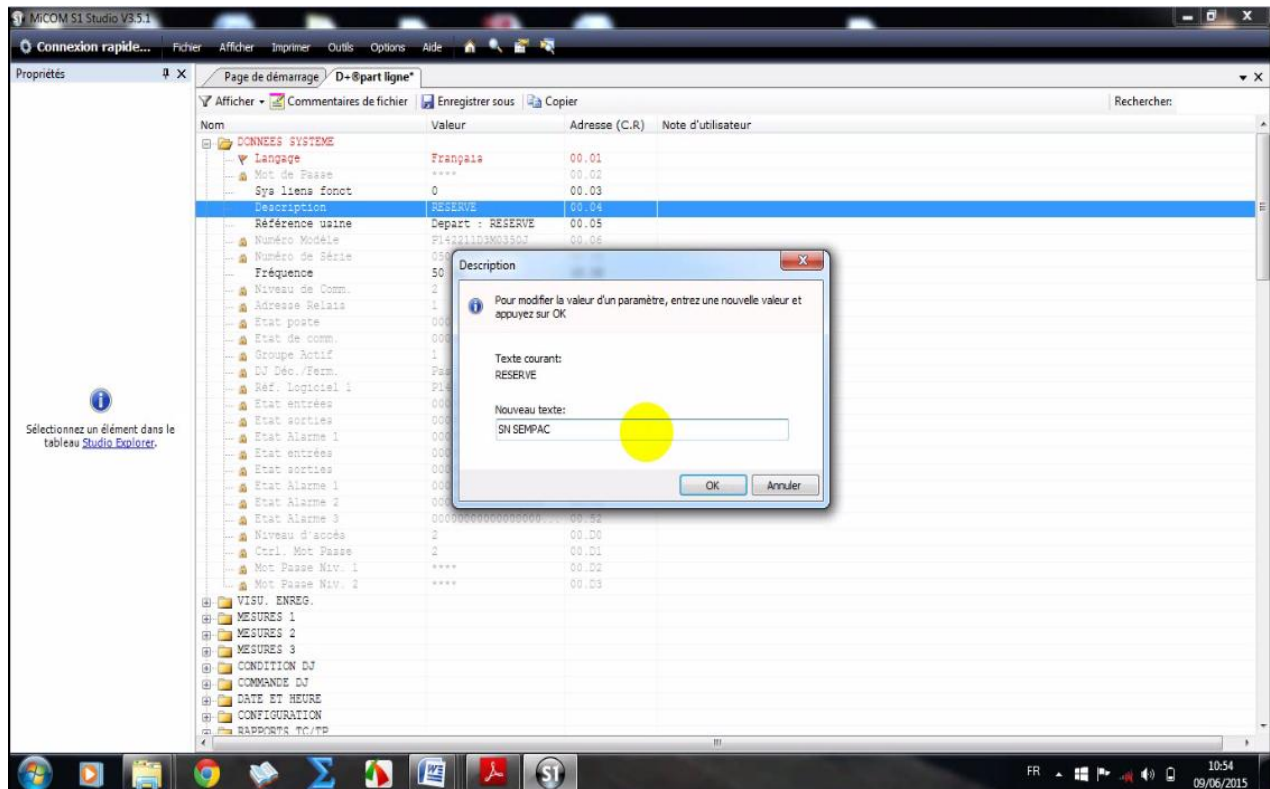
Le menu « **DONNEES SYSTEME** » fournit des informations sur l'équipement et son état général.



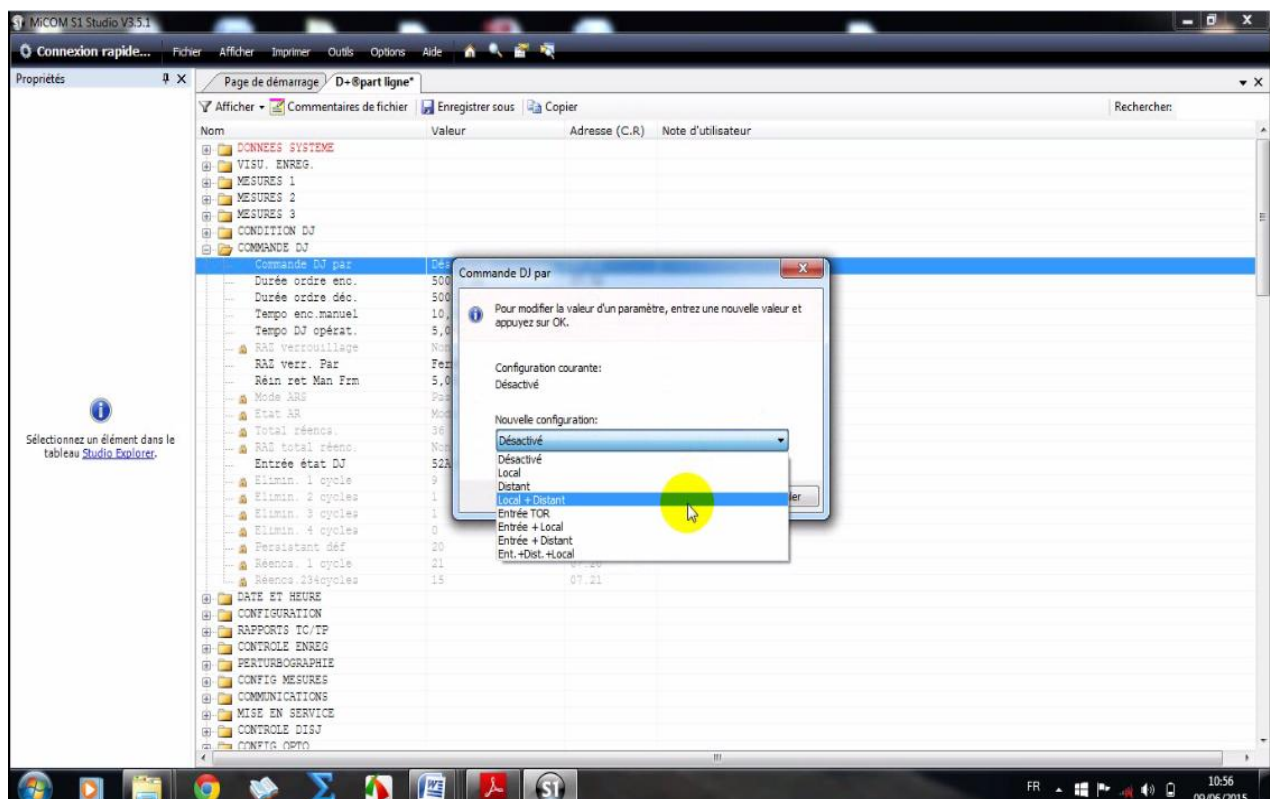
Les langues disponibles sont : Anglais, Français, Allemand et Espagnol, on choisit le Français.



Dans le réglage « Description », on surnomme le départ.

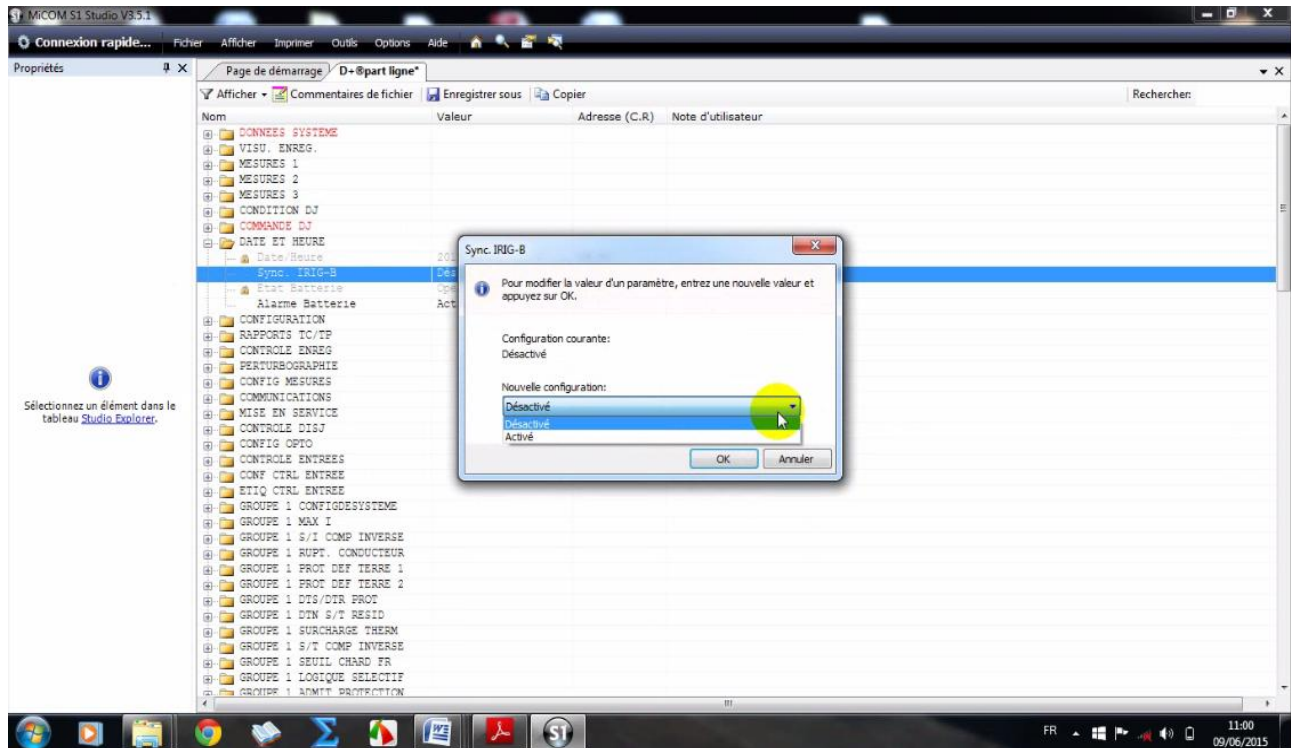


Le menu « Commande DJ » permet de sélectionner le type de commande du disjoncteur à utiliser.

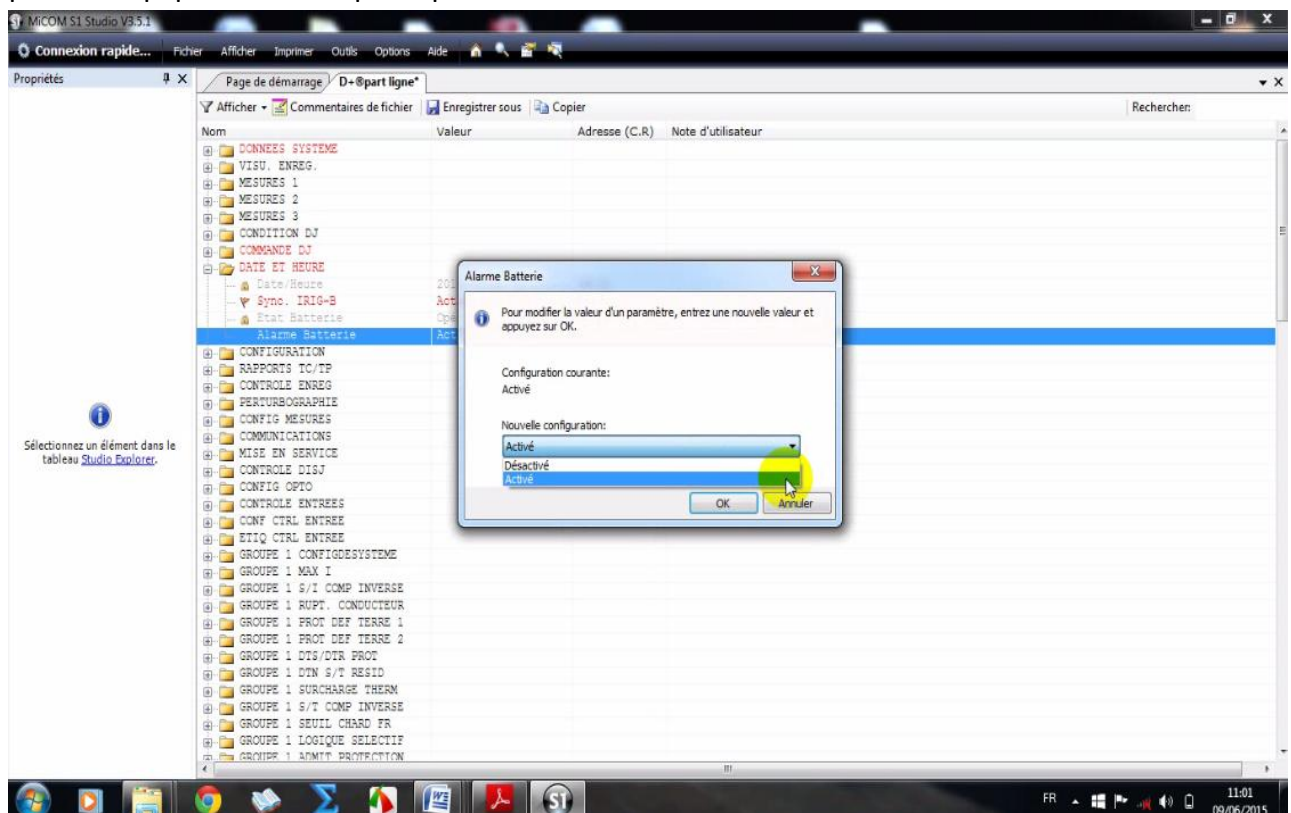


Le menu « DATE ET HEURE » permet d'afficher la date et l'heure, ainsi l'état de la pile.

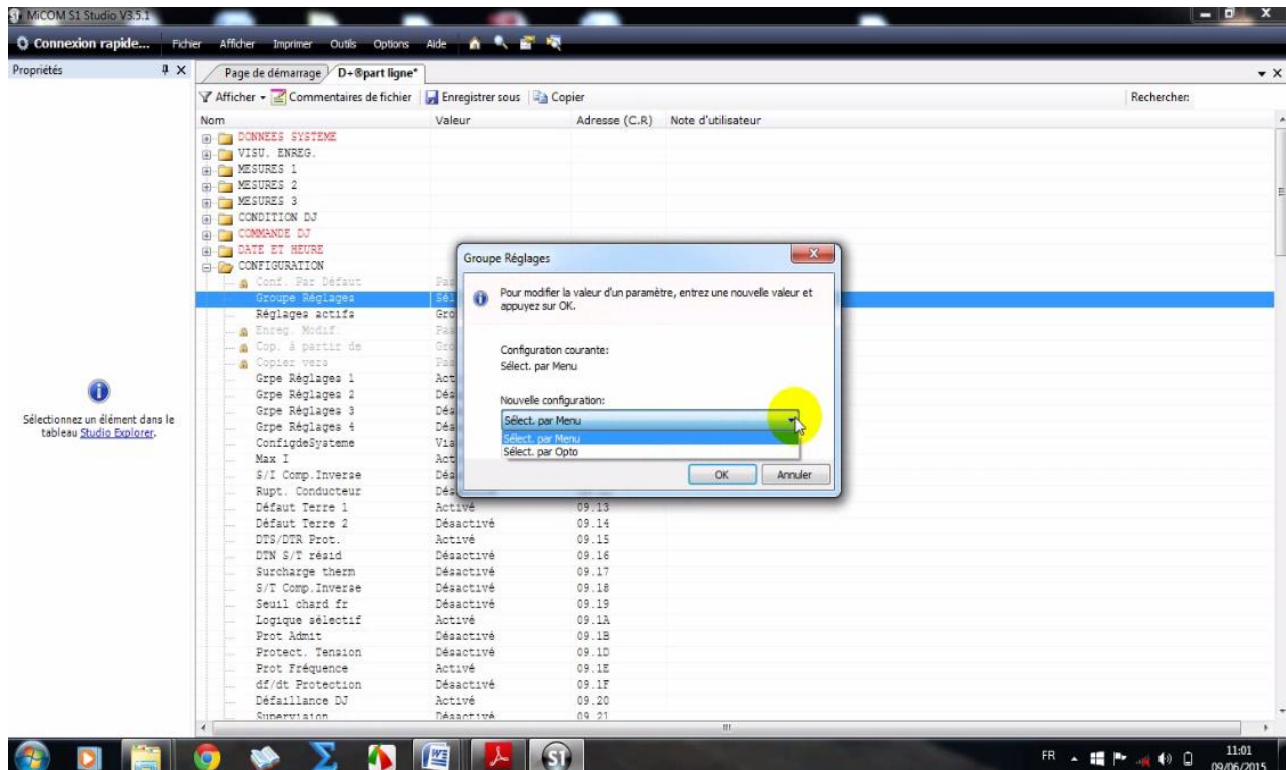
Le réglage « Sync. IRIG-B » permet d'activer ou de désactiver la synchronisation horaire IRIG-B.



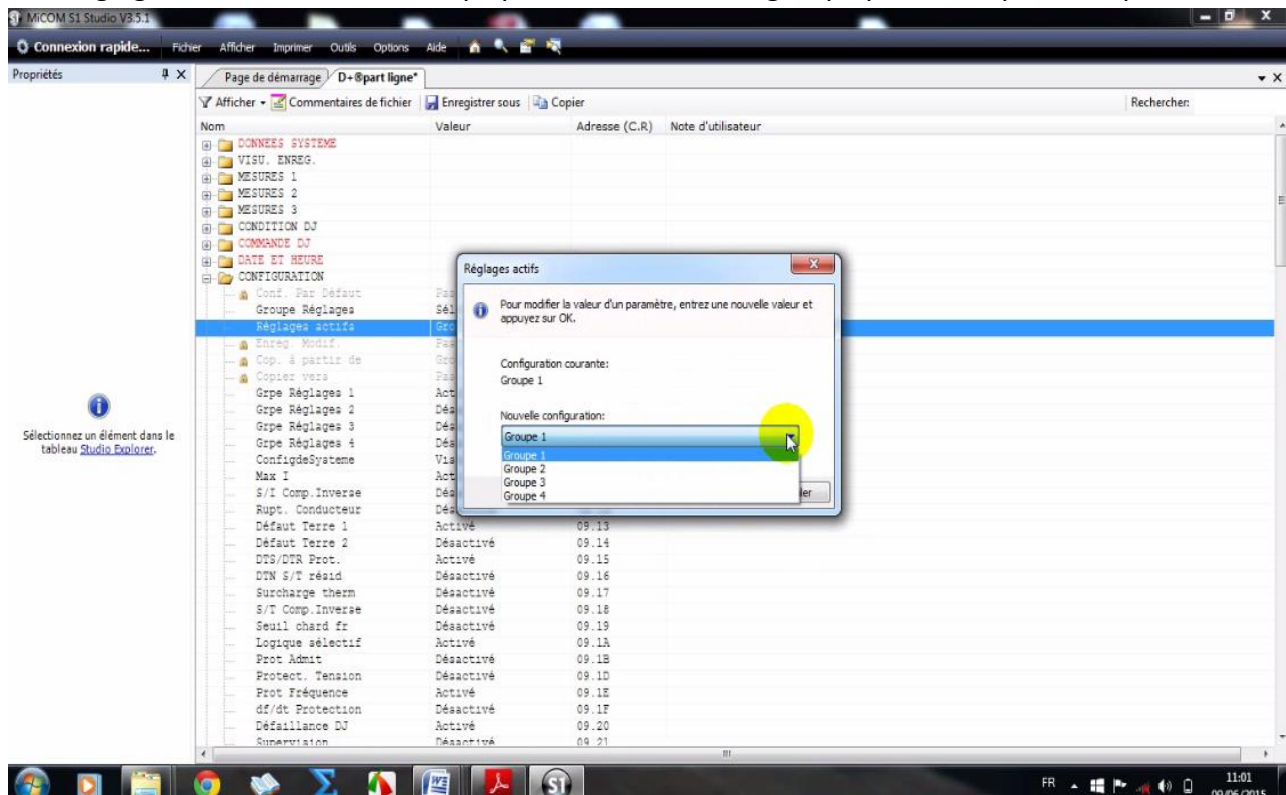
« Alarme Batterie » est un réglage qui choisit de déclencher ou non une alarme lorsque la pile de l'équipement n'est plus opérationnelle.



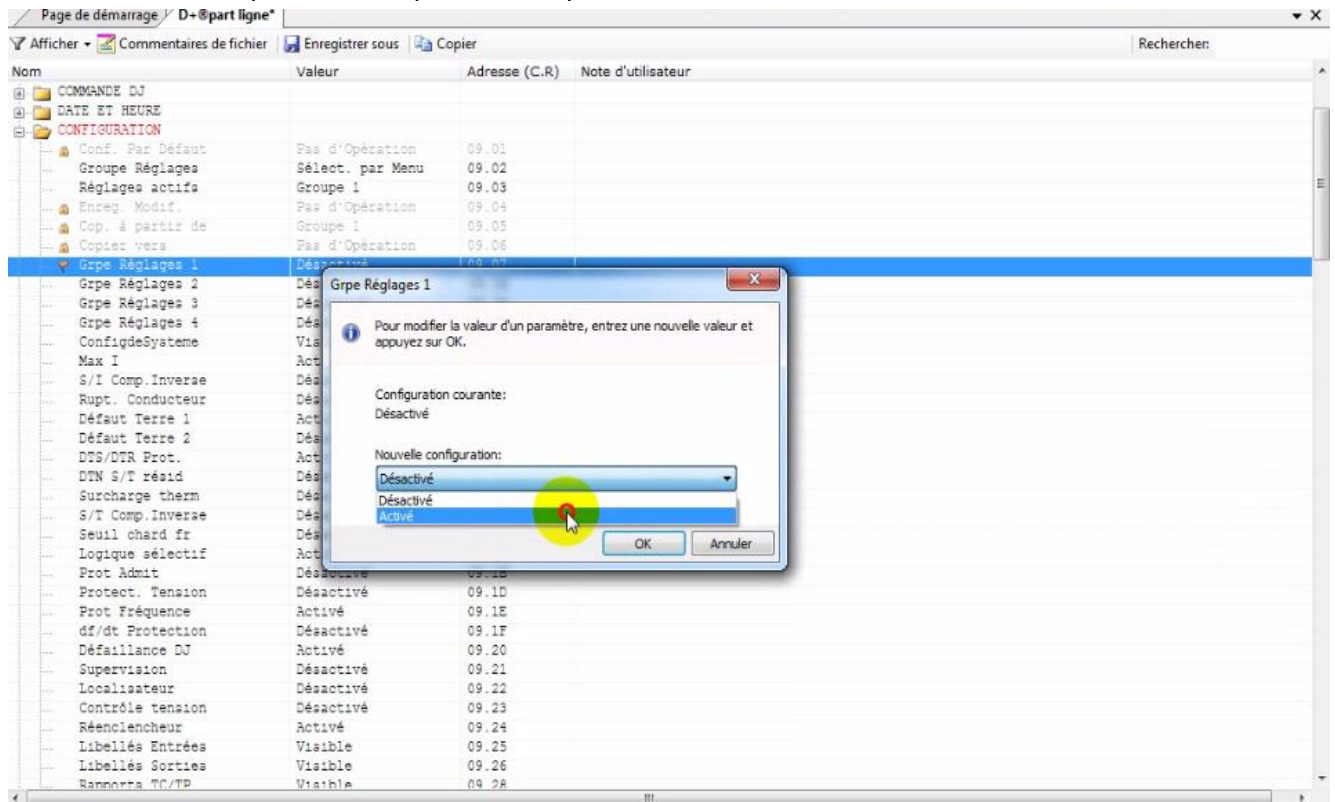
« Groupe Réglages » permet d'effectuer des changements dans les groupes de réglages par entrée opto-isolée ou via le menu.



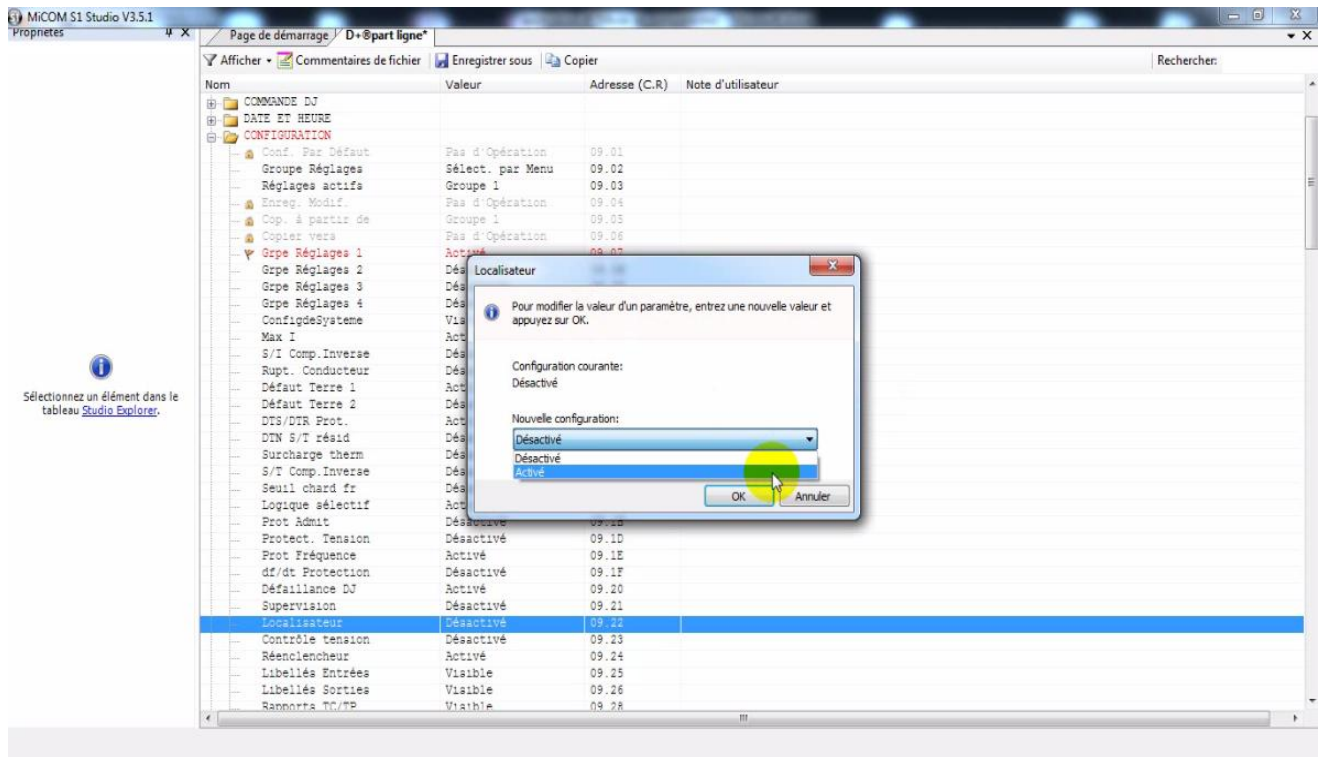
« Réglages actifs » est un menu qui permet d'activer un groupe parmi les quatre disponibles.



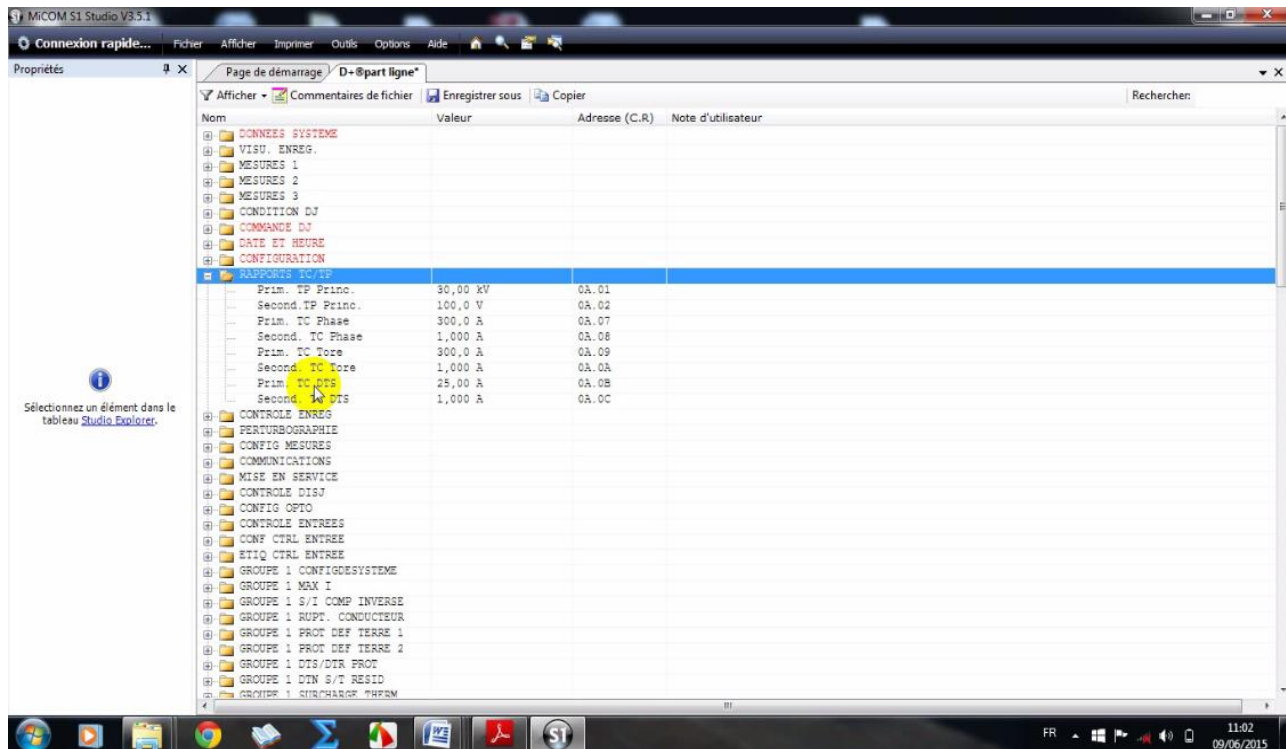
Si le groupe de réglages est désactivé dans la configuration, tous les réglages et signaux associés sont masqués, à l'exception de ce paramètre.



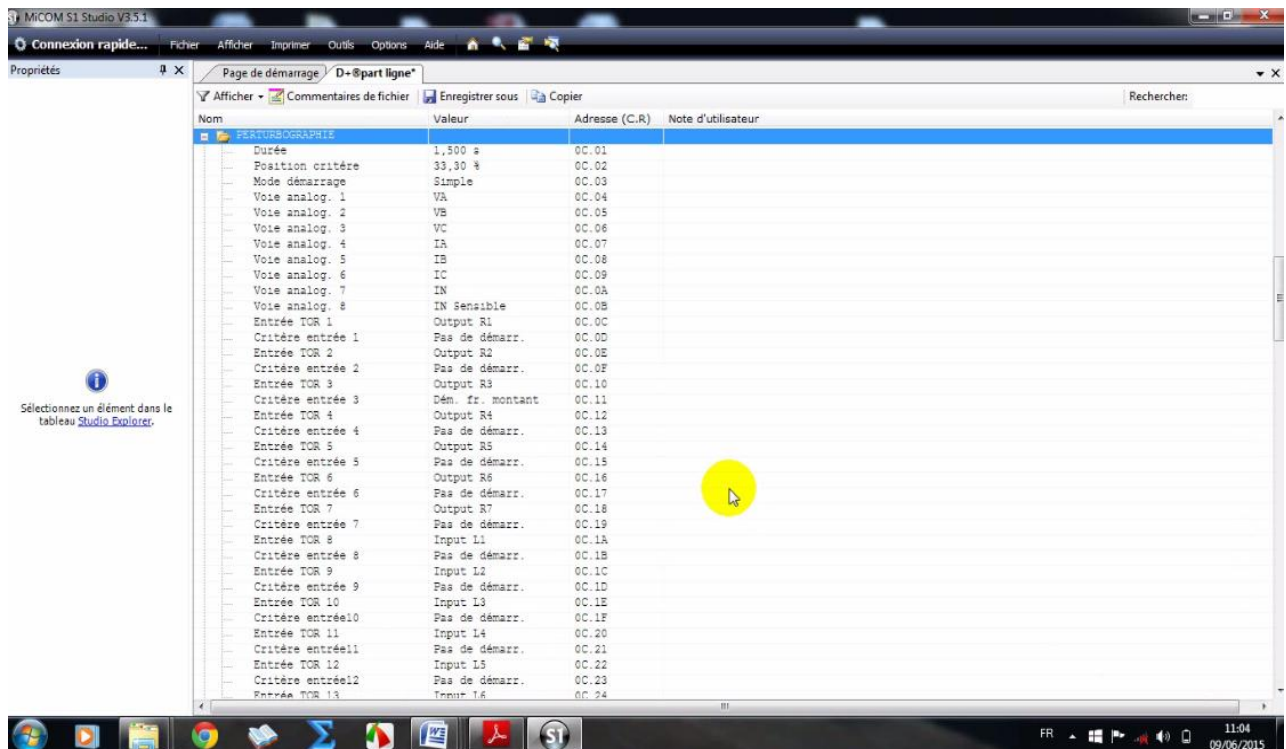
Menu « Localisateur » permet d'activer ou de désactiver la fonction de localisation du défaut.



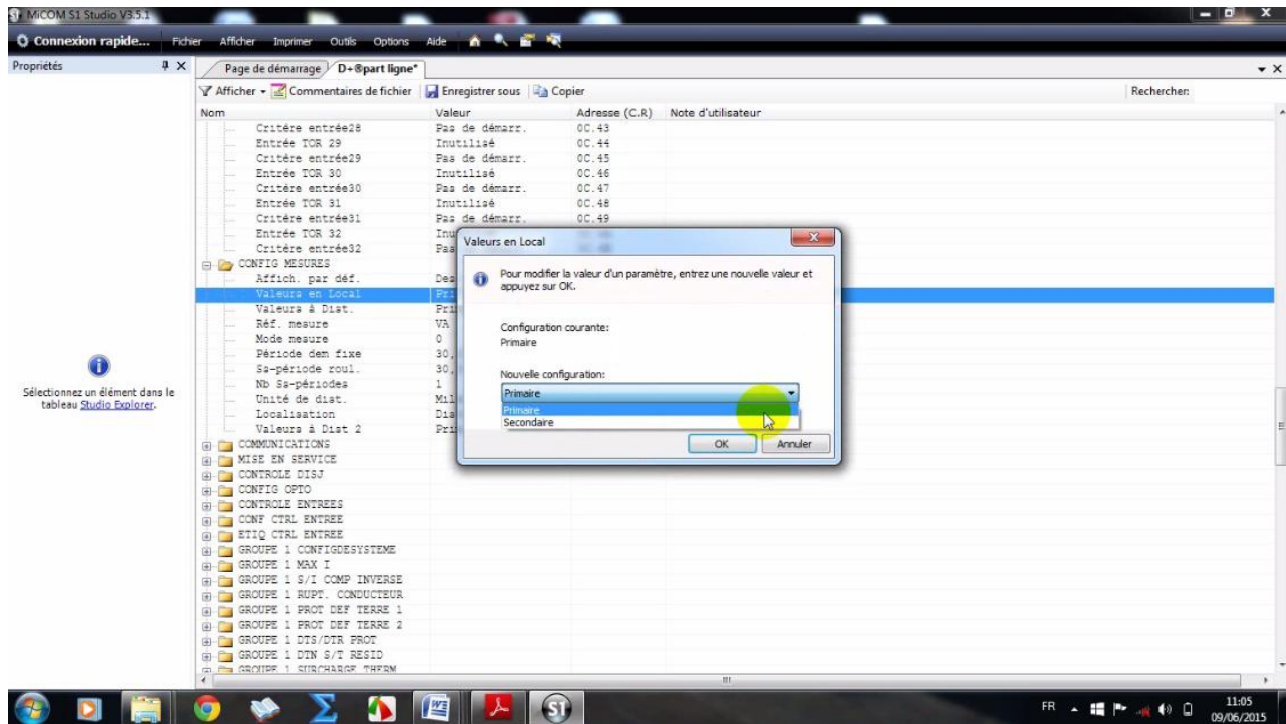
Le menu « rapports TC/TP » permet de régler les tensions primaires/secondaires des transformateurs de courant/tension.



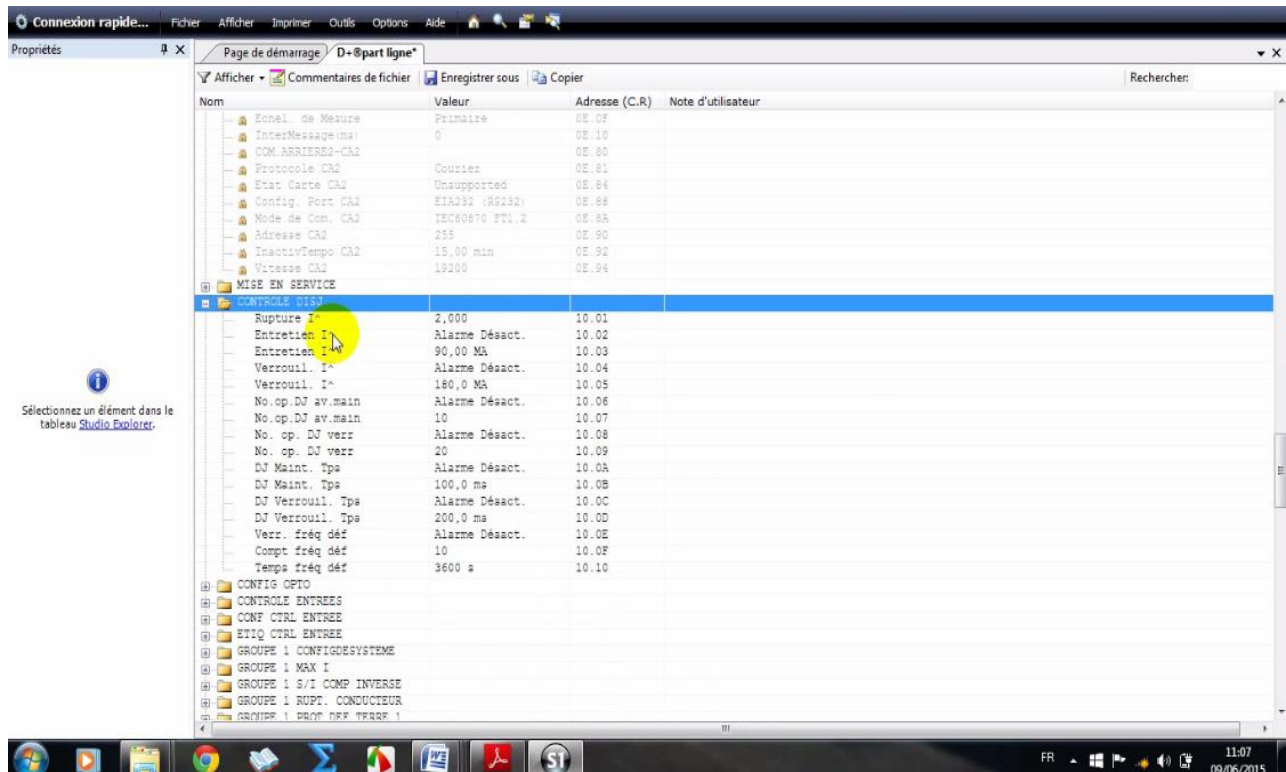
Les réglages « perturbographie » englobent le moment du démarrage et la durée d'enregistrement, la sélection des signaux analogiques ou logiques à enregistrer, ainsi que les signaux provoquant le démarrage de l'enregistrement.



Le réglage « Valeurs en local » permet de choisir soit le primaire ou le secondaire du transformateur.



Le menu « CONTROLE DISJ » décrit les options disponibles de surveillance de l'état des disjoncteurs. Il porte sur la configuration de la fonction de détection de rupture de courant et sur les fonctions réglables pour déclencher une alarme ou un verrouillage de disjoncteur.



IV.9. Données globales du réseau de TIZI OUZOU [26]:

La Direction de Distribution de Tizi-Ouzou (DDTO) est subdivisée en six services techniques d'électricité (STE) suivants :

- TIZI OUZOU
- DRAA EL MIZEN (DEM)
- AZAZGA
- LARBAA NATH IRATHEN (LNI)
- TIGZIRT
- AIN EL HAMMAM

Le réseau électrique moyen tension (HTA) de la direction de distribution de Tizi-Ouzou est desservi par :

- Six postes sources (PS) suivants :
 - Poste OUED AISSI: 220/60/30kV
 - Poste FREHA : 60/30kV
 - Poste TIZI MEDDEN: 60/30kV
 - Poste BOUKHALFA: 60/30kV
 - Poste SOUK EL DJEMAA (SED): 60/30 kV
 - Poste DBK : 60/30 kV
- Une cabine mobile 60/30 kV

IV.10. Présentation du poste source THT OUED AISSI 220/60/30 kV [26]:

Il est alimenté par le poste d'interconnexion et de transformation 220/60/30 kV OUED- AISSI par deux lignes. Il possède deux transformateurs de puissances nominales 40 MVA chacun, connectés sur deux demi-jeux de barres avec un sectionneur de couplage.

L'étage HTA 30kV est composé de :

- Deux cellules arrivées
- Huit cellules départs fonctionnels :
 - NAFTAL
 - SEMPAC
 - ZONE.I
 - SNLB
 - SED

- SONITEX
- AEP
- T-OUZOU
- Quatre cellules réserves
- Deux cellules condensateurs
- Une cellule couplage

L'histoire du poste OUED-AISSI est donnée dans le tableau suivant :

Poste source	U(KV)	Nombre de transfo	Puissance installée (MVA)	Cellule de réserve	Nombre de départ HTA
OUED-AISSI	30	02	2*40	04	08

Tableau IV.2 : Présentation du poste THT OUED-AISSI

IV.10.1.Départ 30 kV SN SEMPAC :

a) Schéma normal d'exploitation :

- Fermé au poste THT OUED AISSI
- Ouvert au J1015 avec départ BOUHINOUN
- Ouvert au J967 avec départ BOUHINOUN
- Ouvert au poste 396 avec départ BOUHINOUN
- Ouvert à l'IAT U801 avec départ Zone INDUSTRIELLE
- Ouvert au J1030 avec départ TIMIZART LOGHBAR

b) Schéma de secours :

Ce départ peut être secouru par :

- La fermeture de l'IACM J1015 avec départ BOUHINOUN
- La fermeture de l'IACM J1030 avec départ TIMIZART LOGHBAR

IV.10.2. Données physiques du réseau :

Les données physiques du réseau consistent à relever la structure existante du réseau par les paramètres suivants :

- La résistance linéique en Ω/km qui dépend de la nature du conducteur et de sa section.
- La longueur des éléments de la ligne en km.
- La capacité de transit de chaque élément.
- La réactance linéique en Ω/km .
- La capacité des jeux de barres HTA.
- Le nombre de postes par type.

L'étude de ce réseau révèle qu'il est à structure bouclée. Les conducteurs constituant sont en Almélec, Cuivre et en Aluminium (**Tableau IV.3**).

	Nature	Section (mm ²)	Longueur (km)
Aérien	Cu	17,8	0,069
	Am	34,4	28,355
		54,6	19,262
		93,3	21,678
Souterrain	Cu	70	0,172
	Al	120	2,070

Tableau IV.3: Caractéristiques des conducteurs [26]

➤ Données techniques [26] :

- Niveau de tension primaire du transformateur $U=60\text{kV}$ avec une puissance de court-circuit $S_{cc}=2500\text{MVA}$;
- Niveau de tension secondaire du transformateur $U=30\text{kV}$ avec une puissance de court-circuit $S_{cc}=500\text{MVA}$;

- La longueur de la ligne $L=71.606\text{km}$;
- Puissance nominale d'un transformateurs $S_n=40\text{MVA}$;
- Tension de court-circuit des transformateurs $U_{cc}=9.8\%$;
- Réactance de la ligne aérienne $X=0.4 \Omega/\text{km}$;
- Réactance de la ligne souterraine $X=0.1 \Omega/\text{km}$.

➤ **Caractéristiques de disjoncteur du départ 30 kV SN SEMPAC :**

Le disjoncteur utilisé est de type SF6 ayant les caractéristiques suivantes :

Transformateur de courant TC= 150-300 /1 (le rapport de transformation soit 1 ou 2)

Courant nominal $I_n= 800\text{A}$

Pouvoir de coupure $PC= 12,5 \text{ kA}$

IV.11. Choix de valeur de base :

On choisit les valeurs nominales comme grandeurs de base :

$$U_b=30\text{kV} \quad , \quad S_b=100\text{MVA}$$

On déduit :

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3}U_b} \quad \dots\dots\dots(1)$$

$$\text{AN : } I_b = \frac{100.10^6}{\sqrt{3}.30.10^3} = 1,926\text{kA}$$

$$Z_b = \frac{U_b^2}{S_b} \quad \dots\dots\dots(2)$$

$$Z_b = \frac{(30.10^3)^2}{100.10^6} = 9\Omega$$

IV.12. Valeur des impédances réduites :**IV.12.1. Composantes directes et inverses :****a) Ligne :**

$$Z_{dl}^* = X_0 \cdot L \cdot \frac{S_b}{U_b^2} \dots\dots\dots(3)$$

$$Z_{dl}^* = (0,4 \times 69,364 + 0,1 \times 2,242) \cdot \frac{100}{30^2} = 3,107$$

b) Transformateurs à deux enroulements :

$$Z_{dtr}^* = \frac{U_{cc}}{100} \frac{S_b}{S_n} \dots\dots\dots(4)$$

AN :

$$Z_{dtr}^* = \frac{9,8}{100} \frac{100}{40} = 0,245$$

c) Réseau amont :

$$Z_{dr}^* = \frac{U^2}{S_{cc}} \cdot \frac{1}{Z_b} \left(\frac{U_b}{U} \right)^2 \dots\dots\dots(5)$$

$$Z_{dr}^* = \frac{(60 \cdot 10^3)^2}{500 \cdot 10^6} \times \frac{1}{9} \left(\frac{30}{60} \right)^2 = 0,2$$

IV.12.2. Composantes homopolaires :**a) Ligne :**

$$Z_{0L}^* = 3 \cdot Z_{dl}^* \dots\dots\dots(6)$$

$$Z_{0L}^* = 3 \cdot 3,107 = 9,321$$

b) Transformateur à deux enroulements :

$$Z_{0tr}^* = Z_{dtr}^* \dots\dots\dots(7)$$

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

c) Réseau amont :

$$Z_{0r}^* = 3Z_{dr}^* \dots\dots\dots(8)$$

$$Z_{0r}^* = 0,6$$

IV.12.3. Valeurs des courants de court-circuit :

a) Court circuit triphasé :

➤ Court-circuit sur le jeu de barre HTA :

Le schéma équivalent est représenté par la figure IV.4 :

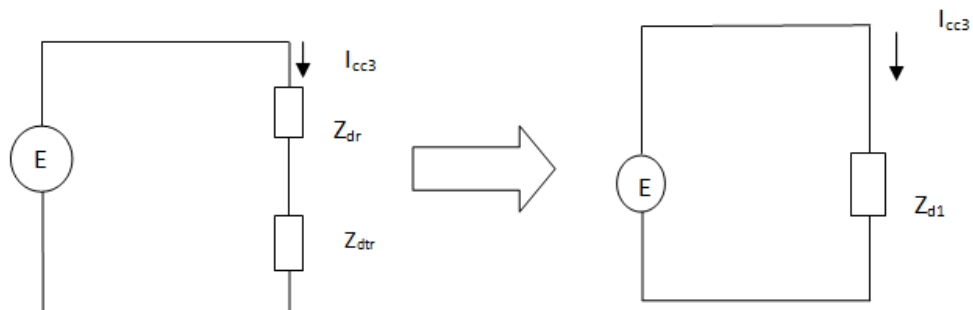


Figure IV.4: Schéma monophasé équivalent

$$Z_{d1}^* = Z_{dr}^* + Z_{dtr}^* \dots\dots\dots(9)$$

$$Z_{d1}^* = 0,2 + 0,245 = 0,445$$

Valeur de I_{cc3}^* :

$$I_{cc3}^* = \frac{1,1}{\sqrt{3} \cdot Z_{d1}^*} \dots\dots\dots(10)$$

$$I_{cc3}^* = \frac{1,1}{\sqrt{3} \cdot 0,445} = 1,427$$

Valeur réelle de I_{cc3}^* :

$$I_{cc3} = I_{cc3}^* \cdot I_b \dots\dots\dots(11)$$

$$I_{cc3} = 1,427 \cdot 1,926 = 2,748 \text{ kA}$$

➤ **Court-circuit à l'extrémité de la ligne :**

Le schéma équivalent est représenté par la **figure IV.5** :

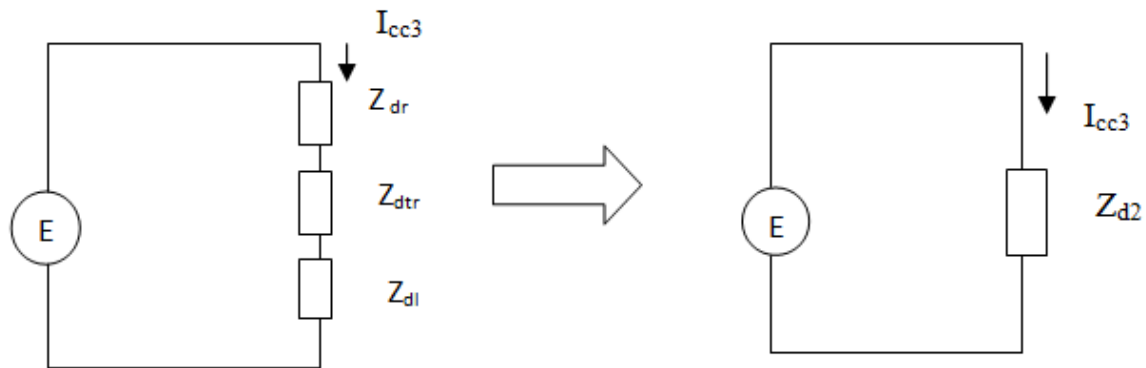


Figure IV.5 : Schéma monophasé équivalent

$$Z_{d2}^* = Z_{dr}^* + Z_{dtr}^* + Z_{dl}^* \quad \dots\dots\dots(12)$$

$$Z_{d2}^* = 0,2 + 0,245 + 3,107 = 3,552$$

Valeur de I_{cc3}^* :

$$I_{cc3}^* = \frac{1,1}{\sqrt{3} \cdot Z_{d2}^*} \quad \dots\dots\dots(13)$$

$$I_{cc3}^* = \frac{1,1}{\sqrt{3} \cdot 3,552} = 0,178$$

Valeur réelle de I_{cc3}^* :

$$I_{cc3} = I_{cc3}^* \cdot I_b \quad \dots\dots\dots(14)$$

$$I_{cc3} = 0,178 \cdot 1,926 = 0,342 \text{ kA}$$

b) Court-circuit biphasé :**➤ Court-circuit sur le jeu de barre :**

$$I_{cc2}^* = \frac{1,1U^*}{2Z_{d1}} \dots\dots\dots(15)$$

$$I_{cc2}^* = \frac{1,1}{2,0,445} = 1,235$$

Valeur réelle de I_{cc2}^* :

$$I_{cc2} = I_{cc2}^* \cdot I_b \dots\dots\dots(16)$$

$$I_{cc2} = 1,235 \cdot 1,926 = 2,378 \text{ kA}$$

➤ Court-circuit à l'extrémité de la ligne :

$$I_{cc2}^* = \frac{1,1U^*}{2Z_{d2}} \dots\dots\dots(17)$$

$$I_{cc2}^* = \frac{1,1}{2,3,552} = 0,154$$

Valeur réelle de I_{cc2}^* :

$$I_{cc2} = I_{cc2}^* \cdot I_b \dots\dots\dots(18)$$

$$I_{cc2} = 0,154 \cdot 1,926 = 0,296 \text{ kA}$$

c) Court-circuit monophasé :**➤ Court-circuit sur le jeu de barre :**

Le schéma équivalent est représenté par la **figure IV.6** :

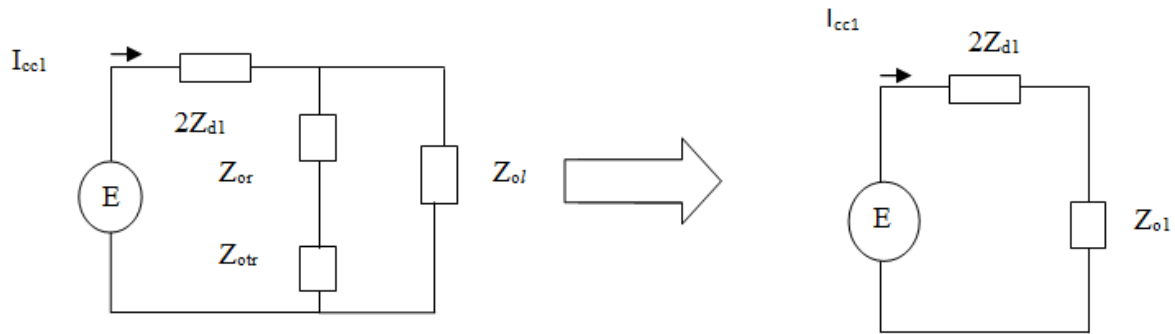


Figure IV.6 : Schéma direct homopolaire équivalent

Z_{d1} : impédance équivalente directe

Z_{o1} : impédance équivalente homopolaire

Valeur de l'impédance réduite homopolaire :

$$Z_{o1}^* = \frac{(Z_{or}^* + Z_{otr}^*) \cdot Z_{ol}^*}{Z_{or}^* + Z_{otr}^* + Z_{ol}^*} \quad \dots\dots\dots(19)$$

$$Z_{o1}^* = \frac{(0,6+0,245) \cdot 9,321}{0,6+0,245+9,321} = 0,774$$

Valeur de I_{cc1}^* :

$$I_{cc1}^* = \frac{1,1 \cdot U^*}{\sqrt{3}(2Z_{d1}^* + Z_{o1}^*)} \quad \dots\dots\dots(20)$$

$$I_{cc1}^* = \frac{1,1}{\sqrt{3} \cdot (2 \cdot 0,445 + 0,774)} = 0,381$$

Valeur réelle de I_{cc1} :

$$I_{cc1} = I_{cc1}^* \cdot I_b \quad \dots\dots\dots(21)$$

$$I_{cc1} = 0,381 \cdot 1,926 = 0,735 \text{ kA}$$

➤ **Court-circuit à l'extrémité de la ligne :**

Le schéma équivalent est représenté par la **figure IV.7** :

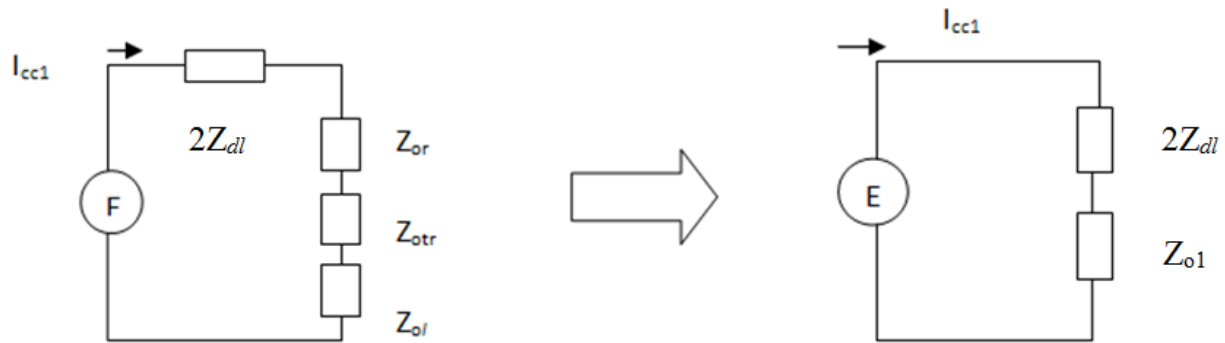


Figure IV.7 : Schéma homopolaire équivalent

Z_{dl} : impédance équivalente directe de la ligne

Z_{ol} : impédance équivalente homopolaire

Valeur de l'impédance réduite homopolaire Z_{ol} :

$$Z_{ol}^* = Z_{or}^* + Z_{otr}^* + Z_{ol}^* \quad \dots\dots\dots(22)$$

$$Z_{ol}^* = 0,6 + 0,245 + 9,321 = 10,166$$

Valeur de I_{cc1}^* :

$$I_{cc1}^* = \frac{1,1 \cdot U^*}{\sqrt{3} (2 \cdot Z_{dl}^* + Z_{ol}^*)} \quad \dots\dots\dots(23)$$

$$I_{cc1}^* = \frac{1,1}{\sqrt{3} (2 \cdot 2,3,552 + 10,166)} = 0,0367$$

Valeur réelle de I_{cc1} :

$$I_{cc1} = I_{cc1}^* \cdot I_b^* \quad \dots\dots\dots(24)$$

$$I_{cc1} = 0,0367 \times 1,926 = 0,0708 \text{ kA}$$

➤ Récapitulatifs :

Le **tableau IV.4** résume les valeurs des courants de court-circuit pour chaque cas de défaut :

	Courant de court-circuit triphasé (KA)	Courant de court-circuit biphasé (KA)	Courant de court-circuit monophasé (KA)
Sur le jeu de barre	2,748	2,378	0,735
A l'extrémité de la ligne	0,342	0,296	0,0708

Tableau IV.4 : Récapitulatif des valeurs du courant des courts-circuits

IV.13. Réglage du relais de protection MICOM P142 du départ SN SEMPAC :

- Max de I :
 - **Le premier seuil I_{R1}** : le réglage du premier seuil devra satisfaire aux conditions suivantes :
 - Si $0,85 I_{cc2} > K I_{th}$ le seuil sera réglé à : $I_{R1} \leq K I_{th}$
 - Si $0,85 I_{cc2} < K I_{th}$ le seuil sera réglé à : $I_{R1} < 0,85 I_{cc2}$

I_{th} : Courant limite thermique de la ligne ($I_{th}=140$ A) de la petite section sur le réseau

I_{cc2} : Courant de court-circuit biphasé à l'extrémité de la ligne

K : coefficient de surcharge admissible sur les conducteurs (valeur de $K=1,2$)

$$K I_{th} = 1,2 \cdot 140 = 168 \text{ A}$$

$$0,85 I_{cc2} = 0,85 \cdot 0,296 = 251,6 \text{ A}$$

Comme $0,85 I_{cc2} > K I_{th}$, donc le seuil I_{R1} sera réglé comme suit : $I_{R1} \leq 168 \text{ A}$

On prend :

$$I_{R1} = 168 \text{ A} \quad t = 0,8 \text{ s}$$

Le temps minimum d'intervention est de 0.5s, on prend $t=0.8$ s

- **Le deuxième seuil $I > 2 (I_{R2})$** : devra éliminer rapidement les courts-circuits d'un courant élevé

Dans les conditions les plus défavorables, le courant de court-circuit en aval du transformateur MT/BT reporté au primaire sera :

$$I_{cc} = \frac{P_2}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot U_{cc}(\%)}$$

P_2 : puissance maximale du transformateur MT/BT installé sur la ligne $P_2=630\text{kVA}$

U_n : tension nominale du système MT $U_n=30\text{kV}$

U_{cc} : tension de court-circuit du transformateur MT/BT (en pour cent $U_{cc}=6\%$)

$$\text{AN : } I_{cc} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot \frac{6}{100}} = 202,07\text{A}$$

Avec une marge de sécurité, la valeur de réglage sera :

$$I_{R2} = 1,3 I_{cc}$$

$$I_{R2} = 262,69 \approx 263 \text{ A}$$

Le temps d'intervention sera instantané **$t=0\text{s}$**

- **Le courant de court-circuit monophasé (homopolaire) :**

Calcul de $3I_0$:

Pratiquement on s'intéresse à la relation existante entre le courant de court-circuit et le courant homopolaire I_0

$$\begin{aligned} \text{On a : } & V = Z \cdot I \\ \Rightarrow & V = \frac{I}{C_0 \cdot \omega} I_0 \\ \Rightarrow & I_0 = V \cdot C_0 \cdot \omega \end{aligned}$$

Comme les trois capacités sont parallèles alors les courants s'ajoutent et on aura :

$$3I_0 = 3V \cdot C_0 \cdot \omega = 3 \frac{U}{\sqrt{3}} C_0 \cdot \omega$$

$$\Rightarrow 3I_0 = \sqrt{3}U.C_0.\omega$$

Avec :

C_0 : Capacité entre un conducteur et la terre.

Le courant homopolaire est le produit entre le courant capacitif de la ligne et sa longueur, il est donné par la formule suivante :

$$3I_0 = L.I_c$$

- Le courant capacitif est de l'ordre de 9.8 A/100Km pour les lignes aériennes
- Pour les câbles souterrains, les valeurs du courant capacitif sont :
 Pour Al 120 mm² = 4,8 A/km
 Pour Cu 70 mm² = 3,10 A/km

Pour les câbles souterrains :

$$3I_0(120\text{mm}^2) = 2,070.4,8 = 9,936 \text{ A}$$

$$3I_0(70\text{mm}^2) = 0,172.3,10 = 0,533 \text{ A}$$

Pour les lignes aériennes :

$$3I_0 = \frac{69,364.9,8}{100} = 6,797 \text{ A}$$

La somme donne :

$$3I_0 = 17,266 \text{ A}$$

$$K.3I_0 = 1,5.17,266 = 25,899 \text{ A}$$

Le courant de réglage à prendre en compte sera :

$$I_{R0} \geq K.3I_0$$

$$I_{R0} \geq 25,899 \text{ A}$$

On prend :

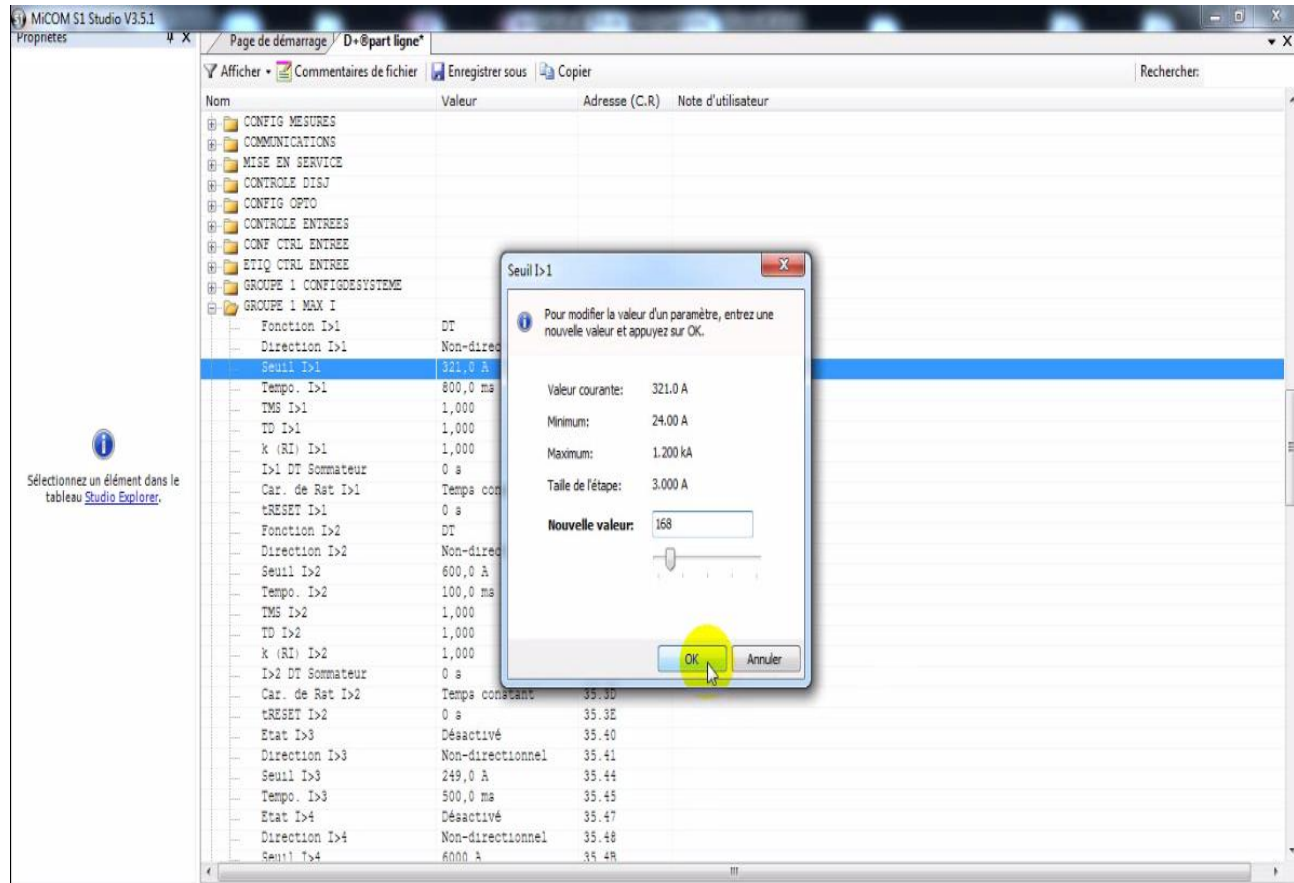
$$I_{R0} = 26 \text{ A}$$

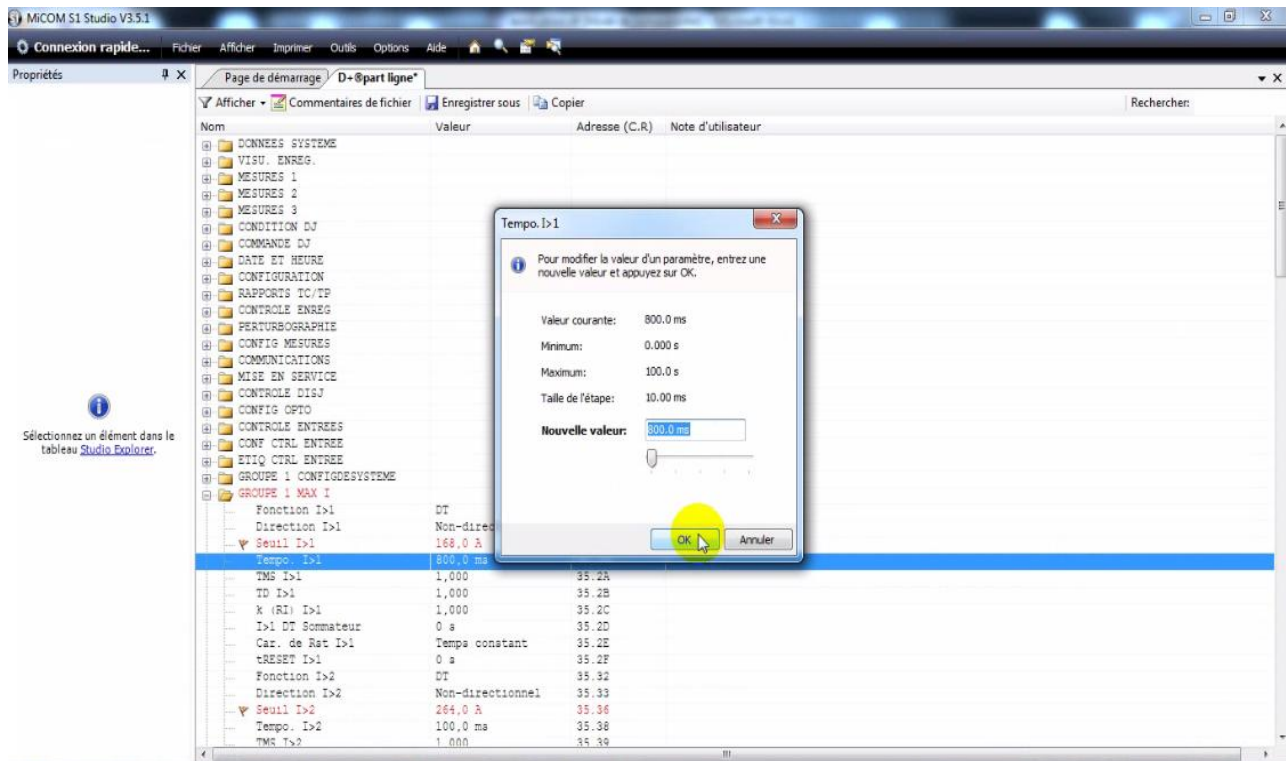
Le temps minimum d'intervention est de 0.5s, on prend **t=0.8s**

-Le courant de défaut terre résistante :

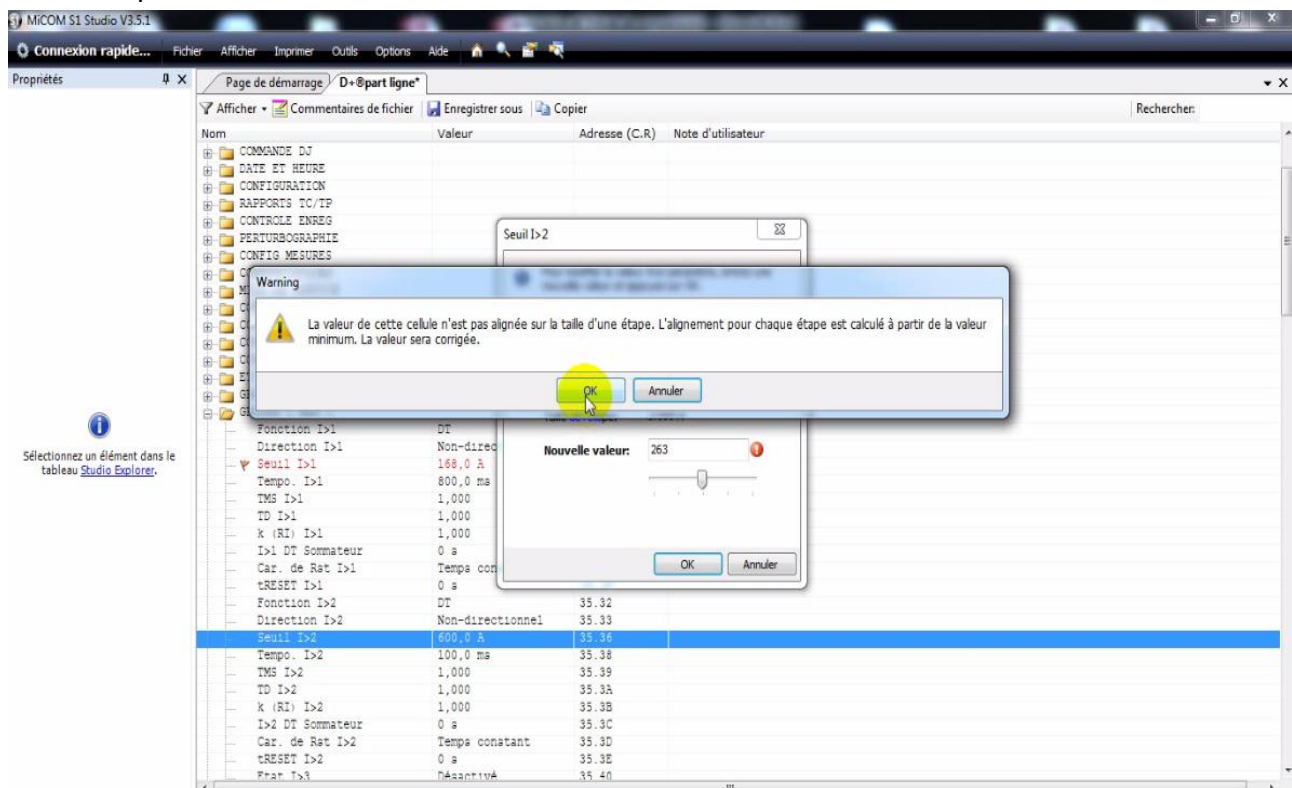
$I_{DTR} = 5 \text{ A}$, $t=5\text{s}$, Cette valeur est fixée par la SONELGAZ.

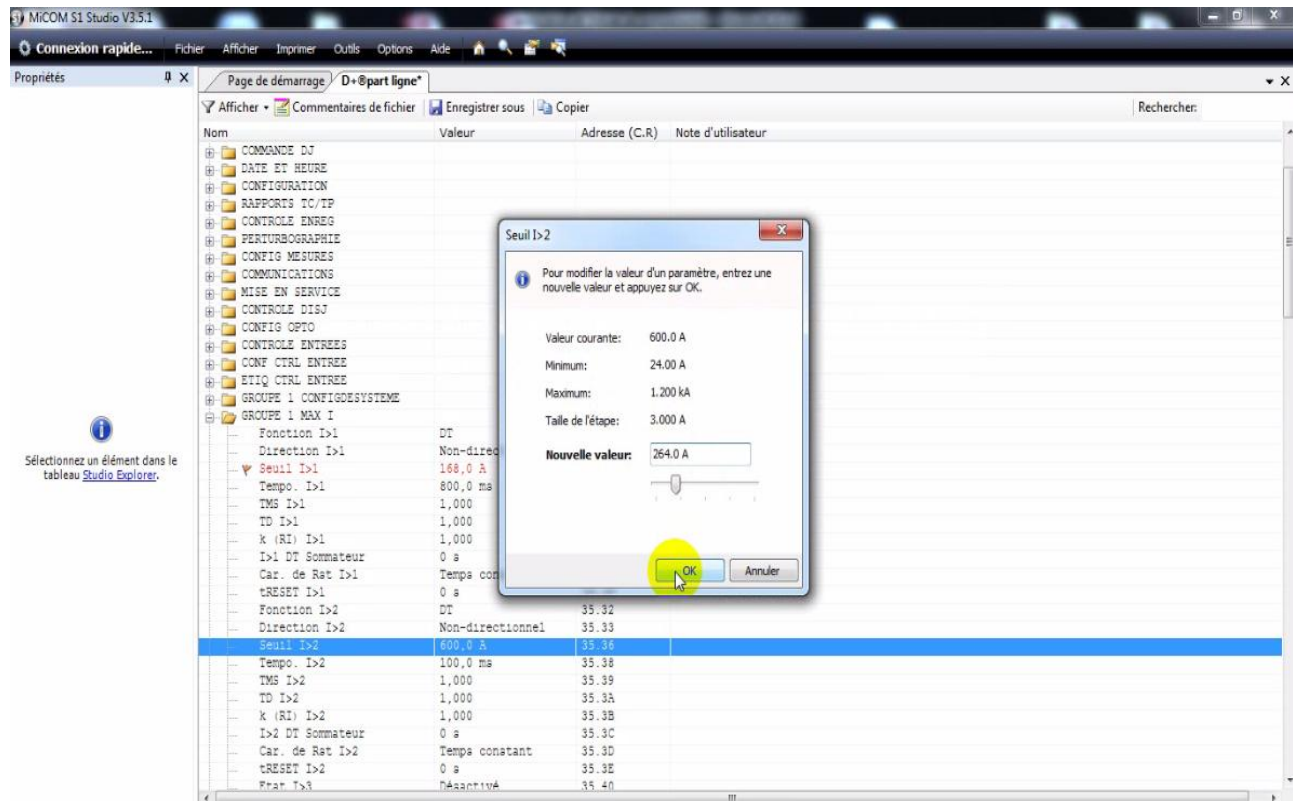
Pour paramétrer le relais de protection, dans le groupe1 MAX I (déjà actif), on injecte la valeur du courant du 1^{er} seuil calculé à une durée d'intervention de 800ms.



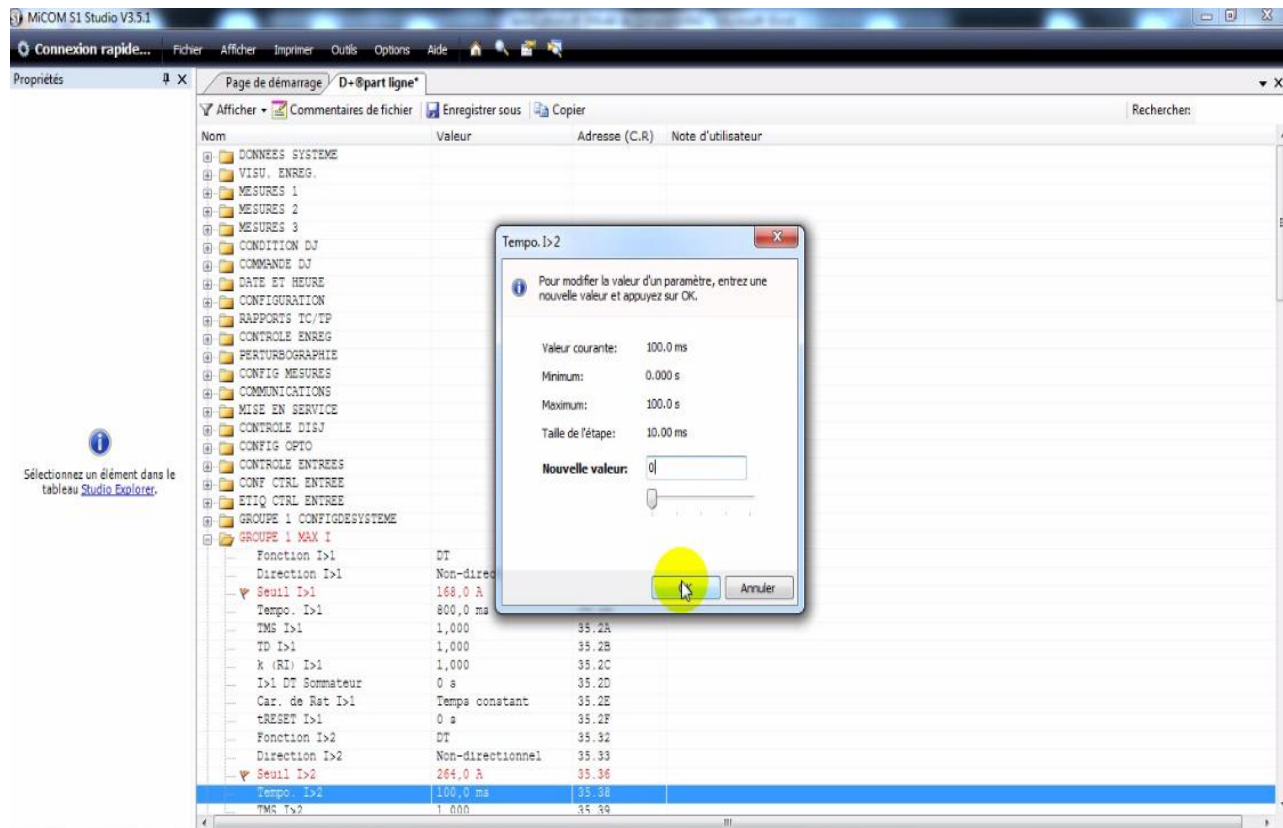


Dans la fenêtre « Seuil I>2 », on injecte la valeur calculée, mais cette dernière n'est pas alignée sur un intervalle régulier pour permettre son contrôle, donc, elle sera corrigée automatiquement.

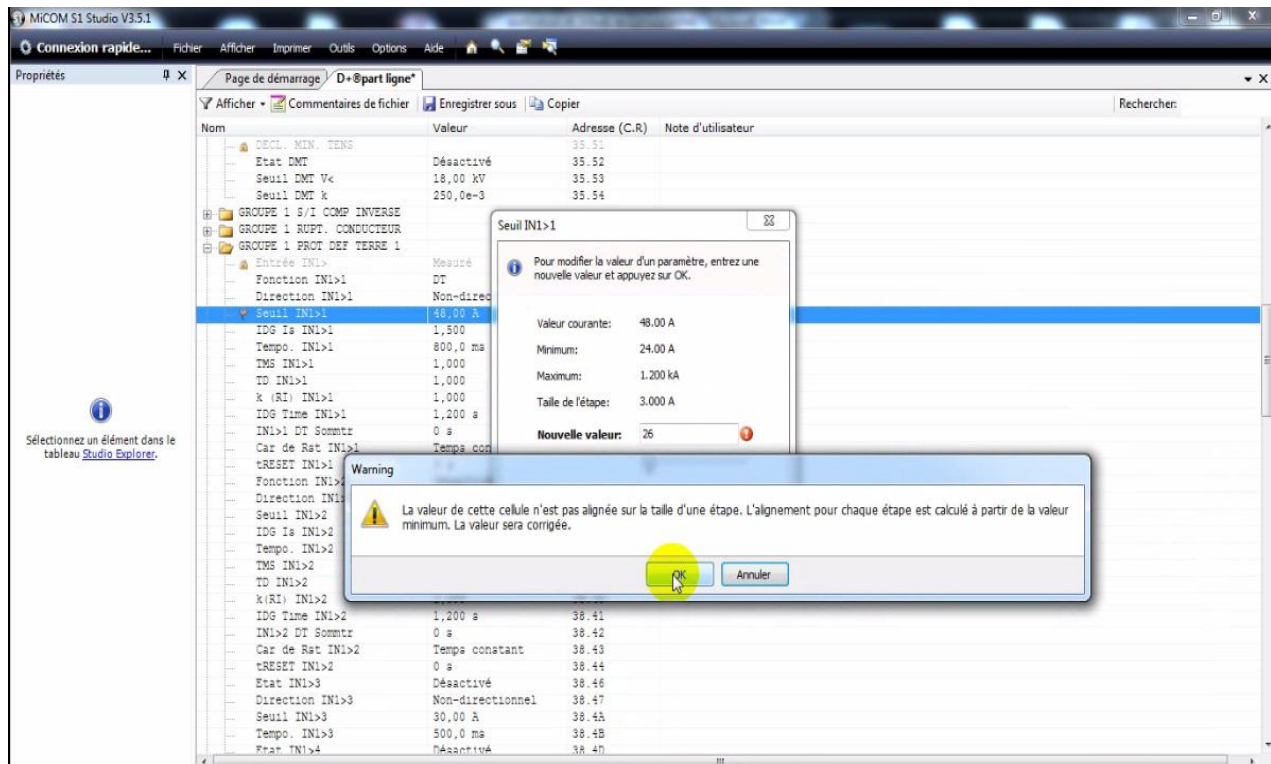




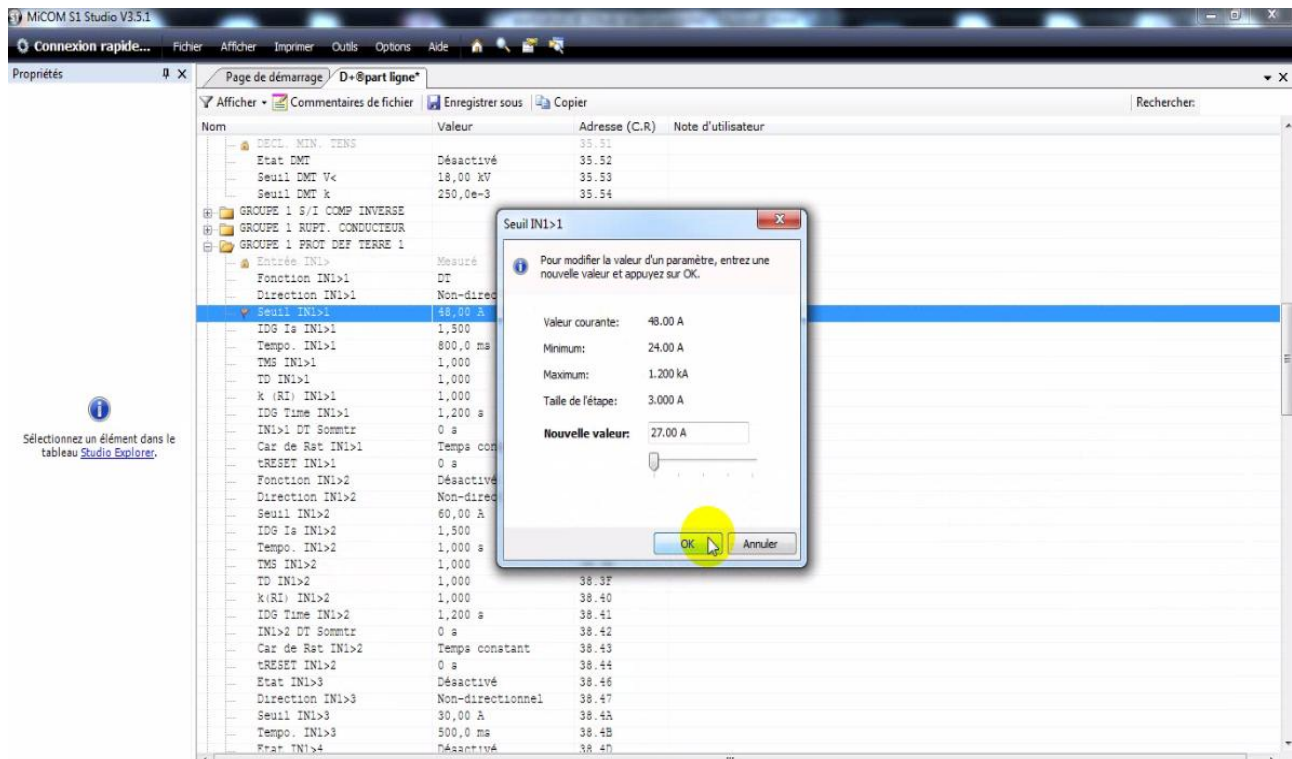
Pour ce seuil, la temporisation est instantanée.



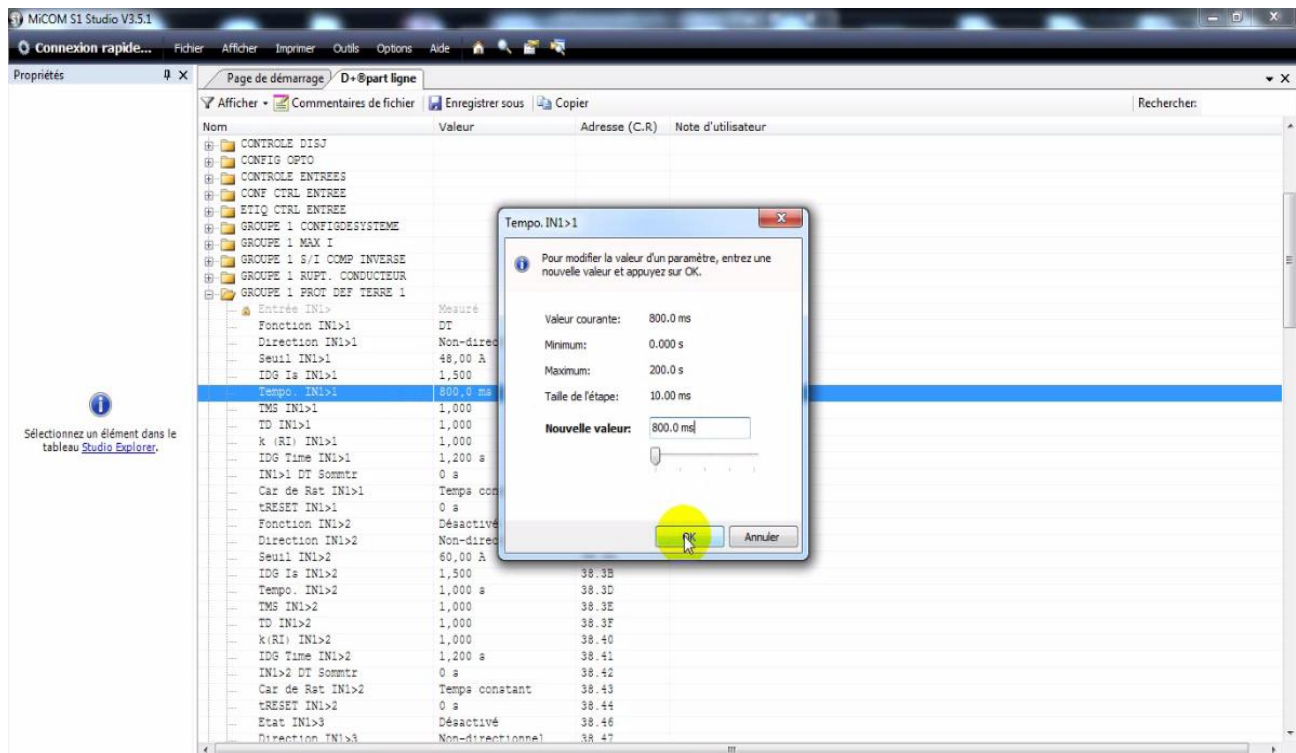
Dans le menu « GROUPE 1 PROT DEF TERRE 1 », on injecte la valeur du courant homopolaire dans le réglage « Seuil IN1>1 ».



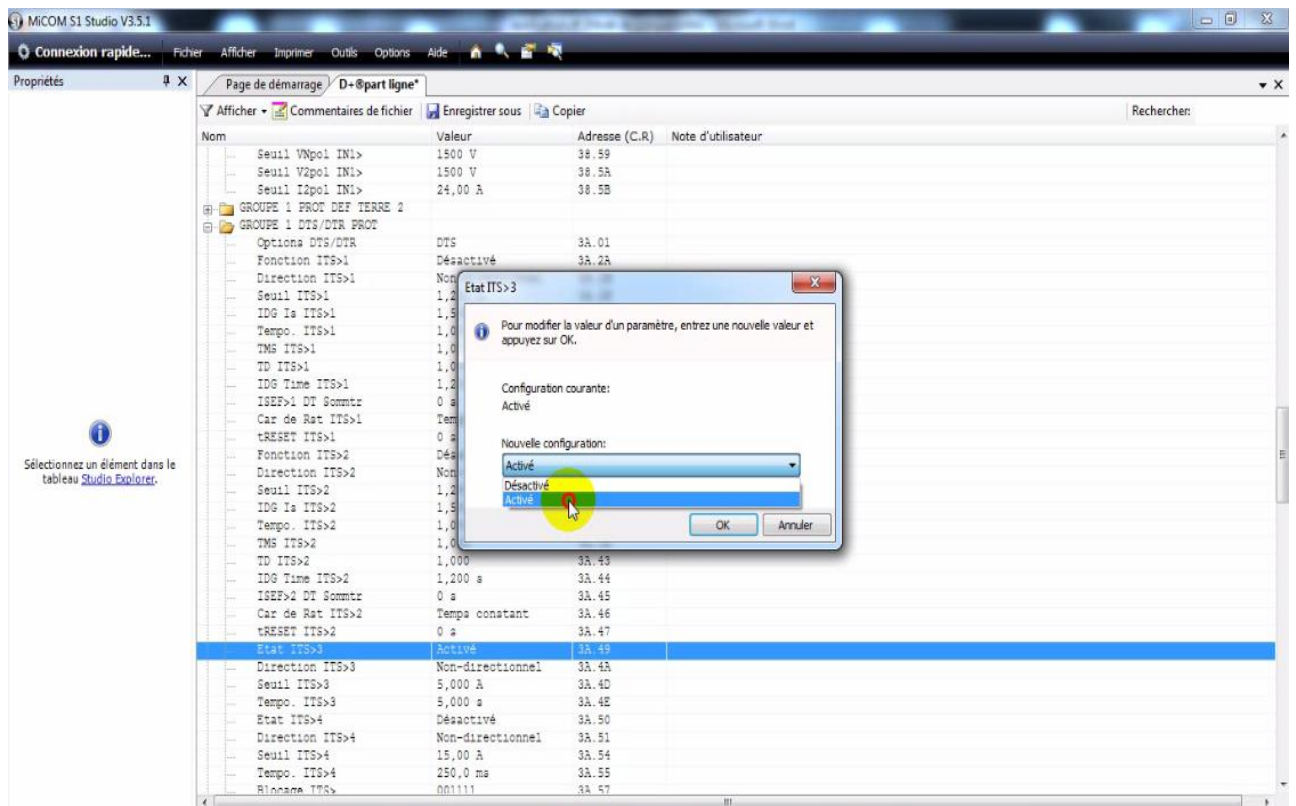
Comme la valeur injectée n'est pas alignée sur un intervalle régulier pour permettre son contrôle, donc elle sera corrigée automatiquement à 27 A.



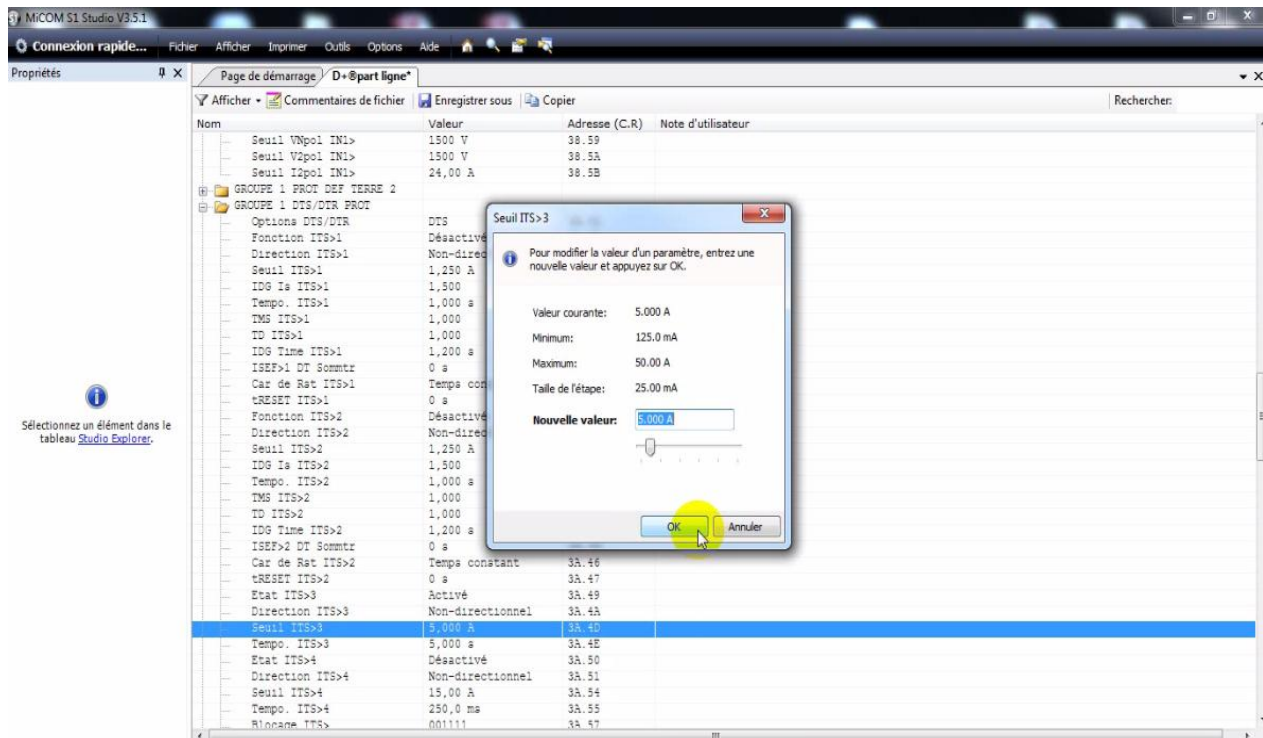
Dans « Tempo IN1>1 », on règle la temporisation à 800 ms.



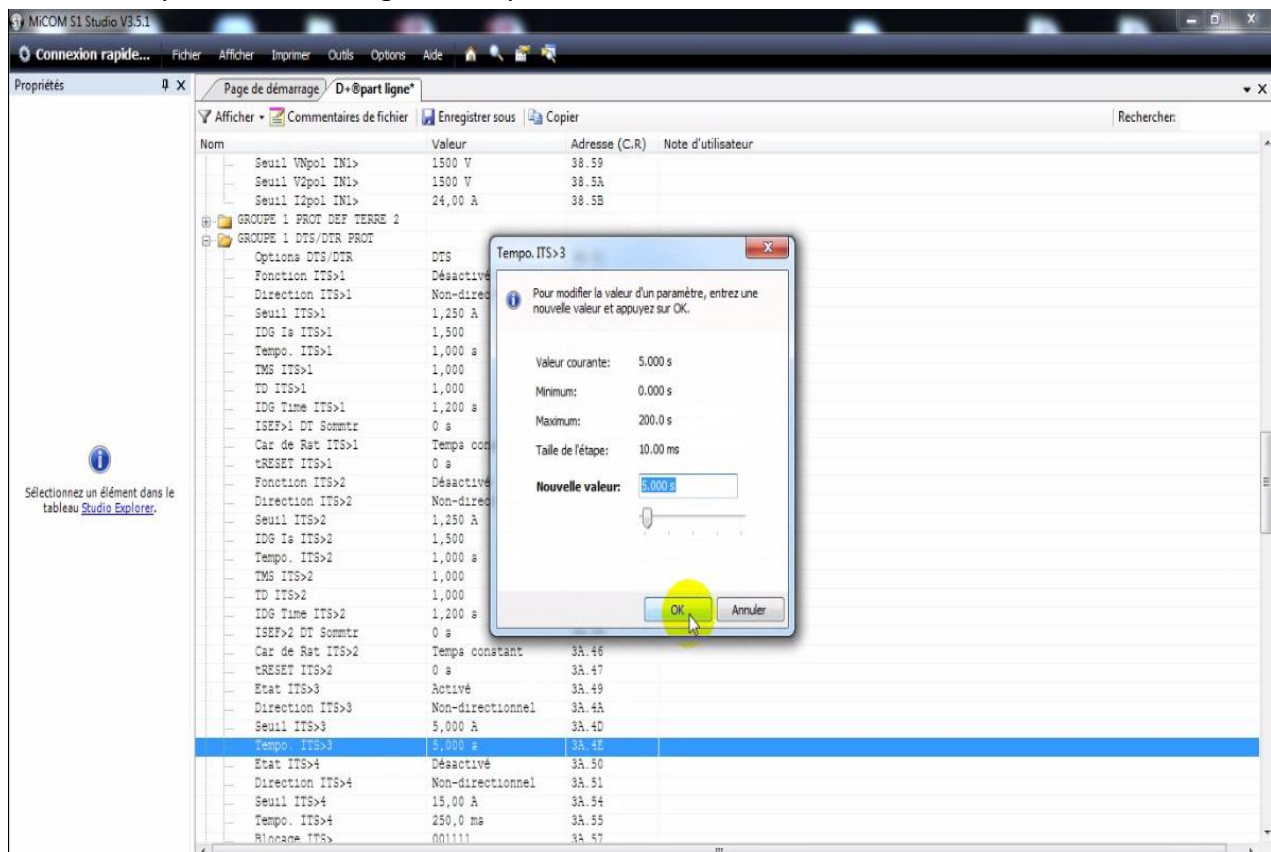
Pour assurer la protection contre les défauts terre –résistante, on active le réglage « Etat ITS>3 ».



Dans le réglage « Seuil ITS>3 », on injecte la valeur du courant de défaut terre-résistante.



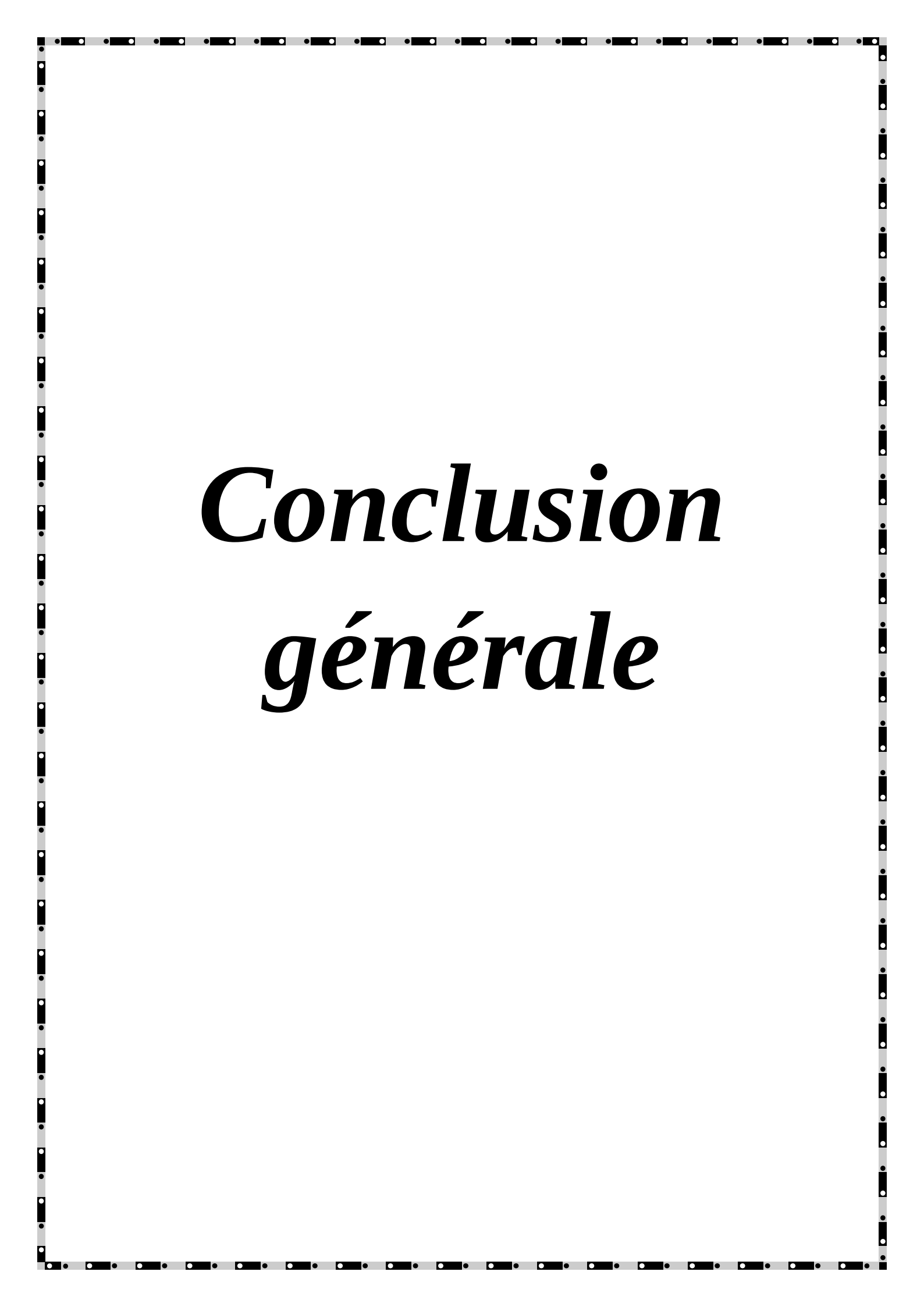
Dans « Tempo ITS>3 », on règle la temporisation à 5s.



IV.14. Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons fait une présentation générale de la gamme de protection MICOM P142. Par ailleurs, nous fournissons des informations complètes sur les interfaces de communication de l'équipement.

Nous avons pu paramétrer cet appareil grâce au logiciel S1 Studio selon les valeurs des courants de défaut calculés.



Conclusion générale

Conclusion générale

La protection des réseaux électriques est une condition incontournable pour assurer la continuité et une meilleure qualité de service.

Durant notre travail, nous nous sommes basé sur l'étude des protections d'un réseau de distribution moyenne tension. Nous avons débuté par des généralités sur les réseaux électriques qui assurent le lien entre les sites de production et les différents points de consommation, et traite successivement, les différents défauts qui peuvent survenir sur un réseau électrique, les organes de coupures, ainsi les différentes protections qui empêchent leur propagation vers d'autres zones.

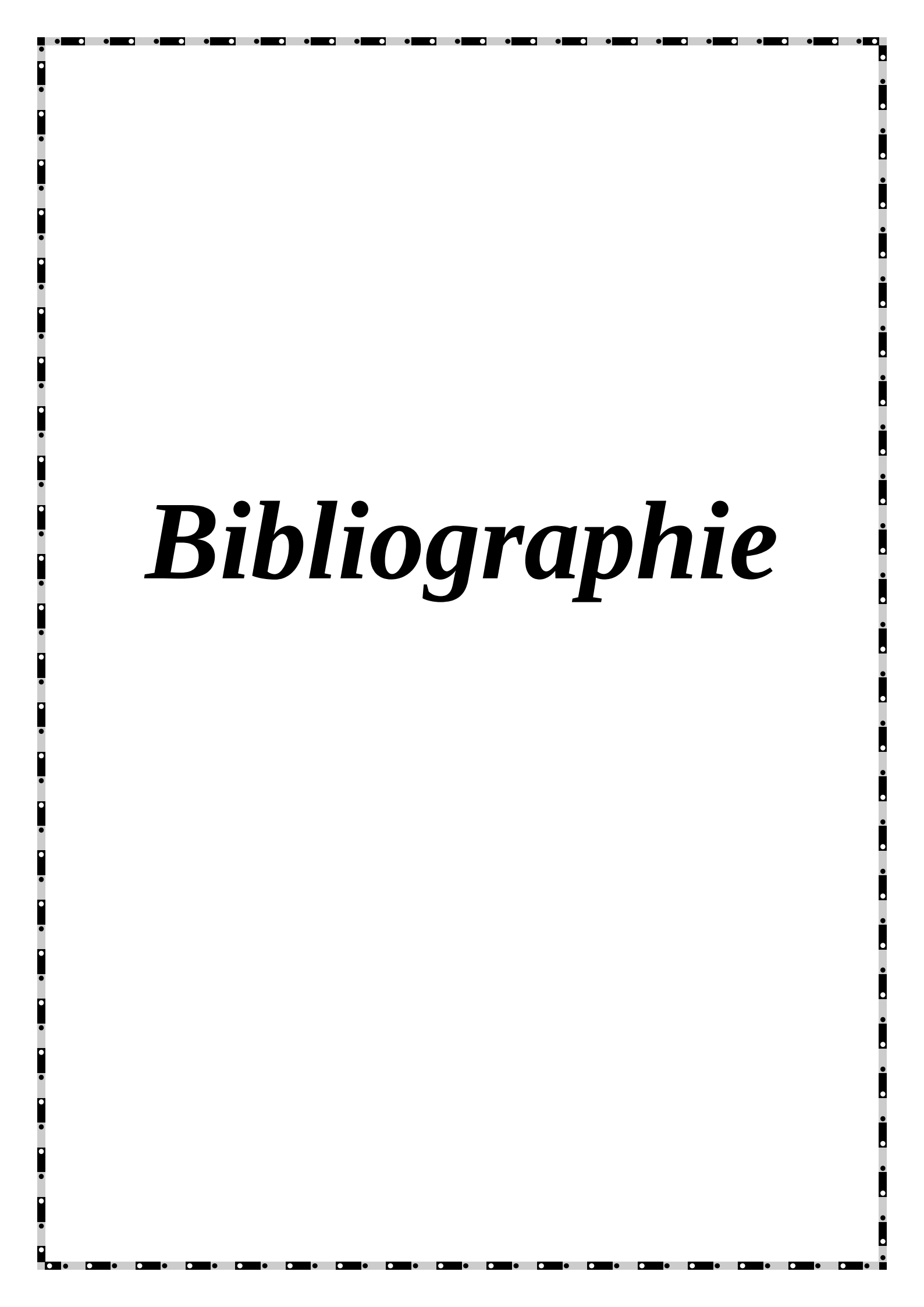
Nous avons calculé les valeurs des courants de courts-circuits triphasés, biphasés et monophasés sur le jeu de barre, ainsi qu'à l'extrémité de la ligne.

Par les valeurs obtenues, nous avons proposé un réglage du relais :

- Pour le cas du triphasé, deux niveaux de courant de court-circuit (1^{er} seuil et 2^{ème} seuil) sont mis en évidence,
- Pour le cas du courant de court-circuit homopolaire,
- Pour le cas du courant de défauts terre-résistante.

Dans le paramétrage, nous avons aussi définis les délais de déclenchement du relais afin d'assurer une protection fiable de tous les éléments du réseau.

Le travail mené nous a permis d'enrichir nos connaissances dans le domaine des réseaux électriques, calcul des courants de défauts et la protection numérique associée. Nous espérons que ce modeste travail apportera un plus à ceux qui le consulteront.

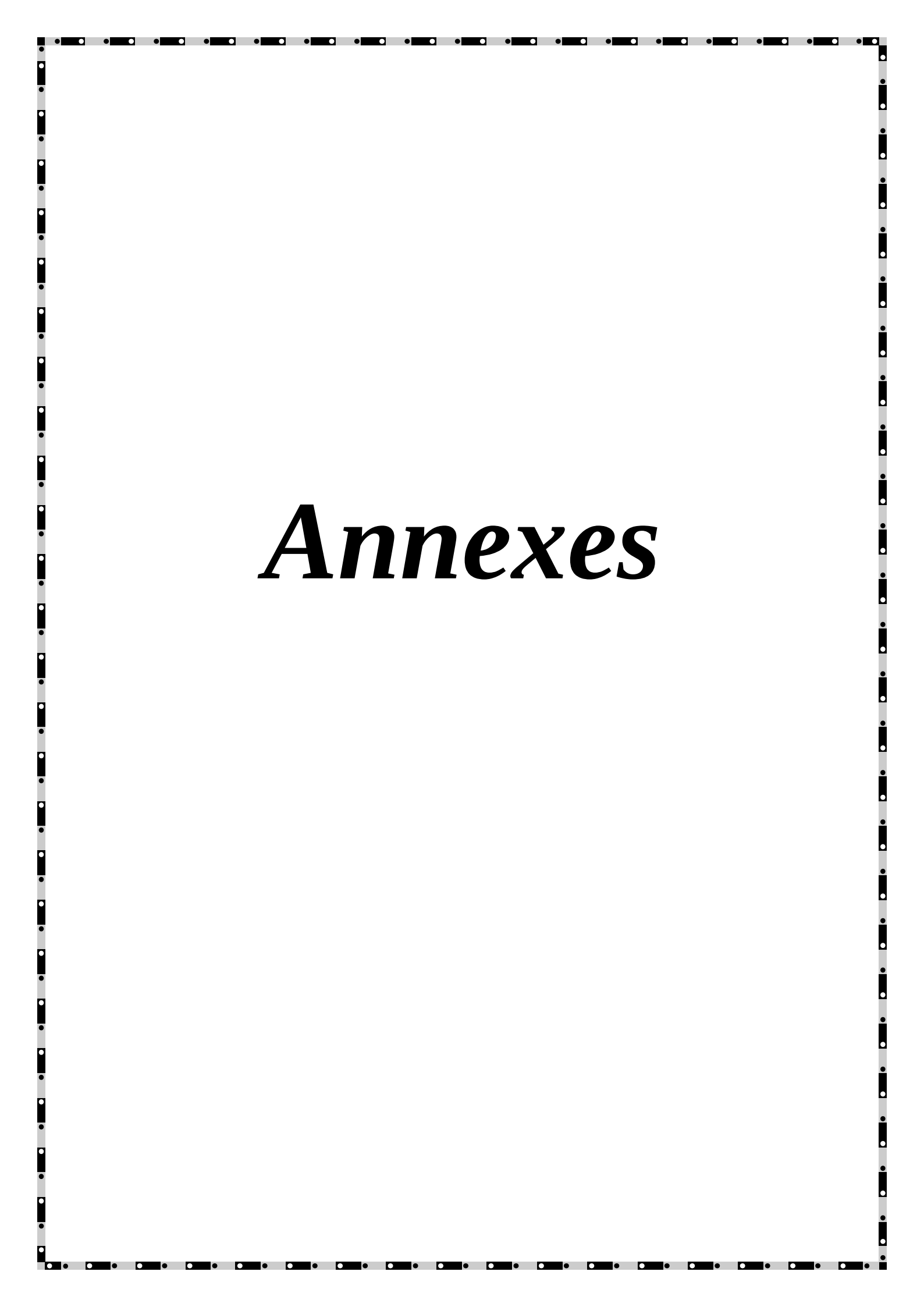


Bibliographie

Bibliographie

- [1] PATRICK JACOB, « Distribution de l'énergie », Académie d'aix-Marseille, Avril 2014
- [2] Guillaume RAMI « Contrôle de tension auto adaptatif pour des productions décentralisées d'énergies connectées au réseau électrique de distribution» Thèse de doctorat INPG, 2006
- [3] M.ZELLAGUI « Etude des protections des réseaux électriques MT (30 & 10 kV) » mémoire de magistère, université Constantine, Année 2010
- [4] C. PURET « Les réseaux de distribution publique MT dans le monde » Cahier Technique Merlin Gerin 155, septembre 1991
- [5] H. BENCHIKH EL HOCINE, « Protection des réseaux HTA et BT », Institut de Formation en Electricité et Gaz (IFEG), Centre Ain M'lila, Groupe SONEGAS, janvier 2011
- [6] Schneider Electric, « Les architectures de réseaux », Guide de conception des réseaux électriques industriels
- [7] Ph. CARRIVE, « Réseaux de Distribution - Structure et Planification », Techniques de l'Ingénieur, Traité Génie électrique D 4210, 2006
- [8] Merlin Gerin, « Protection des réseaux électriques » PozzoGrosMonti, Italie 2003
- [9] Benoit de MATZ-NOBLAT « Calcul des courants de court-circuit» cahier technique Schneider électrique N° 158, septembre 2005
- [10] Schneider Electric, «La distribution électrique, Postes HTA/BT» Guide de conception MT, catalogue HT/BT
- [11] S.ABBASSEN et N.KACED « Etude des protection des départs MT application poste 60/30 kV FREHA », mémoire d'ingénieur, UMMTO, année 2008
- [12] F.AOUNI, A.MANSOURI, R.BENFATTOUM « étude d'une arrivée transformateur, distribution HTA » mémoire d'ingénieur UMMTO, 1999

- [13] Groupe SONELGAZ, Direction de la distribution « Calcul de courant de courts-circuits et réglages des protections » Document technique de groupe SONELGAZ
- [14] 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
- [15] M.BELKACEM, L.BELHARET « Etude de l'installation de la station de pompage sise au barrage de TAKSEBT » mémoire d'ingénieur ETH UMMTO 2008
- [16] R.FRAYSSE « Technologie d'électricité » tome1, Paris, 1975
- [17] H.BOYER, M.NORBERT, R.PHILIPPE « Technologie d'électricité » tome1, juillet 1978
- [18] S.Y. LEUNG, A. SNIDER & S.M. WONG, « SF6 Generator Circuit Breaker Modeling » International Conference on Power Systems Transients (IPST'05) in Montreal, Canada on 19/23 Juin 2005
- [19] M.RAKKAB « Protection des réseaux » Ecole technique de Blida
- [20] MERLIN GERIN « Guide de protection » Schneider Electric, édition 2006
- [21] M. MEHDDEB, « Philosophie de Réglage des Protections », Document technique de Gestionnaire Régionale de Transport Electricité GRTE de Sétif, Département Essais et Contrôle, Groupe SONELGAZ, mais 2006
- [22] K.FERHANI, M .ADANE, D.AMRENDI «Restriction du réseau électrique moyenne tension 30kV du centre TIZI.OUZOU » mémoire d'ingénieur ETH 1999
- [23] SPECIFICATION TECHNIQUE ONE ST N° D22-P22, Edition Août 2010
- [24] Schneider Electric « Protections de Départ Ligne et Câble » Novembre 2010
- [25] S. THEOLEYRE, « Les Techniques de Coupure en MT », Cahier technique N°193, Schneider Electric.
- [26] « Base de données » des départs de Tizi-Ouzou 12.03.2014 donné par SONELGAZ
- [27] Guillaume RAMI « contrôle de tension auto adaptatif pour des productions décentralisées d'énergies connectées au réseau électrique de distribution», Thèse de doctorat INPG, 2006



Annexes

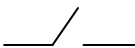
Signification des abréviations

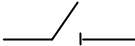
<i>Indication abrégée</i>	<i>Description</i>
HTA	Haute tension type A
HTB	Haute tension type B
NF	normalement fermé
NO	Normalement ouvert
HT	Haute tension
MTA	Moyenne tension aérienne
MTS	Moyenne tension souterraine
TBT	Très basse tension
BTA	Basse tension type A
BTB	Basse tension type B
BT	Basse tension
DP	Distribution publique
TC	Transformateur de courant
TT	Transformateur de tension
IAC	Interrupteur aérien à creux de tension
IACM	Interrupteur aérien à commande manuelle
IATCT	Interrupteur aérien télécommandé à creux de tension
IAT	Interrupteur aérien télécommandé à distance
RR	Réenclencheur rapide

Numérotation des protections selon la norme CEI

Type de protection	CODE
Maximum de composante inverse	46
Maximum de courant de phase	51
Maximum de courant terre temporisés (3TC phase)	51N
Maximum de courant terre directionnelle (Neutre)	67N

Liste des symboles

Symbole	Description
	Poste Livraison (LIV) sans appareil de coupure en charge
	Poste distribution publique (DP) avec appareil de coupure en charge
	Poste distribution publique (DP) sans appareil de coupure en charge
	Poste livraison (LIV) avec appareil de coupure en charge
	Poste mixte (MXT) avec appareil de coupure en charge
	Interrupteur Aérien Télécommandé à distance
	IACT
	Câble souterrain
	Jeu de Barre
	Ligne Moyenne Tension (30kV)
	Interrupteur manuel

	sectionneur
	Vers le site
	Compteur
	Disjoncteur
	Fusible

POSTE 220/60/30 TIZI OUZOU

(Tous les départs sont en aérien)

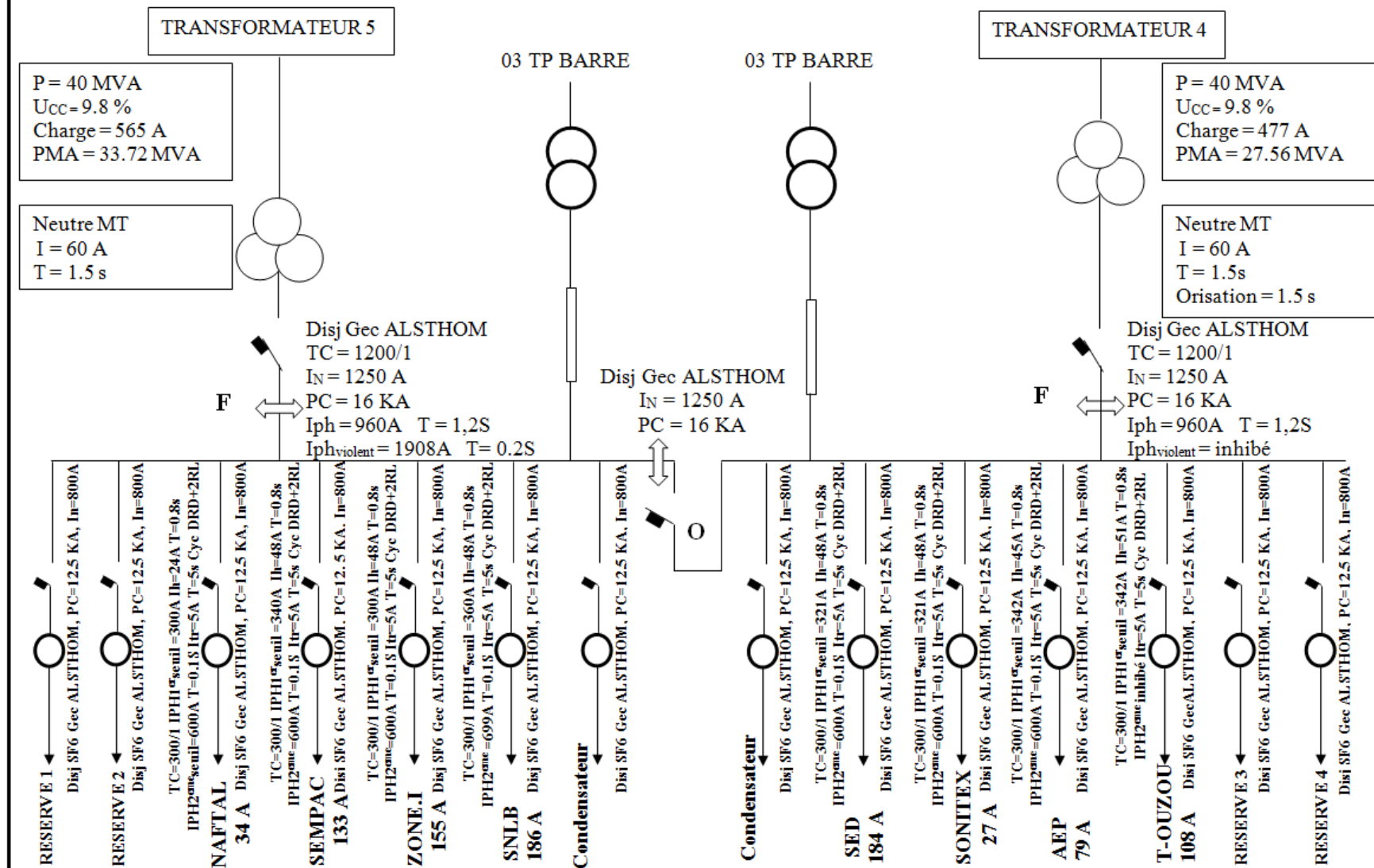


Schéma unifilaire des étages HTA

Résumé :

Durant notre travail, nous nous sommes basé sur l'étude des protections d'un réseau de distribution moyenne tension. Nous avons débuté par des généralités sur les réseaux électriques puis les différents défauts qui peuvent survenir sur un réseau électrique, les organes de coupures, ainsi les différentes protections qui empêchent leur propagation vers d'autres zones. L'étude proposée consiste à paramétrer un relais numérique « MICOM P142 », cet appareil est conçu pour protéger le départ moyen tension 30 kV (SN SEMPAC) issu du poste source THT OUED-AISSI.

A terme de ce travail, nous avons calculé les valeurs des courants de courts-circuits triphasés, biphasés et monophasés sur le jeu de barre, ainsi qu'à l'extrémité de la ligne.

Par les valeurs obtenues, nous avons proposé un réglage du relais :

- Pour le cas du triphasé, deux niveaux de courant de court-circuit (1^{er} seuil et 2^{ème} seuil) sont mis en évidence,
- Pour le cas du courant de court-circuit homopolaire,
- Pour le cas du courant de défauts terre-résistante.

Nous avons aussi définis les délais de déclenchement du relais afin d'assurer une protection fiable de tous les éléments du réseau.

Mots clé :

Protection, défaut, court-circuit, départ, moyenne tension, relais, MICOM P142, poste, ligne.