République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Dr. Yahia Farès de Médéa

Faculté des Sciences et de la Technologie

Département de Génie Electrique et Informatique



Mémoire de Projet de Fin d'Etude

Présenté pour l'obtention du diplôme

de Master en Génie Electrique

***Spécialité* : Réseaux électriques**

Thème

Etude des Différents Types de Protection des Lignes HT.

Proposé et dirigé par :

M. : DINE Mohamed

Préparé et présenté :

M. : ABBACI Mohamed

M. : KHOUAS Ahmed

Année Universitaire : 2013-2014

Remerciements

Il est toujours délicat de remercier l'ensemble des personnes qui ont contribué à l'aboutissement de se travail, que ceux qui ne sont pas mentionnés ne nous en tiennent pas rigueur.

Nous tenons en ces quelques lignes à exprimer nos reconnaissances envers tous ceux qui de près ou de loin y ont contribué.

*Nos remerciements vont vers tous ceux qui nous ont accordé leur soutien dans la rédaction de cette thèse. Nous voudrons tout d'abord remercier Notre promoteur Monsieur **DINE Mohammed**, qui a accepté de diriger notre mémoire et qui nous 'a proposé le sujet de recherche de cette thèse.*

Nous tenons tout particulièrement à remercier les enseignants du département génie électrique et informatique pour leur disponibilité et encouragement, ainsi que tous les enseignants qui ont contribué à notre formation.

Je veux adresser tous nos remerciements à tout le personnel de la société SONELGAZ (SKB et GRTE).

Je remercie tous les membres du jury qui ont accepté de participer à la valorisation de ce travail.

Enfin, un grand merci à tous ceux qui m'ont moralement ou pratiquement soutenue et dont ces lignes ont accidentellement oublié de mentionner.

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à :

La mémoire de ma chère Mère défunte.

Mon cher père et sa femme.

Ma chère femme et mes chers enfants.

Mon cher frère, sa femme et leurs enfants.

Mes chères sœurs et leurs enfants.

Toute ma famille de près ou de loin.

Mes chers amis sans exception.

Mes amis (ies) de l'INSFPG de Blida.

Toute la promotion 2002 (DEUA Electrotechnique) sans exception surtout mes chers amis.

Toute la promotion 2006 (Electrotechnique) sans exception et surtout mes meilleurs amis.

Toute la promotion 2013/2014 (Master Réseaux Electrique) sans exception et surtout mes meilleurs amis.

Mes amis (ies) de l'université de Médéa.

Tous mes collègues de travail (Sonelgaz, GRTE).

Mon binôme.

ABBACI Mohamed

Dédicaces

Je dédie ce travail modeste à :

La mémoire de mon très cher Père défunt.

Cette source de tendresse, de patience et de générosité, qui s'est sacrifiée pour mon bonheur et ma réussite. Ma chère Mère

Ma femme qui a toujours était à mes cotés.
Tous mes frères et sœurs, ainsi que leurs enfants
Mes beaux parents et à toute ma famille
Tous mes amis et collègues
Tous les étudiants de la promotion 2013/2014, Option : Réseaux Electriques.
Tous ceux qui, par un mot, m'ont donné la force de continuer.

KHOUAS Ahmed

ملخـــص

تقدم هاته المذكرة دراسة أنواع مختلفة من أجهزة حماية خطوط نقل الكهرباء ذات التوتر العالي. النمذجة والمحاكاة لأجهزة الحماية الرقمية من خلال منهجية تقوم على استخدام البرنامج المسمى PSCAD/EMTDC (تصميم أنظمة الطاقة بمساعدة الكمبيوتر).

يستخدم هذا البرنامج موارد تدعى المكونات، مما يسهل إنشاء نماذج مستخدم مخصصة. الإشارات الكهربائية والمنطقية توصل إلى مداخل ومخارج مكونات البرنامج PSCAD/EMTDC لتشكل نموذج حماية النظام.

توضح هذه المذكرة طريقة لتصميم ومحاكاة لنموذج جهاز الحماية للممانعة الناقصة للخطوط الكهربائية، نموذجا لجهاز الحماية التفاضلية للخطوط الكهربائية ونموذجا لجهاز حماية الخطوط ضد التيار الكهربائي الزائد.

وقد أظهرت النتائج المتحصل عليها أن نماذج من أجهزة الحماية الرقمية كانت ذو نتائج مرضية وفقا لنتائج الاختبار المتوقع.

كلمات مفتاحية : جهاز الحماية للممانعة الناقصة للخطوط الكهربائية، جهاز الحماية التفاضلي للخطوط الكهربائية، جهاز الحماية للتيار الكهربائي الزائد، نقل الكهرباء، التوتر العالي.

Résumé

Cette thèse présente l'étude des différents types de protection des lignes de transport de l'électricité HTB (HT et THT). La modélisation et la simulation des relais de protection numériques par une méthodologie qui basé sur l'utilisation de l'environnement du logiciel PSCAD/EMTDC.

Ce logiciel utilise des ressources appelées *Composant*, ce qui facilite la création des modèles personnalisés par l'utilisateur. Les signaux électriques et logiques sont connectés aux entrées et sorties de ces composants du PSCAD/EMTDC constituant un modèle du système de protection.

Cette thèse décrit une méthode pour la conception et la simulation d'un modèle de la protection de distance (à minimum d'impédance), un modèle de la protection différentielle ligne et un modèle de la protection à maximum du courant.

Les résultats obtenus ont montrés que les modèles des relais de protection numériques répondre de manière satisfaisante selon les résultats attendus des tests.

Mots clés : Protection de distance (à minimum d'impédance), Protection différentielle ligne, Protection à maximum de courant, Transport électrique, Haute Tension.

Abstract

This thesis presents the study of different types of electrical transmission lines protection. Modeling and simulation of digital relays protection by a methodology based on the use of environment PSCAD/EMTDC program (Power Systems Computer Aided Design/Electromagnetic Transient and DC).

This software uses a resource called *Component*, which facilitates the creation of custom user models. Electrical and logical signals are connected to the inputs and outputs of these components PSCAD/EMTDC constituting a model system protection.

This thesis describes a method for the design and simulation of a model of distance protection (under impedance), a model of the line differential protection and a model of overcurrent protection.

The results have shown that the models of digital protection relays respond satisfactorily according to the expected test results.

Key words: Distance Protection (under impedance), Line differential protection, Overcurrent protection, Electrical transmission, High voltage.

Tables des Matières

Liste des Figures..... viii
Liste des Tableaux..... xii
Liste des Abréviations..... xiii
Liste des Symbole..... xvi
Introduction Générale..... 1

CHAPITRE I : GENERALITE SUR LE RESEAUX ELECTRIQUES

I.1. Introduction :..... 3
I.2. Structure de Réseaux Electrique :..... 3
I.2.1. Réseaux de transport et d'interconnexion :..... 3
I.2.2. Réseaux de répartition :..... 3
I.2.3. Réseaux de distribution :..... 4
I.2.3.1. Réseaux de distribution à moyenne tension :..... 4
I.2.3.2. Réseaux de distribution à basse tension :..... 4
I.3. Nouveau Domaines de Tension :..... 5
I.4. Architecture de Réseaux Electrique :..... 7
I.4.1. Critères de choix :..... 7
I.4.2. Type d'architecture :..... 7
I.4.2.1. Simple antenne :..... 7
I.4.2.1.1. Architecture :..... 7
I.4.2.1.2. Mode d'exploitation :..... 7
I.4.2.1.3. Avantages et Inconvénient :..... 8
I.4.2.2. Double antenne :..... 8
I.4.2.2.1. Architecture :..... 8
I.4.2.2.2. Mode d'exploitation :..... 9
I.4.2.2.3. Avantages et Inconvénient :..... 9
I.4.2.3. Double antenne avec double jeu de barres :..... 10
I.4.2.3.1. Architecture :..... 10
I.4.2.3.2. Mode d'exploitation :..... 10
I.4.2.3.3. Avantages et Inconvénient :..... 11
I.5. Les différentes types de défaut du Réseaux Electrique :..... 11

I.5.1. Les Courts-circuits :..... 11
I.5.1.1. Origines :..... 11
I.5.1.2. Caractéristiques :..... 12
I.5.1.2.1. Formes des Courts-circuits :..... 12
I.5.1.2.2. Durée des Cour-circuits :..... 12
I.5.1.2.3. Courant de Court-circuit :..... 13
I.5.1.3. Les effets des Courts-circuits :..... 13
I.5.1.3.1. Le bon fonctionnement des réseaux :..... 13
I.5.1.3.2. La tenue diélectrique des matériels :..... 13
I.5.1.3.3. La qualité de fourniture d'énergie :..... 14
I.5.1.3.4. Les circuits de télécommunication :..... 14
I.5.1.3.5. La sécurité des personnes :..... 14
I.5.1.4. Analyse des statistiques des défauts :..... 14
I.5.2. Les Surtension :..... 15
I.5.3. Les surcharges :..... 15
I.5.4. Les oscillations :..... 16
I.5.5. Les déséquilibres :..... 16
I.6. Protection de Réseaux Electrique :..... 16
I.6.1. Système de Protection :..... 16
I.6.1.1. Définition :..... 16
I.6.1.2. Système de Protection :..... 16
I.6.1.3. Contraintes supplémentaires pour la Protection :..... 17
I.6.2. Qualité principale d'un Système de Protection :..... 17
I.6.2.1. Rapidité :..... 17
I.6.2.2. Sélectivité :..... 17
I.6.2.2.1. Sélectivité ampèremétrique :..... 18
I.6.2.2.2. Sélectivité chronométrique :..... 19
I.6.2.2.3. Sélectivité logique :..... 20
I.6.2.3. Sensibilité :..... 21
I.6.2.4. Fiabilité :..... 21
I.7. Conclusion :..... 22

CHAPITRE II : LA PROTECTIONS DES LIGNES DE TRANSPORT DE L'ELECTRICITE

II.1. Introduction :..... 23
II.2. Le contexte historique :..... 23
II.3. Définition de la zone de protection :..... 23
II.4. Protection par relais à maximum de courant :..... 24
II.4.1. Protection par relais à maximum de courant non directionnelle :..... 24
II.4.1.1. Relais à temps indépendant :..... 24
II.4.1.2. Relais à temps dépendant (inverse) :..... 25
II.4.2. Protection par relais à maximum de courant directionnelle :..... 26
II.5. Protection différentielle :..... 27
II.5.1. Protection différentielle longitudinale :..... 27
II.5.2. Protection différentielle transversale équilibrée :..... 28
II.5.3. Protection différentielle courant utilisant comme support des faisceaux hertziens ou des fibres optiques :..... 29
II.6. Protection de distance :..... 30
II.6.1. Principe de base :..... 30
II.6.2. Diagramme d'impédance :..... 31
II.6.3. Caractéristiques des relais de distance :..... 32
II.6.3.1. Caractéristique Réactive :..... 33
II.6.3.2. Caractéristique Impédante :..... 34
II.6.3.3. Caractéristique Mho :..... 34
II.6.3.4. Caractéristique Quadrilatérale :..... 37
II.6.3.5. Caractéristique Lenticulaire :..... 38
II.6.3.6. Autres Caractéristiques :..... 38
II.6.4. L'application de la zone de protection dans les relais de distance :..... 39
II.6.4.1. Zone 1 :..... 40
II.6.4.2. Zone 2 :..... 41
II.6.4.3. Zone 3 :..... 41
II.6.4.4. Zone 4 :..... 42
II.6.5. Les erreurs de mesure dans la protection de distance :..... 43
II.6.5.1. Variation des impédances le long de la ligne :..... 43
II.6.5.2. Influence du couplage mutuel dans les lignes à double circuit :..... 43

II.6.5.3. Influence du rapport R/X :..... 44
II.6.5.4. Effets de la résistance de l'arc de défaut :..... 45
II.6.5.6. Erreurs des réducteurs de courant :..... 46
II.6.5.7. Influence de la charge :..... 46
II.6.6. Fonction associées aux protections de distance :..... 47
II.6.6.1. Fonction mise en route et sélection de phase :..... 47
II.6.6.2. Fonction mesure de distance :..... 48
II.6.6.3. Fonction directionnelle :..... 48
II.6.6.4. Fonction anti-pompage :..... 48
II.6.6.5. Fonction surveillance tension :..... 50
II.6.6.6. Fonction déclenchement rapide sur enclenchement sur défaut :..... 50
II.6.6.7. Fonction détection des défauts résistant :..... 50
II.6.6.8. Fonction Réenclencheur :..... 51
II.6.6.9. Fonction logiques principales de la protection :..... 51
II.7. Protection des lignes de transport en utilisant les liens de communication :..... 52
II.7.1. Comparaison de phase :..... 52
II.7.1.1. Protection à support de transmission haut fréquence :..... 52
II.7.1.2. Protection à support de transmission BF :..... 54
II.7.2. Comparaison de direction :..... 55
II.7.2.1. Protections à zone réduite :..... 55
II.7.2.2. Protections à zone étendue :..... 56
II.8. Conclusion :..... 57

CHAPITRE III : LES RELAIS NUMERIQUES

III.1. Introduction :..... 58
III.2. Types des relais :..... 58
III.2.1. Relais électromécaniques :..... 58
III.2.2. Relais statiques :..... 59
III.2.3. Relais numériques :..... 61
III.3. Schéma bloc d'un relais numérique :..... 62
III.3.1. Modules de mesure analogique :..... 63
III.3.1.1. Module d'entré des Transformateurs de Tension :..... 64
III.3.1.2. Module d'entré des Transformateurs de Courant :..... 64

III.3.2. Filtre anti-repliement :..... 65
III.3.2.1. Filtre de type Butterworth :..... 66
III.3.2.2. Filtre de type Tchebychev :..... 66
III.3.2.3. Filtre de type Bessel :..... 66
III.3.3. Multiplexage :..... 67
III.3.4. Conversion Analogique-Numérique :..... 67
III.3.4.1. L'échantillonnage :..... 68
III.3.4.2. Principe de l'échantillonneur bloqueur (E/B):..... 69
III.3.5. Algorithmes d'évaluation des quantités des phases :..... 70
III.3.6. Microprocesseur :..... 70
III.3.7. Commande des organes de coupure :..... 71
III.4. Conclusion :..... 71

CHAPITRE IV : SIMULATION DES PROTECTIONS DES LIGNES DE TRANSPORT DE L'ELECTRICITE

IV.1. Introduction :..... 72
IV.2. Caractérisation des composants PSCAD utilisés :..... 72
IV.2.1. Source de Tension Triphasée :..... 73
IV.2.2. Disjoncteur triphasé :..... 73
IV.2.3. Ligne de Transport électrique :..... 74
IV.2.4. Contrôleur de Défaut Triphasé :..... 75
IV.2.5. Logique du temps de Défaut :..... 75
IV.2.6. Module de mesures :..... 76
IV.2.7. Module FFT (Fast Fourier Transform) :..... 76
IV.2.8. Filtre de séquence :..... 77
IV.3. Modélisation de la Protection des lignes de transport électrique :..... 78
IV.3.1. Etape de traitement des signaux d'entrés :..... 79
IV.3.2. Protection de Distance :..... 81
IV.3.2.1. Schéma de la protection de distance :..... 81
IV.3.2.2. Module de calcul des zones :..... 83
IV.3.2.3. Algorithme de la protection (logique de déclenchement et enclenchement): 84
IV.3.2.4. Modèle de simulation :..... 85
IV.3.2.5. Résultats de simulation :..... 86

IV.3.2.5.1. Défaut Phase-Terre sur différentes endroits de la ligne :..... 86
IV.3.2.5.2. Défaut Phase-Terre avec différentes Résistance de défaut :..... 91
IV.3.2.5.3. Fonctionnement du Réenclencheur :..... 92
IV.3.3. Protection Différentielle Ligne :..... 95
IV.3.3.1. Modélisation de la protection Différentielle Ligne :..... 97
IV.3.3.2. Résultats de simulation :..... 98
IV.3.3.2.1. Défaut interne de la zone de protection :..... 98
IV.3.3.2.2. Défaut externe de la zone de protection :..... 100
IV.3.4. Protection à maximum de courant :..... 101
IV.3.4.1. Protection à Maximum de courant à temps constant :..... 101
IV.3.4.2. Protection à maximum de courant à temps inverse :..... 101
IV.3.4.3. Résultats de simulation :..... 104
IV.4 Conclusion :..... 108
Conclusion Générale :..... 109
Bibliographie.

ANNEXE : CALCUL DES COURANTS DE COURT-CIRCUITS
A.1. Forme d'un court circuit :..... 111
A.2. Composantes symétriques :..... 113
A.3. Calcul du courant de court circuit :..... 114

Liste des Figures

Figure I.1 : Architecture générale d'un réseau d'énergies électrique..... 5
Figure I.2 : Architecture simple antenne..... 7
Figure I.3 : Architecture double antenne..... 8
Figure I.4 : Architecture double antenne avec double jeu de barres..... 10
Figure I.5 : différents formes des Courts-circuits..... 12
Figure I.6 : Fonctionnement d'une sélectivité ampèremétrique..... 18
Figure I.7 : Principe de la sélectivité chronométrique..... 19
Figure I.8 : Principe de la sélectivité logique..... 20
Figure I.9 : Fiabilité d'une protection..... 22
Figure I.10 : Association de protection..... 22

Figure II.1 : Les zones de protection d'un réseau électrique..... 24
Figure II.2 : Protection à temps indépendant temporisé..... 25
Figure II.3 : Protection à temps dépendant..... 25
Figure II.4 : Zone de déclenchement de la protection directionnelle (angle $\theta = 45°$)..... 26
Figure II.5 : Protections différentielles longitudinale d'une ligne à 2 extrémités..... 28
Figure II.6 : Protections différentielles transversale de 2 lignes en parallèle..... 29
Figure II.7 : Caractéristique du relais différentiel à pourcentage..... 30
Figure II.8 : Principe de base du fonctionnement..... 31
Figure II.9 : Impédance de court-circuit et de charge (transit)..... 32
Figure II.10 : Protection de Distance..... 33
Figure II.11 : Caractéristique purement réactive..... 34
Figure II.12 : Caractéristique purement impédante..... 34
Figure II.13 : Caractéristique Mho (L'impédance de la ligne ne passe pas systématiquement par le centre du cercle)..... 35
Figure II.14 : Caractéristique Mho (L'impédance de la ligne passe par le centre du cercle). 37
Figure II.15 : Caractéristique Quadrilatérale..... 37
Figure II.16 : Caractéristique Lenticulaire..... 38
Figure II.17 : Autres Caractéristiques utilisées..... 39

Figure II.18 : Caractéristique des la Zone 1 Mho..... 40
Figure II.19 : Caractéristique des trois Zones Mho..... 42
Figure II.20 : Zones de la Protection de distance..... 42
Figure II.21 : Ligne à double circuit (double terne)..... 44
Figure II.22 : Effet de la résistance de l'arc..... 46
Figure II.23 : Empiétement de la charge..... 47
Figure II.24 : Principe de la détection de pompage..... 49
Figure II.25 : Principe de fonctionnement de la protection à comparaison de phase P10 du constructeur GEC Alsthom..... 54
Figure II.26 : Protections à zone réduite..... 55
Figure II.27 : Protections à zone étendue..... 56

Figure III.1 : Relais électromagnétique à induction par disque simple..... 59
Figure III.2 : Relais électromagnétique à induction par disque cylindrique..... 59
Figure III.3 : Relais statique (Protection LZ96 – ABB)..... 60
Figure III.4 : Relais numérique (Protection de Distance **7SA612 SIEMENS**)..... 62
Figure III.5 : Elément de base d'un relais numérique..... 63
Figure III.6 : Module d'entée et d'isolement de signal de Tension..... 64
Figure III.7 : Module d'entée et d'isolement de signal de Tension..... 64
Figure III.8 : Filtre anti-repliement analogique..... 65
Figure III.9 : Propriétés de différentes synthèses de filtre..... 66
Figure III.10 : Classification morphologique des signaux..... 68
Figure III.11 : Circuit d'Echantillonnage-Bloqueur simple..... 69
Figure III.12 : Le fonctionnement du circuit échantillonneur-bloqueur..... 70

Figure IV.1 : Interface utilisateur PSCAD/EMTDC..... 72
Figure IV.2 : Source de Tension Triphasée avec contrôle externe..... 73
Figure IV.3 : Disjoncteur triphasé..... 73
Figure IV.4 : Ligne de transport électrique..... 74
Figure IV.5 : Contrôleur de Défaut Triphasé..... 75
Figure IV.6 : Contrôle de la temporisation de défaut..... 75

Figure IV.7 : Module de mesure..... 76
Figure IV.8 : Configuration du Bloc FFT..... 77
Figure IV.9 : Filtre de séquence..... 77
Figure IV.10 : Circuit du réseau électrique..... 78
Figure IV.11 : Contrôle des types des défauts..... 79
Figure IV.12.a : Etape de traitement des signaux d'entrés..... 80
Figure IV.12.b : Formes des signaux d'entrées lors d'un défaut Phase-Terre..... 80
Figure IV.12.c : Formes des signaux à la sortie du module FFT..... 80
Figure IV.12.d : Formes des signaux à la sortie du Filtre de séquence..... 81
Figure IV.13 : Schéma de la Protection de distance..... 82
Figure IV.14.a : Bloc de calcul des Zones (Mho)..... 83
Figure IV.14.b : Caractéristique Mho de la protection de Distance..... 83
Figure IV.15 : Algorithme de déclenchement de la protection de Distance..... 84
Figure IV.16 : Schémas de la protection Distance sur PSCAD..... 85
Figure IV.17 : Schéma unifilaire du réseau électrique..... 85
Figure IV.18 : Défaut Phase-Terre à 50 km..... 87
Figure IV.19 : Défaut Phase-Terre à 100 km..... 88
Figure IV.20 : Défaut Phase-Terre à 130 km..... 89
Figure IV.21 : Défaut Phase-Terre à 145 km..... 90
Figure IV.22 : Trajectoire de l'impédance de défaut avec différentes résistance de défaut.. 91
Figure IV.23 : Logique de réenclencheur pour les défauts Phase-Terre..... 93
Figure IV.24 : Logique de réenclencheur pour les défauts Phase-Phase..... 94
Figure IV.25 : Pente de caractéristique la Protection Différentielle..... 95
Figure IV.26 : Module de la Protection Différentielle..... 96
Figure IV.27 : Modèle de simulation de la protection Différentielle sur PSCAD..... 97
Figure IV.28 : Comportement de la protection pour un défaut interne..... 99
Figure IV.29 : Comportement de la protection pour un défaut externe..... 101
Figure IV.30 : Protection maximum de courant à temps constant..... 102
Figure IV.31 : Protection maximum de courant à temps inverse..... 103
Figure IV.32 : Formes de courant de défaut et Top de fonctionnement de la Protection..... 107

Figure A.1 : Schéma équivalent du réseau amont au court circuit…….. 111
Figure A.2 : Décomposition du courant de court circuit…….. 111
Figure A.3 : Système triphasé quelconque obtenu en trois systèmes équilibré…….. 113

Liste des Tableaux

Tableau I.1 : Tableau des domaines de tension…… 6
Tableau I.2 : Les niveaux essentiels de tension en Algérie (SONELGAZ)…… 6
Tableau I.3 : Statistique de défaut sur les réseaux HTB Algérien (2013)…… 15
Tableau II.1 : Réglage du rapport R/X…… 23
Tableau IV.1: calcul de l'impédance de défaut sur les différents défauts…… 82
Tableau IV.2 : Paramètres de système électrique (Source, Ligne et Protection)…… 86
Tableau IV.3 : Paramètres de réglage des Protection à maximum de courant…… …… 104
Tableau A.1 : Les courants et les tensions des phases en fonction de type de court-circuit. 114
Tableau A.2 : Les courants et les tensions symétrique en fonction de type de court-circuit. 114

Liste des Abréviations

HT, HTA ou HTB : Haute Tension.

BT, BTA ou BTB : Basse Tension.

TBT : Très Basse Tension.

I_N : Courant Nominal.

U_N : Tension Composée Nominale.

kV : Kilo Volt.

TC : Transformateur de Courant.

TT : Transformateur de Tension.

JB : Jeu de Barre.

$TR.$: Transformateur.

$C.E.I$: Commission Electrotechnique Internationale.

I_A : Courant Phase A.

I_B : Courant Phase B.

I_C : Courant Phase C.

I_{CC} : Courant de Court Circuit.

I_{CC_min} : Courant de Court Circuit Maximum.

I_{CC_max} : Courant de Court Circuit Minimum.

I_S : Seuil de Fonctionnement.

T : Retard de Fonctionnement (Temporisation).

I_{Diff} : Courant différentiel.

I_{Ret} : Courant de retenue.

V_A : Tension Simple Phase A.

V_B : Tension Simple Phase B.

V_C : Tension Simple Phase C.

V_{AB} : Tension Simple Phase AB.

V_{BC} : Tension Simple Phase BC.

V_{CA} : Tension Simple Phase CA.

U_{CC} : Tension de Court Circuit.

Z_{Source} : Impédance de la Source.

Z_{Ligne} : Impédance de la ligne.

Z_{Charge} : Impédance de Charge.

Z_{CC} : Impédance de Court Circuit.

$R_{Défaut}$: Résistance de Défaut.

φ_{Charge} : Angle de Charge.

P : Puissance Active.

Q : Puissance Réactive.

X_1, X_2 et X_0 : Réactance Directe, Inverse et Homopolaire.

R_1, R_2 et R_0 : Résistance Directe, Inverse et Homopolaire.

Z_1, Z_2 et Z_0 : Impédance Directe, Inverse et Homopolaire.

Z_{0M} : Impédance Mutuelle Homopolaire.

$\omega = 2\pi f$: Pulsation angulaire.

$\delta = 1650\sqrt{\frac{\rho}{\omega}}$: Profondeur de pénétration.

ρ : Résistance spécifique de la terre.

R_E : Résistance de terre.

A_L : Distance entre les conducteurs.

δ_U : Erreur angulaires des transformateurs de tension.

δ_I : Erreur angulaires des transformateurs de Courant.

f_{max} : La fréquence maximum.

f_0 : La fréquence de coupure.

V_{Source} : La tension de la source.

R_{Source} : La résistance de la source.

L_{Source} : L'inductance de la source.

C_{Source} : La capacitance de la source.

Vam, Vap : Amplitude (Module) et Angle (Phase) de la Tension Phase A.

Vbm, Vbp : Amplitude (Module) et Angle (Phase) de la Tension Phase B.

Vcm, Vcp : Amplitude (Module) et Angle (Phase) de la Tension Phase C.

Vpm, Vpp : Amplitude (Module) et Angle (Phase) de la Tension Directe (+).

Vnm, Vnp : Amplitude (Module) et Angle (Phase) de la Tension Inverse (-).

Vzm, Vzp : Amplitude (Module) et Angle (Phase) de la Tension Homopolaire (0).

Iam, Iap : Amplitude (Module) et Angle (Phase) du Courant Phase A.

Ibm, Ibp : Amplitude (Module) et Angle (Phase) du Courant Phase B.

Icm, Icp : Amplitude (Module) et Angle (Phase) du Courant Phase C.

Ipm, Ipp : Amplitude (Module) et Angle (Phase) du Courant Directe (+).

Inm, Inp : Amplitude (Module) et Angle (Phase) du Courant Inverse (-).

Izm, Izp : Amplitude (Module) et Angle (Phase) du Courant Homopolaire (0).

K_0 : Coefficient de terre.

I_{S1} : Le seuil de déclenchement du courant différentiel (I_{Diff}).

K_1 : La 1ère pente de la caractéristique de déclenchement en pourcentage.

I_{S2} : Le seuil du courant stabilisant (I_{Bias}).

K_2 : La 2ème pente de la caractéristique de déclenchement en pourcentage.

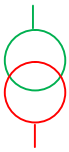
TD : Valeur de réglage de Multiplicateur de Temps.

I : Courant de Défaut.

I_P : Valeur de réglage de courant d'excitation.

A, B, K, p : Constants de la caractéristique.

Liste des Symboles

Symbole	Description
	Centrale de Production
	Transformateur
	Autotransformateur
	Arrivée HTB ou HTA
	Départ HTB ou HTA
	Court-Circuit
	Disjoncteur
	Sectionneur
	Mise à la Terre
	Transformateur de Courant
	Transformateur de Tension

Introduction Générale

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

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

Les réseaux sont donc affectés par des perturbations qui peuvent mettre en cause la pérennité du matériel et la qualité du service rendu et donc il faut chercher à minimiser les conséquences. Tout défaut doit donc être identifié immédiatement et l'ouvrage affecté doit être séparé du réseau le plus vite possible; c'est l'objet de la protection des réseaux.

La Commission Électrotechnique Internationale (CEI) définit la protection comme ensemble des dispositions destinées à permettre la détection des défauts et des situations anormales dans un réseau afin de commander le déclenchement d'un ou plusieurs disjoncteurs et, si nécessaire, d'élaborer d'autres ordres ou signalisations.

Le critère commun à toutes les protections des différents réseaux (transport, distribution) est le maintien de la stabilité de fonctionnement de l'ensemble du système de production, transport et de consommation, d'éviter les répercutions des incidents, tels que les surcharges, la perte de synchronisme, l'écroulement de tension et la baisse de fréquence.

En effet, le choix d'une protection adéquate doit répondre à certains critères; risquer de ne pas pouvoir les respectés, c'est de mettre en danger la stabilité de tout le système, car un mauvais fonctionnement ou le non fonctionnement d'une protection peut contribuer à l'écroulement du système.

Dans notre travail, nous nous intéressons particulièrement à étudier les différentes types de protection des lignes de transport de l'électricité Haute Tension ; cette étude est structurée en quatre chapitre :

Le premier chapitre traite la structure et l'architecture du réseau de transport électrique, les effets des différents types de défaut sur le réseau ainsi leurs systèmes de protection.

Au deuxième chapitre, une présentation des différents types de protection des lignes de transport de l'électricité (Protection de distance, protection différentielle ligne, protection à maximum de courant).

Le troisième chapitre est consacré à la présentation de la technologie et la conception des relais de protection numérique.

Dans le dernier chapitre nous avons présenté une modélisation et simulation des protections des lignes de transport de l'électricité on utilisant le logiciel PSCAD/EMTDC.

Ce travail se termine par une conclusion générale dans laquelle on résume les principaux résultats obtenus et on énumérera les perspectives à ce travail.

I.1. Introduction :

La fonction principale des réseaux de distribution et de transport est d'assurer la mise en commun de tous les moyens de production pour fournir l'énergie électrique aux différents utilisateurs.

Les points de production sont des centrales qui produisent l'énergie électrique provenant de diverses sources d'énergie primaire : nucléaire, hydro-électrique, charbon..., et naturellement les énergies renouvelables : éolienne, PV...

Traditionnellement, les réseaux électriques sont décomposés en trois sous-systèmes : la production, le transport et la distribution. Chaque sous-système est relié par des postes chargés de l'adaptation des niveaux de tension [1][2]. Ces réseaux utilisent des courants alternatifs à basse fréquence (50Hz ou 60Hz).

Nous distinguons trois types de réseaux électriques:

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

I.2. Structure de Réseaux Electrique :

I.2.1. Réseaux de transport et d'interconnexion [3][4][5]:

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

- De collecter l'électricité produite par les centrales importantes et de l'acheminer par grand flux vers les zones de consommation (fonction transport),
- De permettre une exploitation économique et sûre des moyens de production en assurant une compensation des différents aléas (fonction interconnexion),
- La tension est 150 kV, 220 kV et dernièrement 400 kV,
- Neutre directement mis à la terre,
- Réseau maillé.

I.2.2. Réseaux de répartition :

Les réseaux de répartition ou réseaux Haute Tension ont pour rôle de répartir, au niveau régional, l'énergie issue du réseau de transport. Leur tension est supérieure à 63 kV selon les régions.

Ces réseaux sont, en grande part, constitués de lignes aériennes, dont chacune peut transiter plus de 60 MVA sur des distances de quelques dizaines de kilomètres. Leur structure est, soit en boucle fermée, soit le plus souvent en boucle ouverte, mais peut aussi se terminer en antenne au niveau de certains postes de transformation [3][5].

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

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

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

I.2.3. Réseaux de distribution :

Les réseaux de distribution commencent à partir des tensions inférieures à 63 kV et des postes de transformation HTB/HTA avec l'aide des lignes ou des câbles moyenne tension jusqu'aux postes de répartition HTA/HTA. Le poste de transformation HTA/BTA constitue le dernier maillon de la chaîne de distribution et concerne tous les usages du courant électrique [6][7].

I.2.3.1. Réseaux de distribution à moyenne tension :

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

I.2.3.2. Réseaux de distribution à basse tension :

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

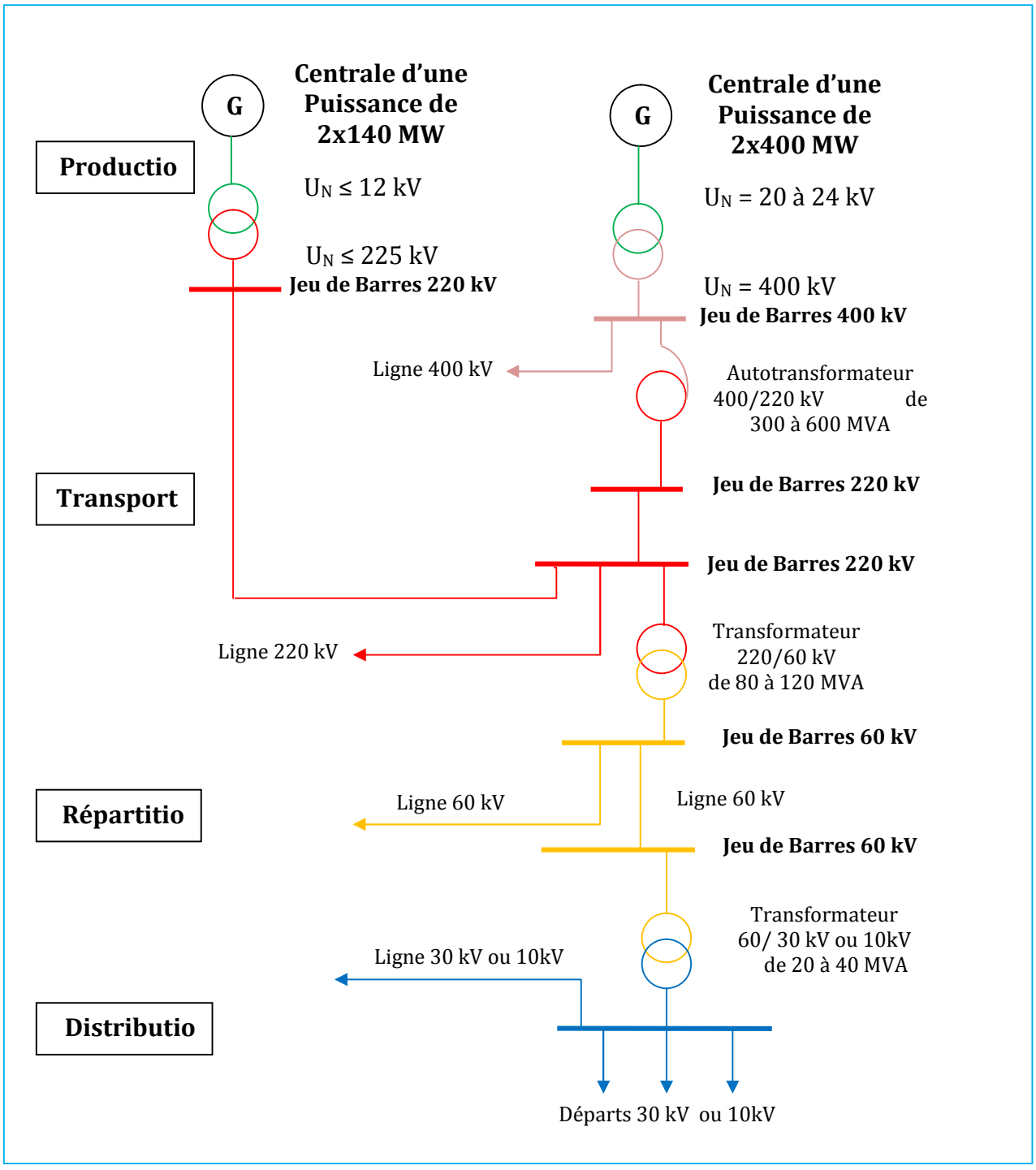


Figure I.1 : Architecture générale d'un réseau d'énergies électrique.

I.3. Nouveau Domaines de Tension :

Le choix du niveau de tension et de la fréquence dépend de résultat techno-économique et de considérations historiques. Donc chaque pays a ses différents niveaux de tensions et aussi ses fréquences [2].

La nouvelle norme en vigueur en Algérie (SONELGAZ) définit les niveaux de tension en courant alternatif et continu comme suit :

Tableau I.1 : Tableau des domaines de tension [8].

Domaine de Tension		**Valeur de la Tension Nominale (Un en Volts)**	
		Courant Alternatif	**Courant Continu**
Très Basse Tension (TBT)		Un ≤ 50	Un ≤ 120
Basse Tension (BT)	**BTA**	50 < Un ≤ 500	120 < Un ≤ 750
	BTB	500 < Un ≤ 1000	750 < Un ≤ 1500
Haute Tension (HT)	**HTA**	1000 < Un ≤ 50000	1500 < Un ≤ 75000
	HTB	Un > 50000	Un > 75000

Cas particuliers de la très basse tension (TBT) :

Dans le cadre des travaux et interventions sur des installations ou équipements du domaine TBT, il y a lieu de distinguer ces réalités :

- En très basse tension de sécurité (TBTS),
- En très basse tension de protection (TBTP),
- En très basse tension de fonctionnelle (TBTF).

Tableau I.2 : Les niveaux essentiels de tension en Algérie (SONELGAZ).

HTB	**60 kV** – 90 kV – 150 kV – **220kV** – **400 kV**
HTA	5.5 kV – **10 kV** – 15 kV – 20 kV – **30 kV**
BTA	**400 V**

I.4. Architecture de Réseaux Electrique :

I.4.1. Critères de choix [9]:

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 coût d'investissement.

Le choix de l'architecture sera donc fait pour chaque application sur le critère de l'optimum technico-économique.

I.4.2. Type d'architecture [7] [5] [9]:

Les schémas électriques des postes de livraison HTB les plus couramment rencontrés sont les suivants :

I.4.2.1. Simple antenne :

I.4.2.1.1. Architecture :

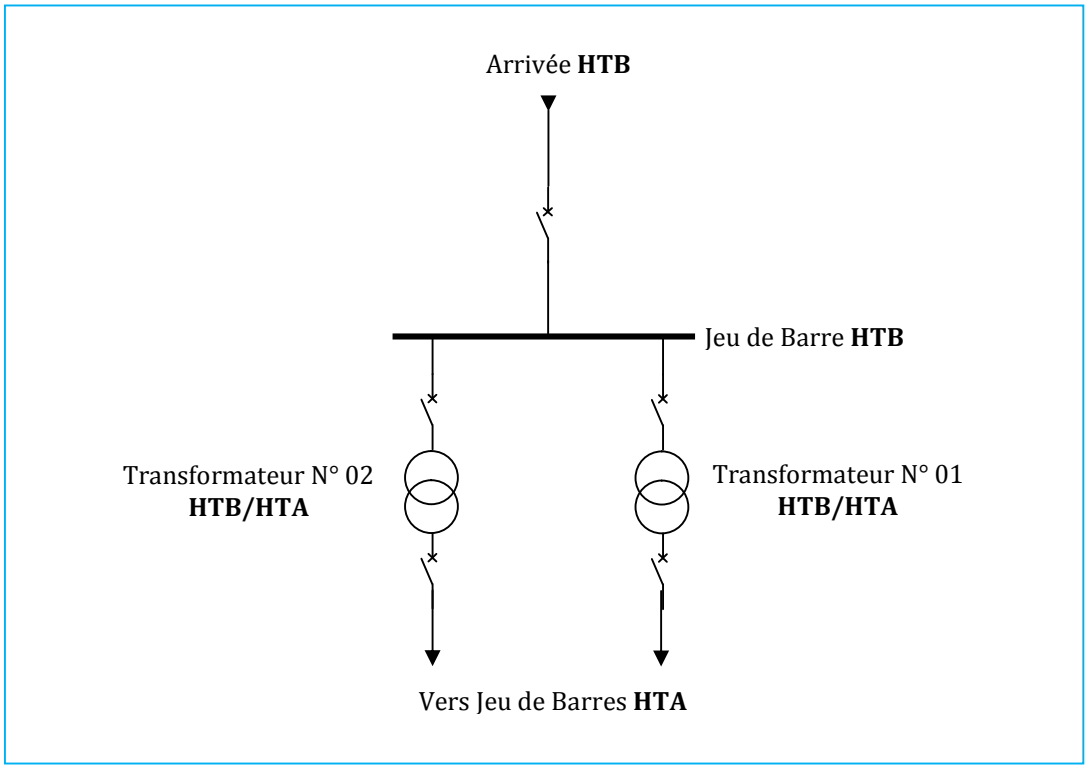


Figure I.2 : Architecture simple antenne.

I.4.2.1.2. Mode d'exploitation :

Normal :

- Les transformateurs HTB/HTA sont alimentés par un seul jeu de barre HTB.

Perturbé :

- En cas de perte d'une source d'alimentation, les transformateurs HTB/HTA sont mis hors service.

I.4.2.1.3. Avantages et Inconvénient :

Avantage :

- Structure la plus simple,
- Facile à protéger,
- Coût minimal.

Inconvénient :

- Faible disponibilité d'alimentation,
- Temps de coupure sur défaut éventuellement long,
- Un seul défaut entraîne la coupure de l'alimentation d'antenne.

I.4.2.2. Double antenne :

I.4.2.2.1. Architecture :

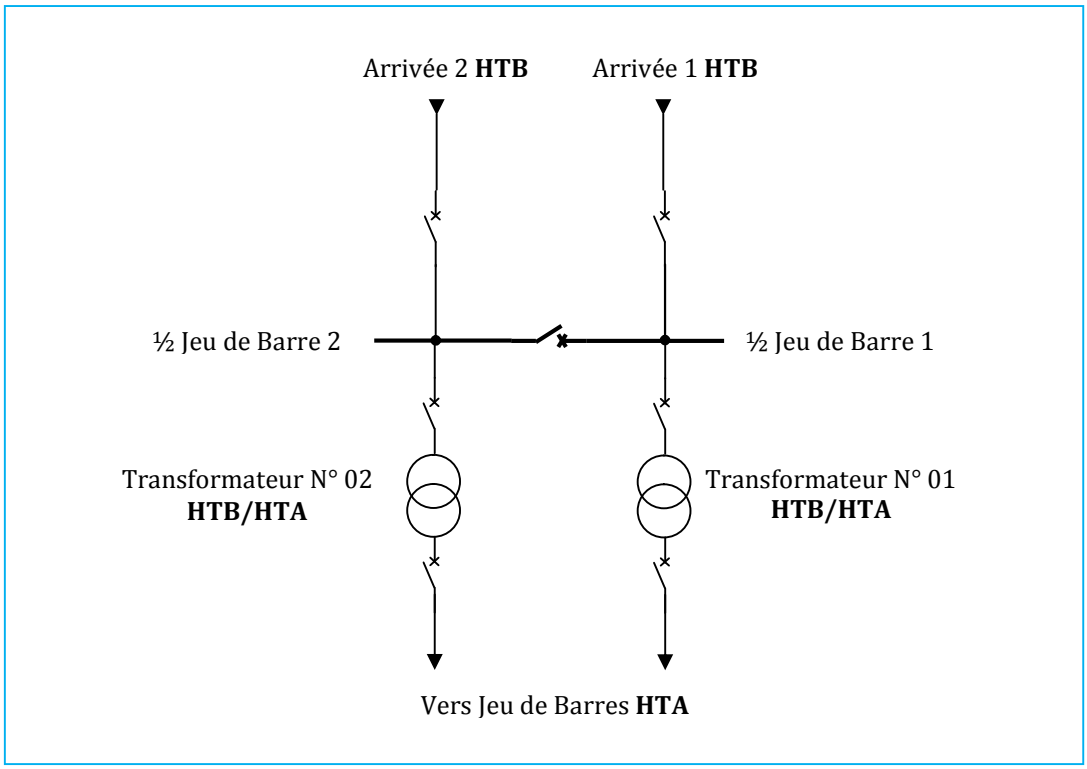


Figure I.3 : Architecture double antenne.

I.4.2.2.2. Mode d'exploitation :

Normal :

- Les deux disjoncteurs d'arrivée des sources sont fermés, ainsi que le sectionneur de couplage.
- Les transformateurs sont donc alimentés par les 2 sources simultanément.

Perturbé :

- En cas de perte d'une source (Arrivée 1), l'autre source (Arrivée 2) assure la totalité de l'alimentation.

I.4.2.2.3. Avantages et Inconvénient :

Avantage :

- Bonne disponibilité, dans la mesure où chaque source peut alimenter la totalité du réseau,
- Maintenance possible du jeu de barres, avec un fonctionnement partiel de celui-ci.

Inconvénient :

- Solution plus coûteuse que l'alimentation simple antenne,
- Ne permet qu'un fonctionnement partiel du jeu de barres en cas de maintenance de celui-ci.

I.4.2.3. Double antenne avec double jeu de barres :

I.4.2.3.1. Architecture :

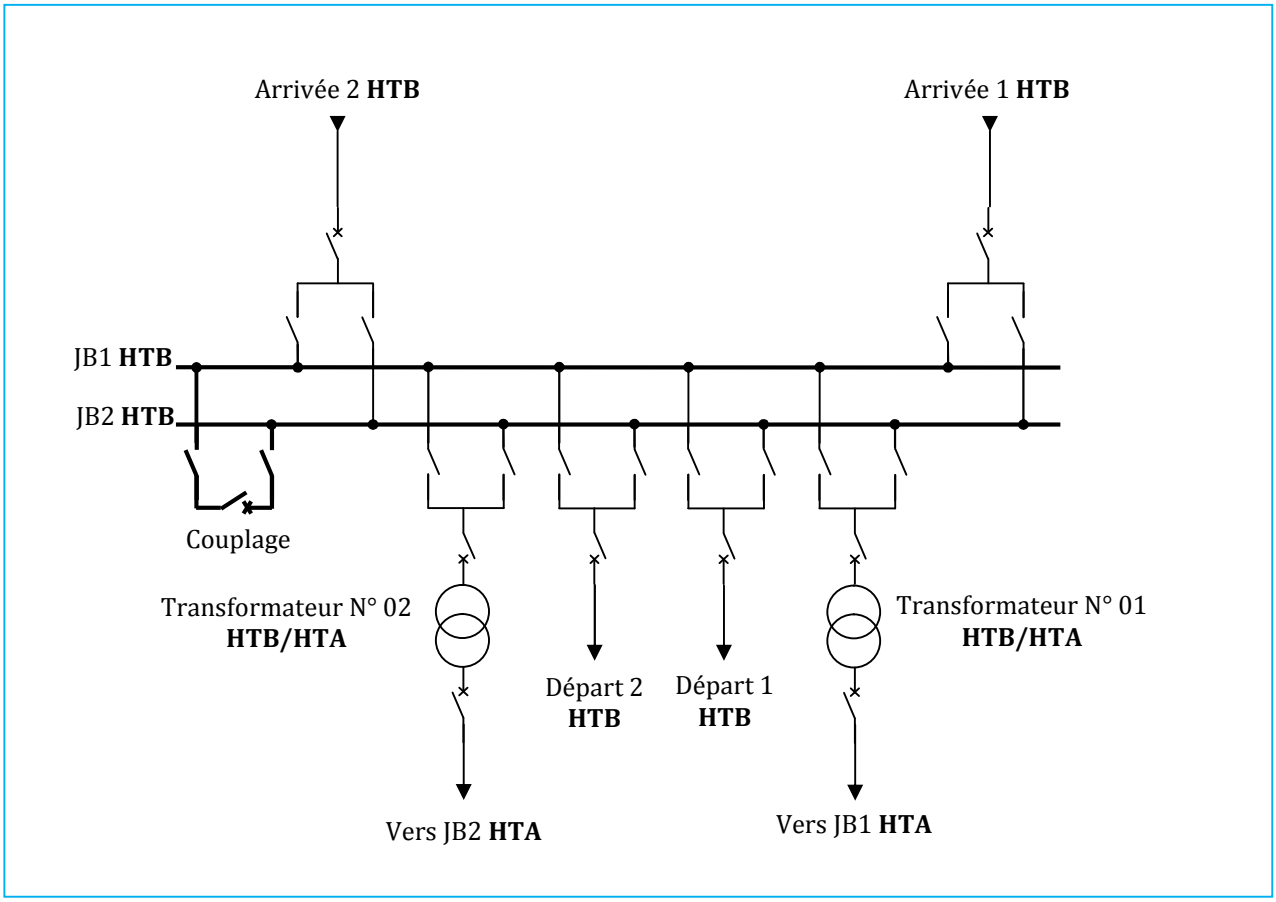


Figure I.4 : Architecture double antenne avec double jeu de barres.

I.4.2.3.2. Mode d'exploitation :

Normal :

- L'**Arrivée 1** est aiguillée sur le Jeu de Barre **JB1** avec le **Départ 1** et le **TR. N° 01**.
- L'**Arrivée 2** est aiguillée sur le Jeu de Barre **JB2** avec le **Départ 2** et le **TR. N° 02**.
- Le disjoncteur de couplage peut être maintenu fermé ou ouvert.

Perturbé :

- En cas de perte d'une source (Arrivée 1), l'autre source (Arrivée 2) assure la totalité de l'alimentation.
- En cas de défaut sur un jeu de barres (ou maintenance de celui-ci), le disjoncteur de couplage est ouvert et l'autre jeu de barres alimente la totalité des départs.

I.4.2.3.3. Avantages et Inconvénient :

Avantage :

- Bonne disponibilité d'alimentation,
- Très grande souplesse d'utilisation pour l'affectation des sources et des charges, et pour la maintenance des jeux de barres,
- Possibilité de transfert de jeu de barres sans coupure (lorsque les jeux de barres sont couplés, il est possible de manœuvrer un sectionneur si son sectionneur adjacent est fermé).

Inconvénient :

- Surcoût important par rapport à la solution simple jeu de barres,
- Nécessité de fonctions d'automatisme.

I.5. Les différents types de défaut du Réseaux Electrique :

I.5.1. Les Courts-circuits :

I.5.1.1. Origines :

Les différents composants des réseaux sont conçus, construits et entretenus de façon à réaliser le meilleur compromis entre coût et risque de défaillance. Ce risque n'est donc pas nul et des incidents ou défauts viennent perturber le fonctionnement des installations électriques [10][5].

Les origines des Courts-circuits sont :

- **Mécanique :** C'est la chute d'un corps sur un conducteur ou la dégradation mécanique de conducteurs consécutive à des agressions extérieures par des engins de terrassement par exemple
- **Humaines :** Ce sont les fausses manœuvres telles l'ouverture d'un sectionneur en charge par exemple.
- **Atmosphériques :** Les lignes aériennes sont soumises aux perturbations extérieures telles que la foudre, les tempêtes ou le givre.
- **Electriques :** C'est l'altération des isolants des matériels de réseau, par exemple. Ces isolants subissent des dégradations au cours du temps qui conduisent à des défauts d'isolement et donc des courts-circuits.

I.5.1.2. Caractéristiques :

Les courts-circuits sont caractérisés par leur **forme**, leur **durée** et **l'intensité du courant**.

I.5.1.2.1. Formes des Courts-circuits :

Un court-circuit dans les réseaux électriques peut être :

- **Monophasé :** entre une phase et la terre ou une masse.
- **Biphasé :** entre deux phases raccordées ensemble, peut être un court-circuit biphasé mis à la terre ou biphasé isolé.
- **Triphasés** : entre trois phases de la ligne ou les trois phases et la terre.

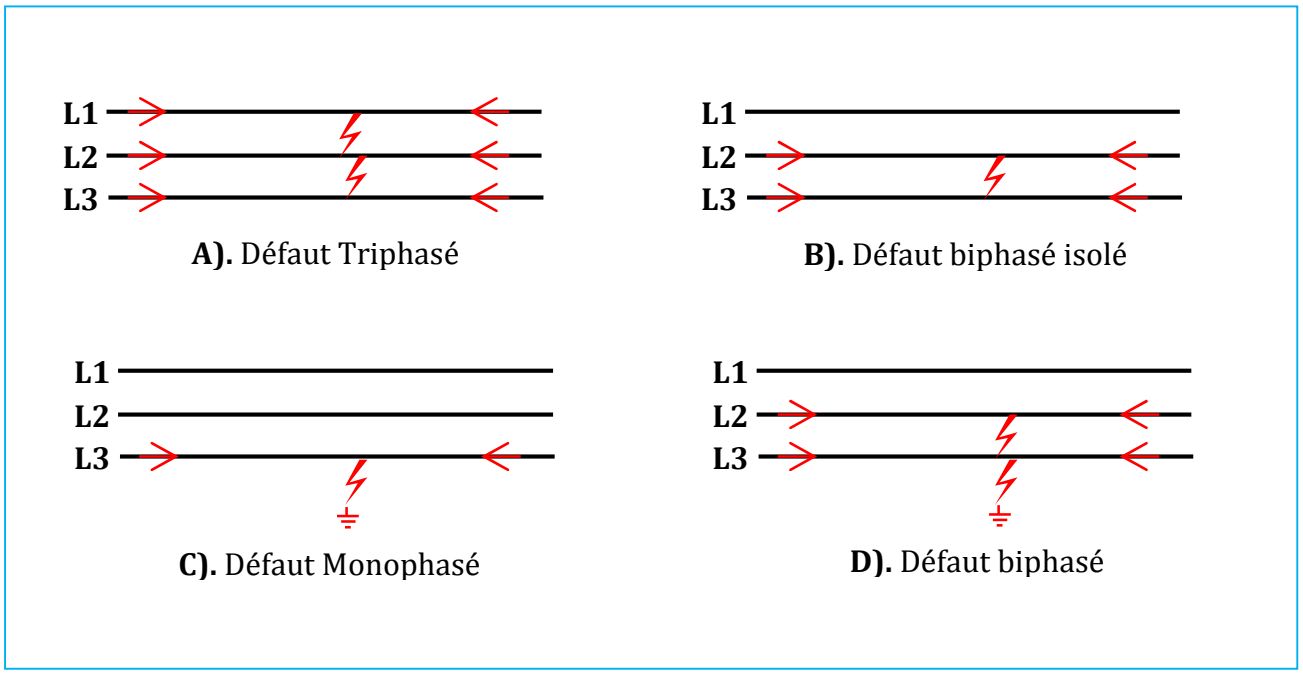


Figure I.5 : différents formes des Courts-circuits.

I.5.1.2.2. Durée des Cour-circuits [11] [12] [5]:

- **Court- circuits fugitifs :** Les courts-circuits fugitifs nécessitent une coupure très brève du réseau d'alimentation (de l'ordre de quelques dixièmes de seconde).
- **Court-circuits permanents :** Ces court-circuits provoquent un déclenchement définitif qui nécessite l'intervention du personnel d'exploitation pour la localisation du défaut et remise en service de la partie saine.
- **Court-circuits auto-extincteurs** : c'est ceux qui disparaissent spontanément en des temps très courts sans provoquer de discontinuités dans la fourniture d'énergie électrique.

- **Court -circuit semi permanents :** Ces courts-circuits exigent pour disparaître une ou plusieurs coupures relativement longues du réseau d'alimentation (de l'ordre de quelques dizaines de secondes) sans nécessité d'intervention du personnel d'exploitation.

I.5.1.2.3. Courant de Court-circuit [11] :

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

I.5.1.3. Les effets des Courts-circuits :

Les courts-circuits ont des effets sur :

- Le bon fonctionnement des réseaux.
- La tenue diélectrique des matériels.
- La qualité de fourniture d'énergie.
- Les circuits de télécommunication.
- La sécurité des personnes.

I.5.1.3.1. Le bon fonctionnement des réseaux :

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

I.5.1.3.2. La tenue diélectrique des matériels :

Dans le cas d'un défaut triphasé, les défauts provoquent des surintensités violentes qui peuvent dépasser 20 à 30 fois le courant de service normal, ces surintensités amènent à deux types de contraintes :

- Des contraintes thermiques dues au dégagement de chaleur par effet joule dans les conducteurs.

- Des contraintes mécaniques dues aux efforts électrodynamiques qui entraînent le balancement des conducteurs aériens et le déplacement des bobinages des transformateurs. Ces effets sont souvent à l'origine des défauts entre phase qui sont en générale beaucoup plus sévère que les défauts entre phase et terre, parce que le courant de défaut à la terre est limité par l'impédance de mise à la terre des points neutre des réseaux.

I.5.1.3.3. La qualité de fourniture d'énergie :

Les défauts se traduisent pour les utilisateurs par des chutes de tension dont l'amplitude et la durée sont fonction de déférents facteurs telle que la nature du défaut, la structure du réseau affecté, le mode d'exploitation du réseau, le mode de mise à la terre du neutre et la performance de la protection. Les perturbations peuvent aller du creux de tension jusqu'à l'interruption complète de la tension.

I.5.1.3.4. Les circuits de télécommunication :

La présence d'un court-circuit dissymétrique entre une ou deux phases d'une ligne d'énergie et la terre entraîne la circulation d'un courant homopolaire qui s'écoule à la terre par les points neutre du réseau. La tension induite longitudinale, proportionnelle à ce courant apparaît sur les lignes de télécommunications qui ont un trajet parallèle à la ligne d'énergie. Cette tension peut atteindre des valeurs dangereuses pour le personnel et les installations de télécommunications.

I.5.1.3.5. La sécurité des personnes :

La mise sous tension accidentelle des masses entraîne l'élévation de potentiel des masses, cette élévation est liée à l'écoulement des courants de défauts à la terre. Les conducteurs tombés au sol présent des risques pour les personnes. Le mode de mise à la terre des points neutre joue de ce fait un rôle essentiel dans la protection des personnes contre les chocs électriques.

I.5.1.4. Analyse des statistiques des défauts :

Les statistiques de défauts observés sur les réseaux aériens Algérien de l'année 2013 sont résumées dans le Tableau I.3.

Étendus aux longueurs réelles de lignes, ces résultats signifient que les réseaux THT et HT dans leur ensemble subissent de l'ordre de 1526 défauts par an (Bilan 2013).

Tableau I.3 : Statistique de défaut sur les réseaux HTB Algérien (2013).[38]

Caractéristique	**400kV**	**220kV**	**150kV**	**90kV**	**60kV**
Longueur des Lignes et Câbles (**km**)	2546.85	12903.70	68.78	564.96	9192.88
Nombre par 100km et par an	2.23 (100 %)	5.14 (100 %)	24.71 (100 %)	8.31 (100 %)	7.97 (100 %)
Fugitifs (**%**)	17.50	59.60	/	48.90	40.50
Permanents (**%**)	77.20	27.90	58.80	36.20	39.70
Semi-permanents (**%**)	5.30	12.50	41.20	14.90	19.80

I.5.2. Les Surtension :

On distingue différents types de surtension telle que :

- Les surtensions de manœuvres.
- Les surtensions de foudre.
- Les surtensions lentes.

Conséquences : Claquage et Vieillissement de l'isolation.

I.5.3. Les surcharges :

La surcharge d'un appareil est caractérisée par un courant supérieur au courant admissible, les origines de surcharges sont :

- Les courts-circuits.
- Les reports de charge.
- Les pointes de consommation.
- L'enclenchement des grandes charges.

Les surcharges provoquent des chutes de tension importantes sur le réseau et accélère le vieillissement des équipements de réseau.

I.5.4. Les oscillations :

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

I.5.5. Les déséquilibres :

Les déséquilibres sont généralement dus à la mauvaise répartition des charges sur les trois phases. Ils apparaissent surtout dans les réseaux de distribution, ils donnent naissance à la composante inverse du courant, cette composante provoque :

- Des chutes de tension supplémentaires.
- Des pertes de puissance.
- Des échauffements.

I.6. Protection de Réseaux Electrique :

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

I.6.1. Système de Protection :

I.6.1.1. Définition :

La Commission Electrotechnique Internationale (C.E.I) définie 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.

I.6.1.2. Système de Protection :

Les fonctions de protection sont réalisées par des relais ou des appareils multifonctions. A l'origine, les relais de protection étaient de type analogique et

effectuaient généralement une seule fonction. Actuellement, la technologie numérique est la plus employée. Elle permet de concevoir des fonctions de plus en plus évoluées et un même appareil réalise généralement plusieurs fonctions. C'est pourquoi, on parle plutôt d'appareils multifonctions [10].

I.6.1.3. Contraintes supplémentaires pour la Protection :

Les protections électriques ne doivent pas apporter de limitation au fonctionnement normal des réseaux électriques, en particulier :

a) Elles ne doivent pas limiter la souplesse d'utilisation du réseau protégé en interdisant certains schémas d'exploitation (réseaux bouclés, maillés, radiaux).

b) Elles doivent rester stables en présence de phénomènes autre que les court-circuits :

- Lors de manœuvres d'exploitation, pendant les régimes transitoires consécutifs à la mise sous tension ou hors tension à vide des lignes ou des transformateurs,
- Lors de variations admissibles de la tension et de la fréquence,
- En présence de surcharges et de déséquilibres entrant dans la marge de fonctionnement des réseaux électriques,
- En présence d'oscillations résultant du régime transitoire des alternateurs,
- Sous l'influence d'une anomalie des circuits de mesure.

I.6.2. Qualité principale d'un Système de Protection [10][11][12][13] :

I.6.2.1. Rapidité :

Les court-circuits sont donc des incidents qu'il faut éliminer le plus vite possible, c'est le rôle des protections dont la rapidité de fonctionnement et des performances prioritaires.

Le temps d'élimination des court-circuits comprend deux composantes principales :

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

I.6.2.2. Sélectivité :

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

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

- Sélectivité ampèremétrique par les courants,
- Sélectivité chronométrique par le temps,
- Sélectivité par échange d'informations, dite sélectivité logique.

I.6.2.2.1. Sélectivité ampèremétrique :

Elle est basée sur le fait que, dans un réseau, le courant qui circule entre une source de puissance et un point de défaut diminue au fur et à mesure que le point de défaut s'éloigne de la source.

Une protection ampèremétrique (**Figure I.6**) est disposée au départ de chaque tronçon : son seuil est réglé à une valeur inférieure à la valeur de défaut minimal provoqué par un court-circuit sur la section surveillée, et supérieure à la valeur maximale du courant provoqué par un court-circuit situé en aval (au-delà de la zone surveillée).

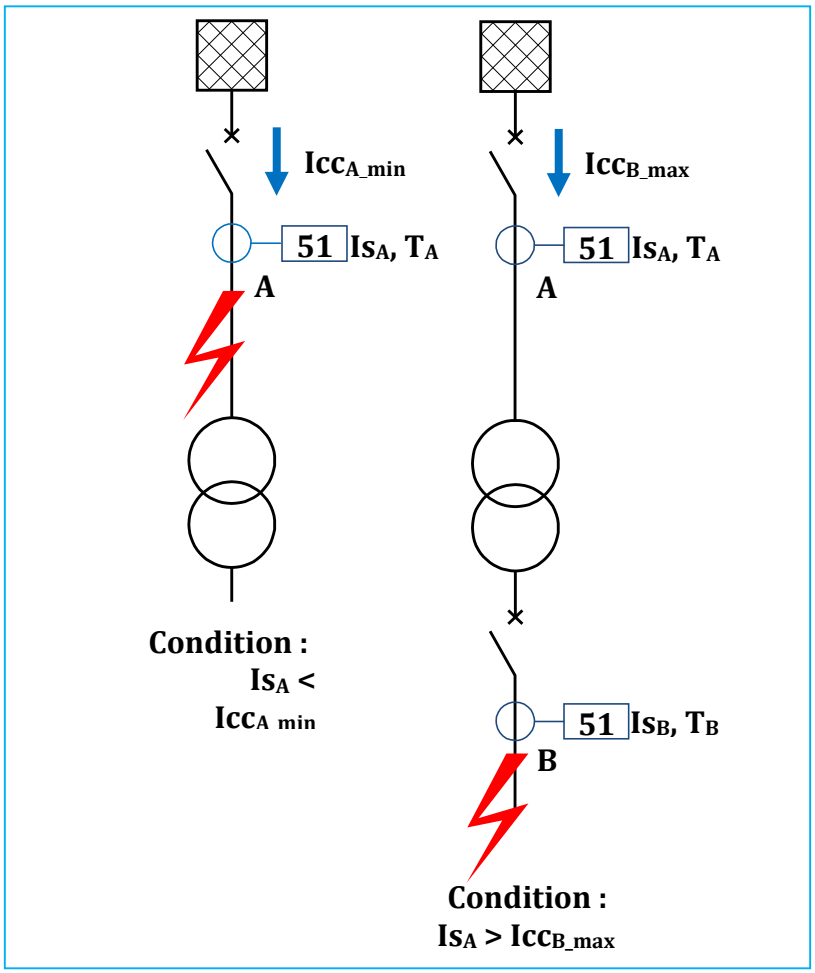


Figure I.6 : Fonctionnement d'une sélectivité ampèremétrique.

I.6.2.2.2. Sélectivité chronométrique :

Sélectivité dans laquelle les protections sollicitées sont organisées pour fonctionner de manière décalée dans le temps. La protection la plus proche de la source a la temporisation la plus longue.

Ainsi, sur le schéma (**Figure I.7**), le court-circuit représenté est vu par toutes les protections (en A, B, C, et D). La protection temporisée D ferme ses contacts plus rapidement que celle installée en C, elle-même plus rapide que celle installée en B.

Après l'ouverture du disjoncteur D et la disparition du courant de court-circuit, les protections A, B, C qui ne sont plus sollicitées, revient à leur position de veille.
La différence des temps de fonctionnement T entre deux protections successives est l'intervalle de sélectivité.

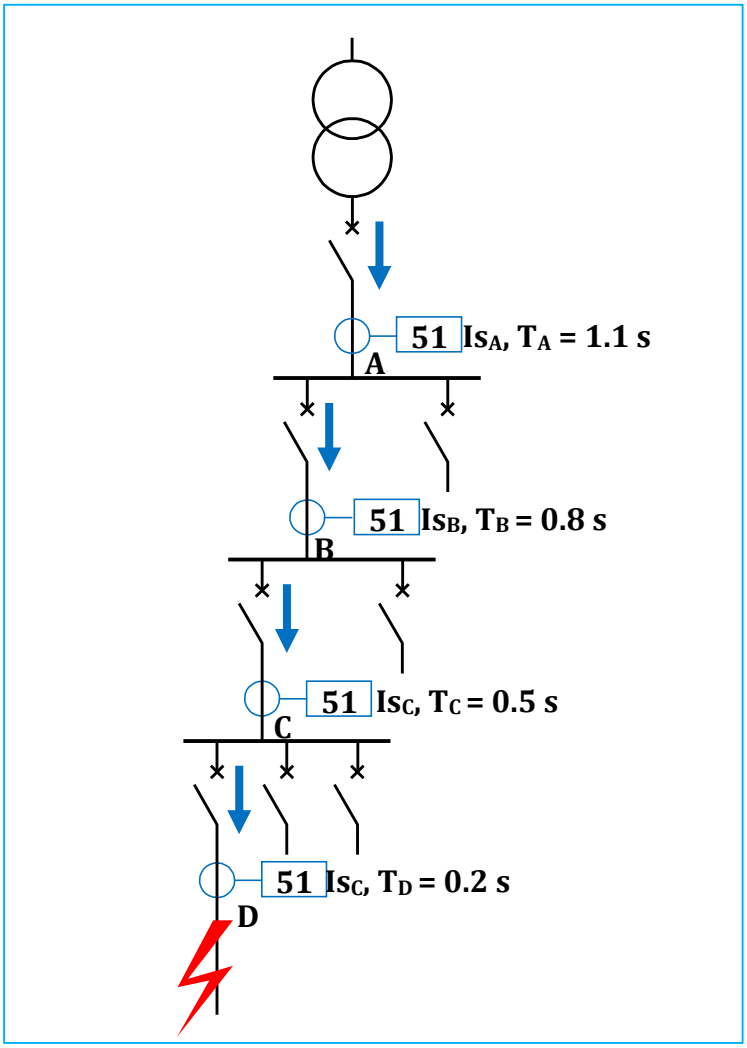


Figure I.7 : Principe de la sélectivité chronométrique.

I.6.2.2.3. Sélectivité logique :

Ce système a été développé pour remédier aux inconvénients de la sélectivité chronométrique.

Ce principe est utilisé lorsque l'on souhaite obtenir un temps court d'élimination de défaut (**Figure I.8**)

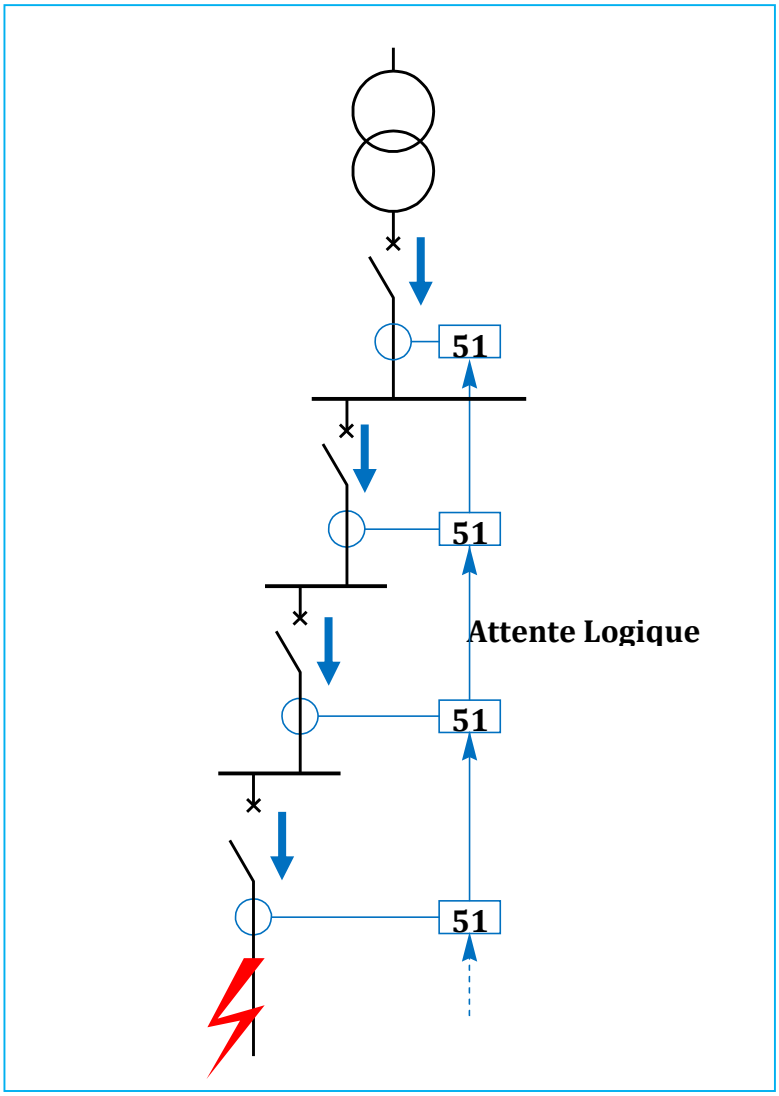


Figure I.8 : Principe de la sélectivité logique.

Ce principe est utilisé lorsque le nombre de relais en cascade est trop grand pour une simple sélectivité par le temps. Dans ce cas on utilise des relais max. de I avec blocage logique. L'échange d'informations logiques entre protections successives permet la suppression des intervalles de sélectivité.

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

Chaque relais sollicité par un défaut envoie :

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

I.6.2.3. Sensibilité :

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

- Le courant maximal qui est fixé par le dimensionnement des installations et est donc parfaitement connu,
- Un courant minimal dont la valeur est très difficile à apprécier et qui correspond à un court-circuit se produisant dans des conditions souvent exceptionnelles.

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

I.6.2.4. Fiabilité :

Les définitions et les termes proposés ici, sont dans la pratique, largement utilisés au plan international.

- Une protection a un fonctionnement correct lorsqu'elle émet une réponse à un court-circuit sur le réseau en tout point conforme à ce qui est attendu.
- A l'inverse, pour un fonctionnement incorrect, elle comporte deux aspects :
  - Le défaut de fonctionnement ou non-fonctionnement lorsqu'une protection, qui aurait du fonctionner, n'a pas fonctionné.
  - Le fonctionnement intempestif, qui est un fonctionnement non justifié, soit en l'absence de défaut, soit en présence d'un défaut pour laquelle la protection n'aurait pas du fonctionner.

- La fiabilité d'une protection, qui est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement incorrect (éviter les déclenchements intempestifs), est la combinaison de :
  - **La sûreté :** qui est la probabilité de ne pas avoir de défaut de fonctionnement.
  - **La sécurité :** qui est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement intempestif.

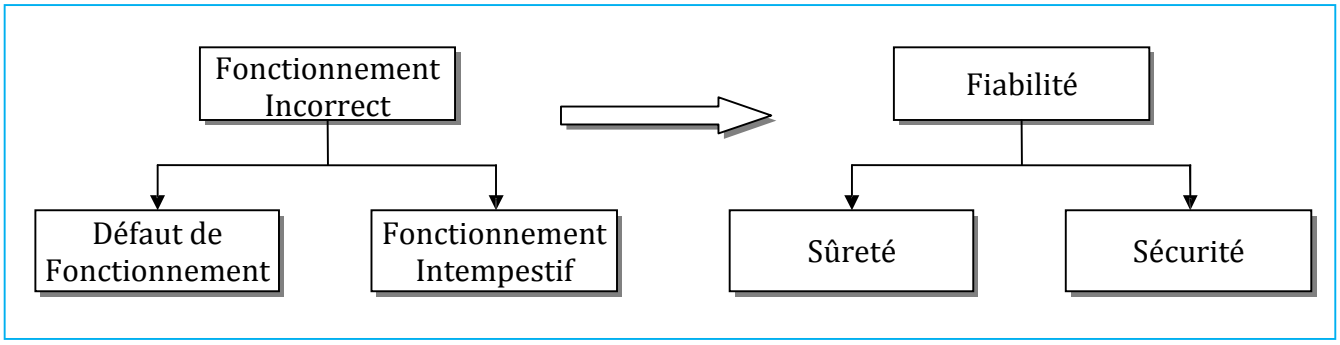


Figure I.9 : Fiabilité d'une protection.

On peut améliorer la fiabilité en associant plusieurs protections, mais, comme on peut le voir sur la **Figure I.8**, sûreté et sécurité sont deux exigences contradictoires (**Figure I.10**).

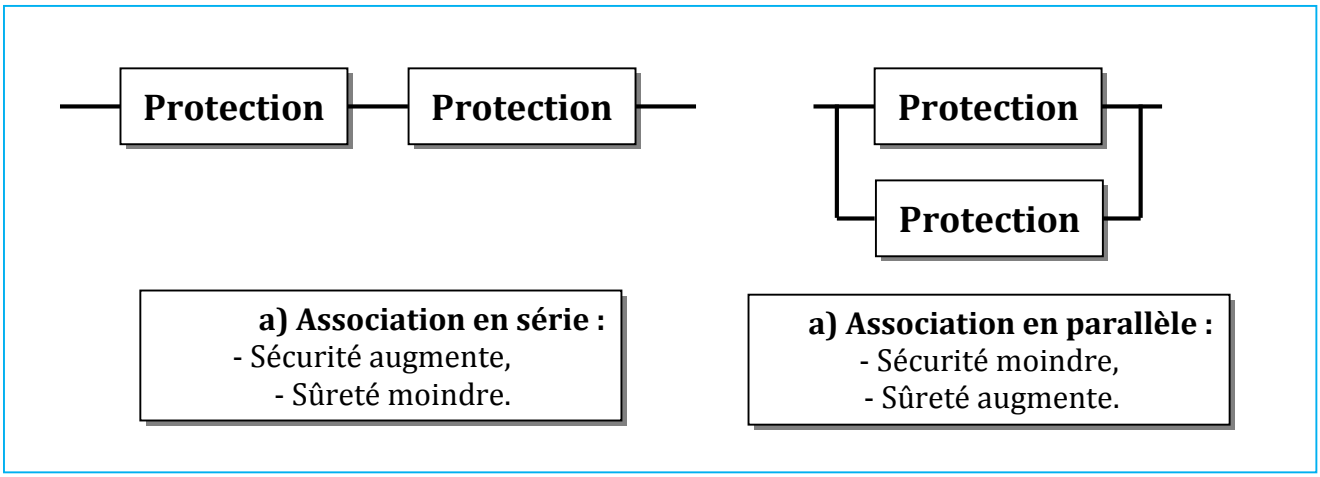


Figure I.10 : Association de protection.

I.7. Conclusion :

Ce chapitre donne une description comparative des structures typiques de réseaux électrique, ainsi les effets des anomalies et les perturbations sur les réseaux électriques tels que les courts-circuits, les surtensions, les surcharges, ….etc. et leurs systèmes de protection.

II.1. Introduction :

Les défauts de type court-circuit sur les lignes de transport de l'électricité sont relativement fréquents, ils sont causés par : des coups de foudre, des arbres mal élagués, des grues et des engins de grande hauteur travaillant au voisinage, vent, pollution…etc.

Les lignes de transport de l'électricité sont principalement protégées par des protections de distance, parfois aussi appelés protection à minimum d'impédance associées à des protections différentielles lignes et des protections à maximum des courants.

II.2. Le contexte historique :

L'histoire de la technique de protection date depuis plus d'un siècle. Dès 1902, le premier relais à maximum de courant création de Charles Brown (Brown Boveri Cie), était breveté.

Pendant des décennies, on a utilisé des relais électromécanique jusqu'à ce que des relais statique apparient au cours des années 60. Par rapport aux relais électromécanique, l'utilisation croissante de circuits intègres a fourni un fonctionnalisme puis élevés et aussi une fiabilité accrue.

Grâce à l'auto surveillance permanente de l'ensemble de système de protection, l'utilisation de microprocesseur améliore la disponibilité. Un système de protection assisté par des microprocesseurs fournit en outre une plus grande souplesse, ainsi que des nouvelles fonctions complémentaires, avec une extension standard réduit de matériels, de sorte que la fiabilité augmente de manière correspondante.

- Protection Electromécanique : 1900 → 1960/1970 ;
- Protection Statique : 1960/1970→1990/1995 ;
- Protection Numérique : Depuis 1990/1995.

II.3. Définition de la zone de protection :

En plus des performances que doivent avoir les relais, il faut savoir les placer correctement pour les rendre plus efficaces. Pour atteindre cet objectif, on découpe le réseau industriel en zones délimitées par les positions des organes de coupure.

La **Figure II.1** montre une disposition caractéristique des zones de protection, correspondant respectivement à des sections de ligne, des jeux de barres, des transformateurs des machines. Ces zones se recouvrent pour ne laisser aucun point de l'installation sans protection [13].

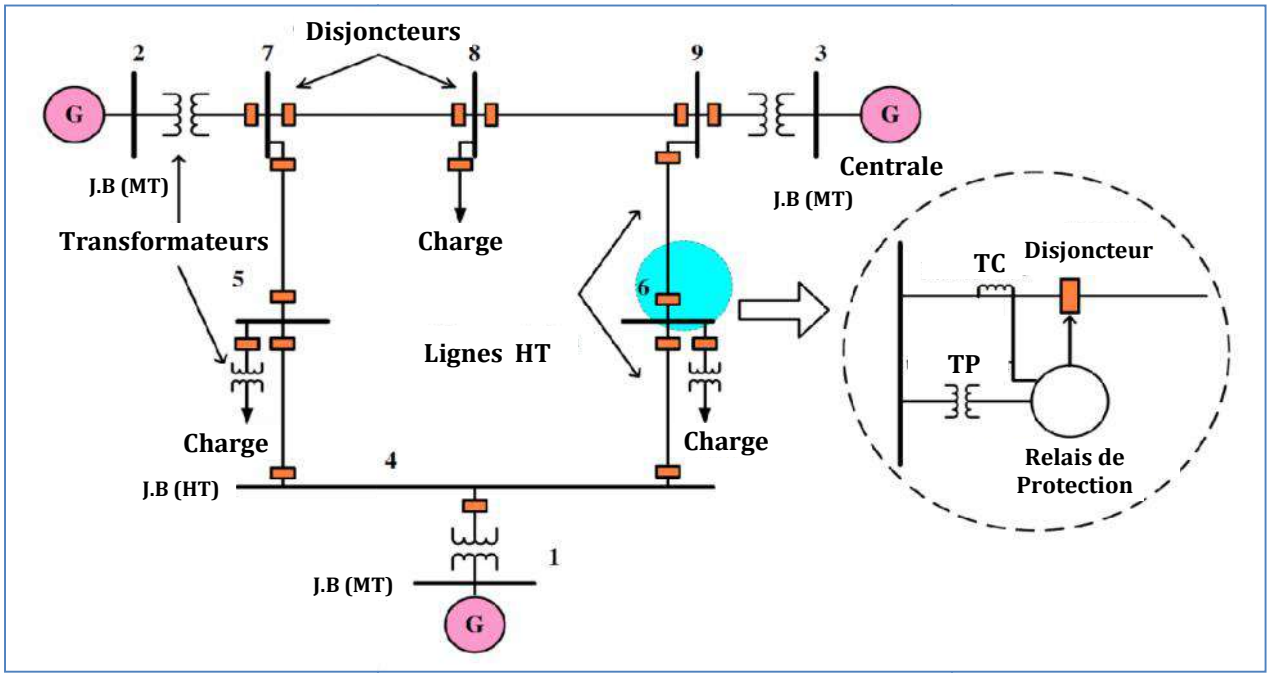


Figure II.1 : Les zones de protection d'un réseau électrique.

II.4. Protection par relais à maximum de courant :

II.4.1. Protection par relais à maximum de courant non directionnelle [11]:

Elle a pour fonction de détecter les surintensités monophasées, biphasées ou triphasées. La protection est activée si les courants mesurés dépassent la consigne correspondant au seuil de réglage appelé aussi seuil de fonctionnement

II.4.1.1. Relais à temps indépendant :

La temporisation est constante, elle est indépendante de la valeur du courant mesuré. Le seuil de courant et la temporisation sont généralement réglables par l'utilisateur.

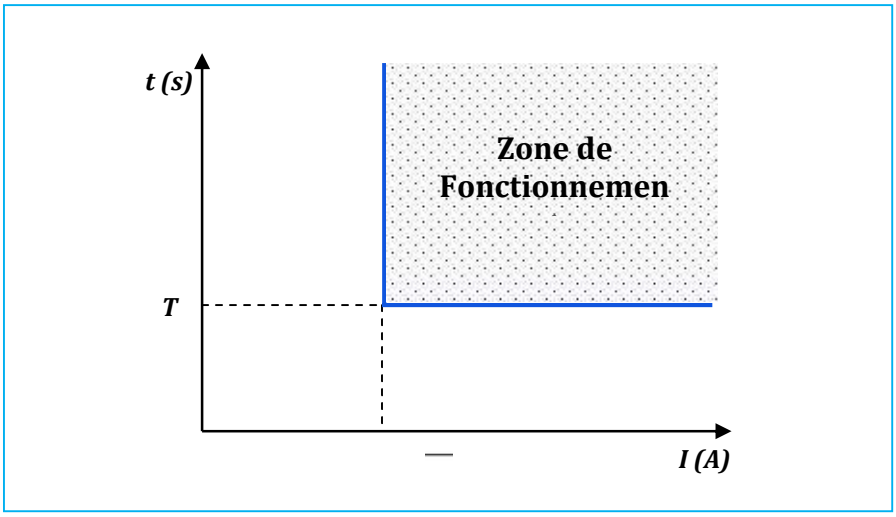


Figure II.2 : Protection à temps indépendant temporisé.

I_S**:** Seuil de fonctionnement en courant (seuil de courant).

T**:** Retard de fonctionnement de la protection (temporisation).

II.4.1.2. Relais à temps dépendant (inverse) :

La temporisation dépend du rapport entre le courant mesuré et le seuil de fonctionnement. La temporisation diminue quand le courant mesuré augmente (**Figure II.3**).

Le fonctionnement de la protection à temps dépendant (inverse) est défini par les normes CEI 255-3 et BS 142. Elles définissent plusieurs types de protection à temps dépendant qui se différencient par la pente de leurs courbes :

- Protection à temps inverse ;
- Protection à temps très inverse ;
- Protection à temps extrêmement inverse.

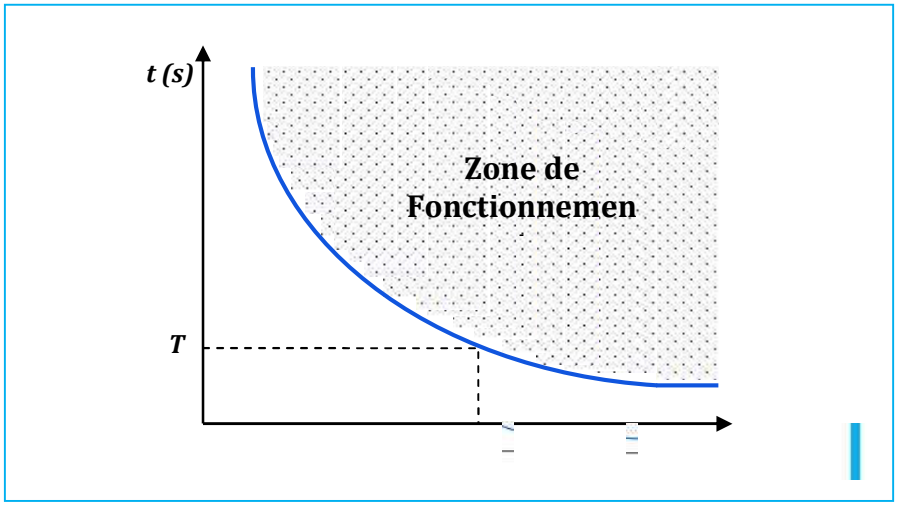


Figure II.3 : Protection à temps dépendant.

I_S: Seuil de fonctionnement en courant correspondant à l'asymptote verticale de la courbe.

T: Temporisation pour $10\ I_S$.

II.4.2. Protection par relais à maximum de courant directionnelle [11] :

La protection à maximum de courant directionnelle est activée si les deux conditions suivantes sont réalisées pendant une durée égale à la temporisation choisie :

- Le courant est supérieur au seuil de réglage ;
- La phase du courant par rapport à la tension de polarisation est dans une fourchette, appelée zone de déclenchement.

La zone de déclenchement de la protection est un demi-plan. Ce demi-plan est défini par un angle de caractéristique θ, angle entre la perpendiculaire à la droite limite entre ces deux zones et le vecteur de polarisation. La Figure II.4 illustre la zone de déclenchement pour θ = 45°. Les valeurs usuelles d'angles caractéristiques sont 30°, 45° et 60°. La valeur généralement utilisée est 45°, On voit sur la **Figure II.4** que le courant I_1 est :

- Dans la zone de déclenchement pour : $\theta - 90° < \beta_1 < \theta + 90°$
- Dans la zone de non déclenchement pour : $\theta + 90° < \beta_1 < \theta + 270°$

β_1 est l'angle entre I_1 et U_{32}, il correspond à un déphasage φ_1 entre I_1 et V_1 tel que : $\varphi_1 = \beta_1 + 90°$.

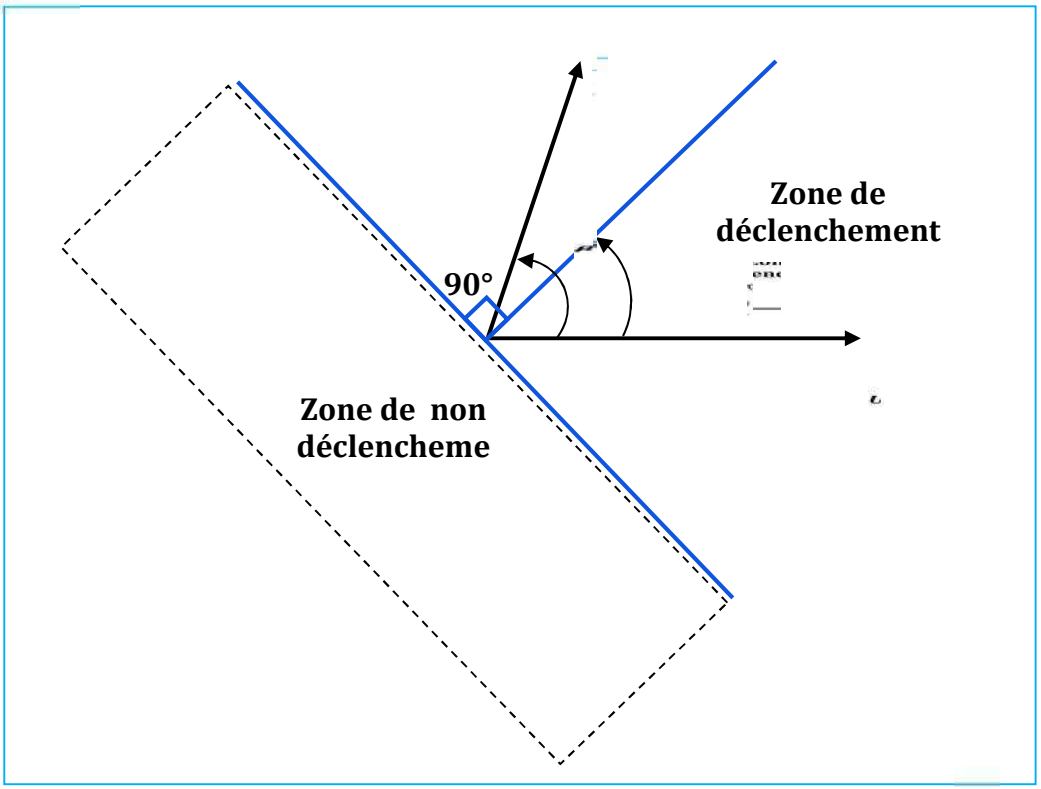


Figure II.4 : Zone de déclenchement de la protection directionnelle pour un angle θ = 45°.

II.5. Protection différentielle [14]:

Ce type de relais est, généralement, basé sur la mesure de la différence géométrique de deux courants.

II.5.1. Protection différentielle longitudinale :

Appeler aussi; Protection différentielle à courant circulaire. Elle utilise le principe de comparaison des courants d'entrée et de sortie de l'élément à protéger; dans notre cas la ligne de transport.

Pour effectuer cette protection, on installe des deux côtés de la ligne des transformateurs de courant (TC) dont on fait la connexion de leurs enroulements de tel sorte que les courant secondaires I_A et I_B soient égaux et coïncident en phase (**Figure II.5**).

Lors du régime normal et des courts-circuits extérieurs, le courant déséquilibré $I_{dés}$ circulera à travers l'enroulement du relais est:

$$I_{dés} = I_A - I_B = I_{Relais} \qquad \text{(II.1)}$$

Dans ce cas, la protection ne doit pas fonctionner car le seuil de fonctionnement **(I_F)** est choisi pour qu'il soit supérieur au courant déséquilibré.

Ce courant de déséquilibre est lié, pratiquement, à la fabrication des transformateurs de mesure ; car on ne peut jamais trouver deux transformateurs identiques. Il est aussi augmenté par le courant résiduel I_R.

Quand un court-circuit se produit dans la ligne à protéger, le point de défaut sera alimenté par les deux cotés, donc, l'un des deux courants mesurer par les transformateurs du courant a changé de direction, et par conséquent, le relais sera traversé par la somme vectorielle des deux courants.

$$I_{Relais} = I_A + I_B > I_F \qquad \text{(II.2)}$$

La protection fonctionne en envoyant le signal de déclenchement aux disjoncteurs.

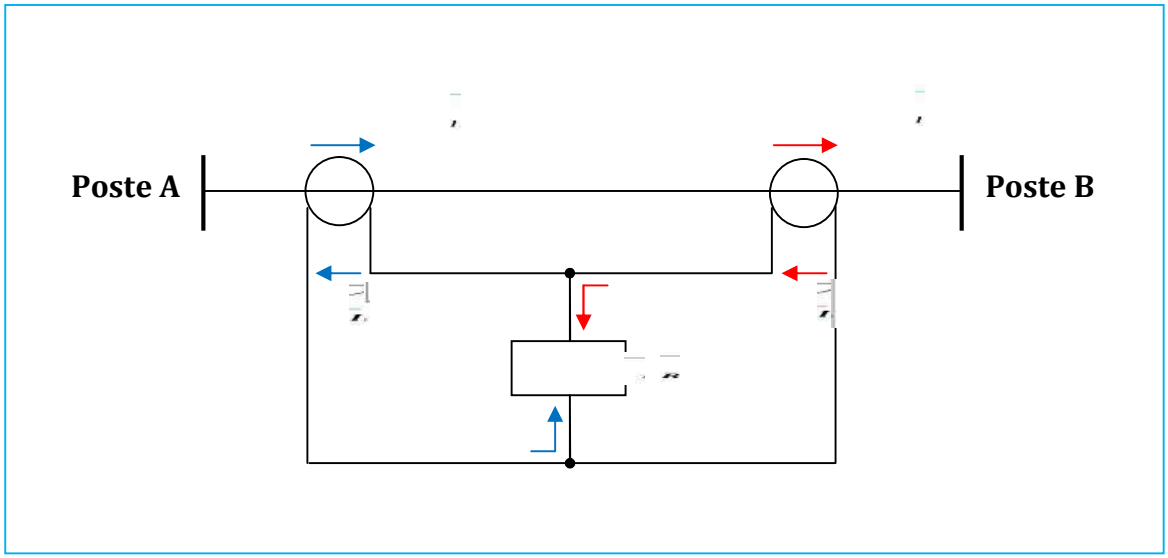


Figure II.5 : Protections différentielles longitudinale d'une ligne à 2 extrémités.

II.5.2. Protection différentielle transversale équilibrée :

Afin d'assurer la continuité de service, et de permettre un transit des puissances élevées, on utilise des lignes en parallèle. Elles sont, le plus souvent, protégées par la protection différentielle transversale.

On y relève que le relais RA ou RB de la protection transversale (**Figure II.6**) est bien traversé par la différence géométrique $I_1 - I_2$ des courant des lignes 1 et 2.

L'existence de ce courant différentiel constitue le critère de l'existence d'un court circuit sur la phase correspondante de l'une des deux lignes protégées mais il n'indique pas la quelle. Afin de profiter de la présence des disjoncteurs généralement placés à chaque extrémité de ligne, et pour n'éliminer que la ligne qui est le siège du défaut, il est nécessaire de compléter la protection par un canal de communication.

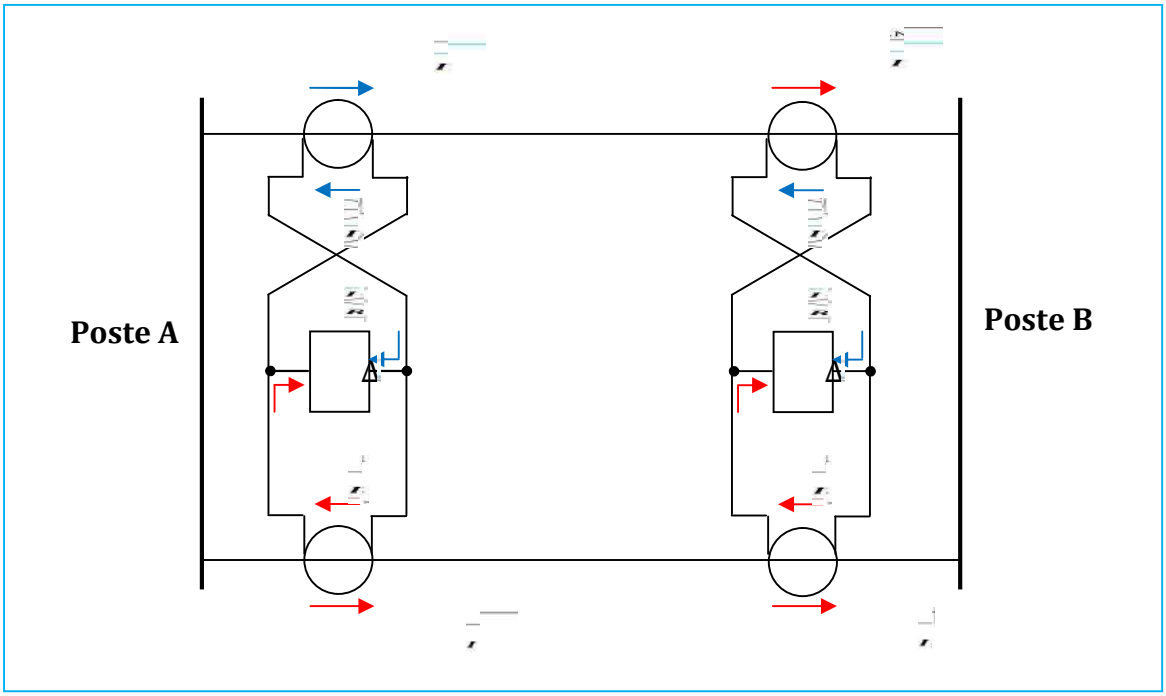


Figure II.6 : Protections différentielles transversale de 2 lignes en parallèle.

Pour disposer à l'endroit où l'on effectue la comparaison, des deux grandeurs représentant les courants, une liaison pilote est nécessaire ; c'est la raison pour laquelle ce système de protection n'est guère utilisé que pour des câbles reliant deux postes d'une même ville ou d'une même zone industrielle, C'est un inconvénient de cette protection car les émetteurs d'envoi et de réception sont relativement chers; toutefois, il n'y a pas d'inconvénient de l'appliquer à des postes aériennes, à condition qu'elles soient courtes.

La protection différentielle est caractérisée par le fonctionnement rapide et la haute sensibilité aux défauts internes sans qu'elle soit sensible à l'instabilité de la tension et les oscillations de puissance. Elle est, essentiellement, utilisée pour la protection des transformateurs de puissance, des moteurs industriels et des générateurs.

II.5.3. Protection différentielle courant utilisant comme support des faisceaux hertziens ou des fibres optiques [13]:

Ce type de protection commence à être utilisé sur les réseaux THT importants pour protéger les lignes d'interconnexion à double circuit comportant éventuellement un piquage. Cette protection est la seule qui élimine rapidement tout type de défaut sur une ligne double avec une sélectivité parfaite, à condition qu'elle réalise la mesure différentielle phase par phase.

Cette protection peut être utilisée sur tout type de ligne (y compris les lignes longues compensées par des condensateurs en série). Elle détecte facilement les défauts résistants et est insensible aux oscillations de puissance.

Ce relais différentiel à pourcentage (**Figure II.7**) fonctionne lorsque le courant différentiel I_{Diff} est supérieur à $K' \cdot I_{Ret}$

Avec :

I_{Diff} : Courant différentiel ;

I_{Ret} : Courant de retenue, fonction des 3 courants de phase, I_A , I_B et I_C ;

K' : Pourcentage.

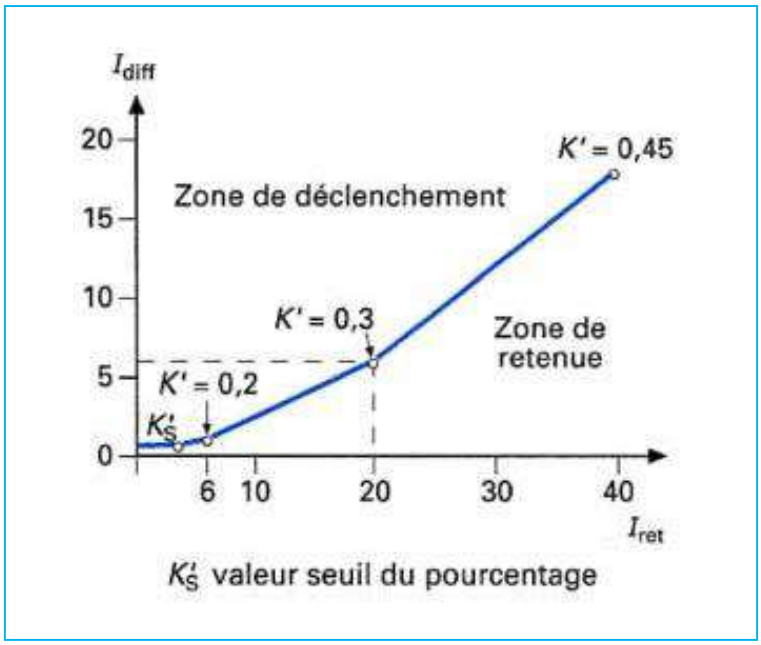


Figure II.7 : Caractéristique du relais différentiel à pourcentage (Protection Différentielle **DIFL** du constructeur **GEC Alsthom**).

II.6. Protection de distance :

II.6.1. Principe de base [15]:

Une protection de distance a la capacité de détecter un défaut à une distance prédéfinie sur une ligne de transmission ou un câble d'alimentation depuis son emplacement.

Chaque ligne électrique a une résistance et une réactance par kilomètre en fonction de sa conception et de sa construction ; ainsi, son impédance totale sera une fonction de longueur ou de la distance. Une protection de distance observe donc le courant et la tension et compare ces deux quantités en s'appuyant sur la loi d'Ohm **(Figure II.8).**

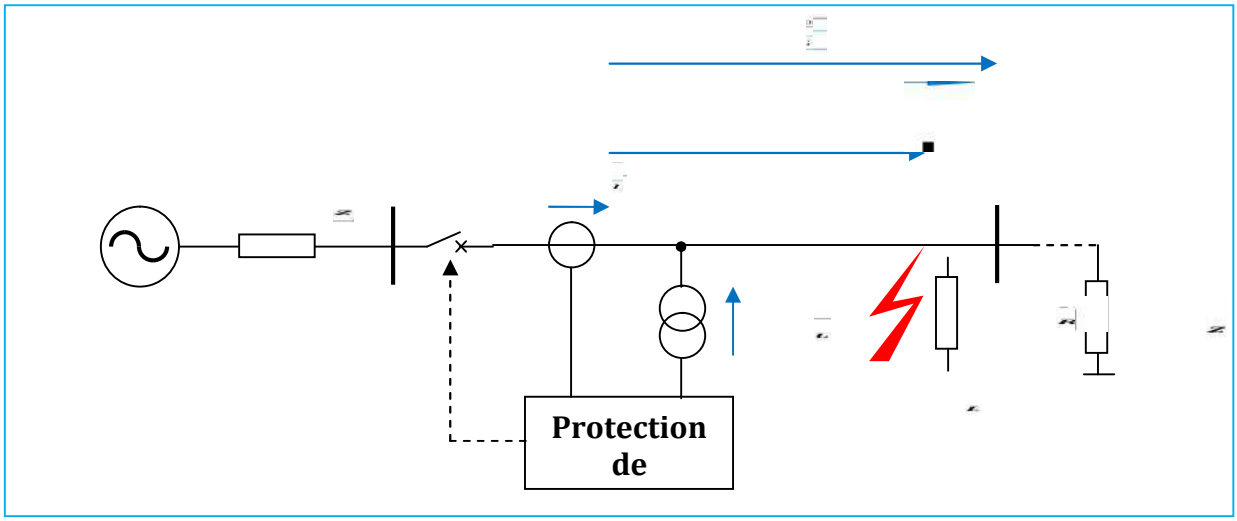


Figure II.8 : Principe de base du fonctionnement.

II.6.2. Diagramme d'impédance [16]:

Le diagramme d'impédance est un outil essentiel pour l'évaluation du comportement de la protection de distance. Dans ce diagramme la caractéristique du relais et la charge mesurée et l'impédance de court-circuit sont représentés dans le plan complexe R/X (**Figure II.9**). Pendant le fonctionnement normal du système, l'impédance mesurée correspond à l'impédance de charge. Sa grandeur est inversement proportionnelle à la quantité de charge transitée.

$$Z_{Charge} = \frac{U^2_{Ligne}}{P_{Charge}} \qquad \text{(II. 3)}$$

L'angle entre le courant et la tension correspond à l'angle de charge φ_{Charge} (**Figure II.9**). Elle est dépendante du rapport entre la puissance active et réactive.

$$\varphi_{Charge} = Atan\left[\frac{Q}{P}\right] \qquad \text{(II.4)}$$

Après apparition d'un défaut l'impédance mesurée passe à l'impédance de court-circuit $Z_{Défaut}$, ce qui est généralement plus petit à l'impédance de charge Z_{Charge}. Sa valeur correspond à l'impédance de la ligne entre l'emplacement de relais et la localisation de défauts.

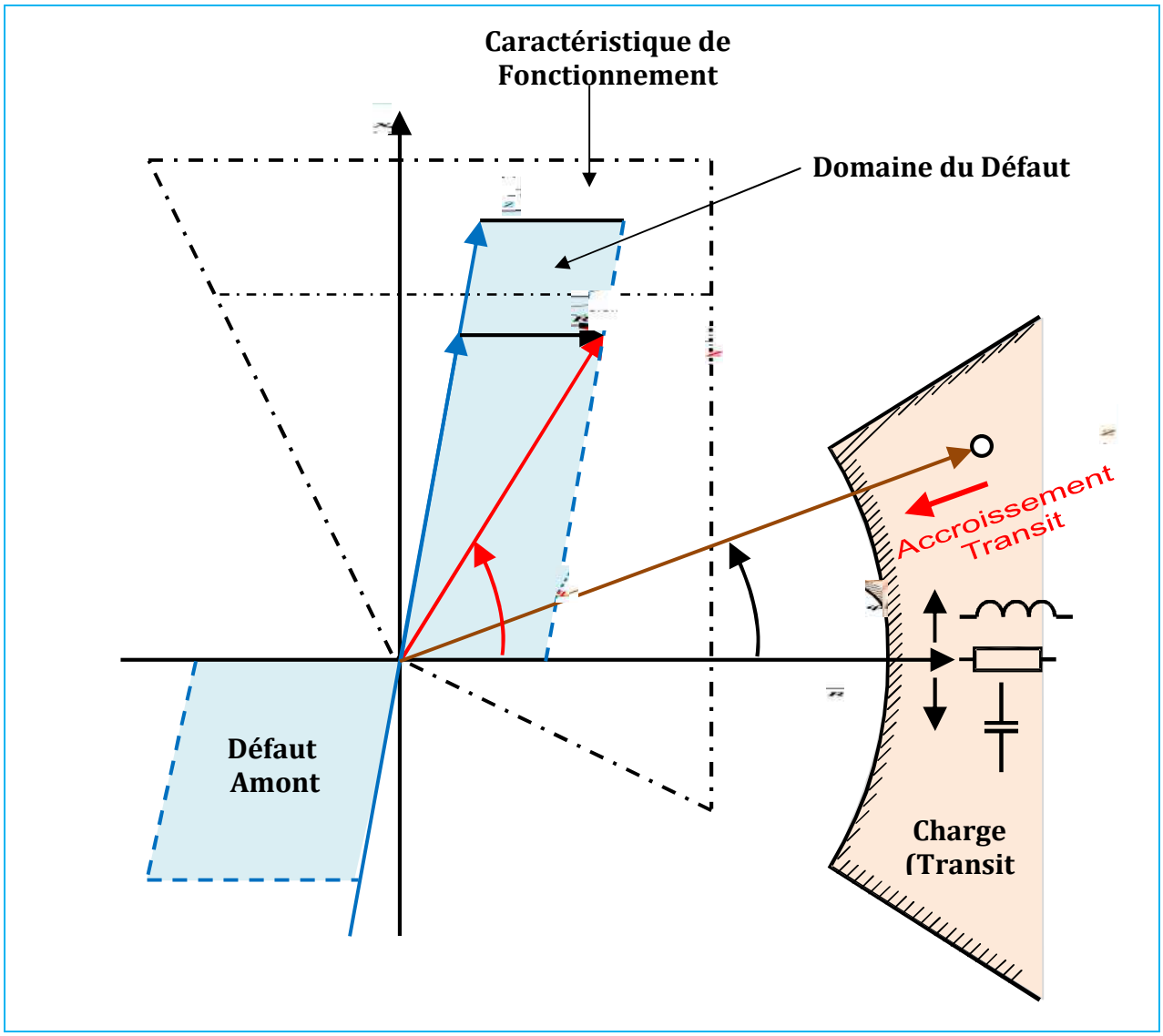


Figure II.9 : Impédance de court-circuit et de charge (transit).

II.6.3. Caractéristiques des relais de distance :

La protection de distance tente de faire la distinction entre impédance de défaut et impédance de charge. Il faut donc définir, une limite, une frontière entre les impédances que la protection va considérer comme normales, de charge et celles anormales associées à un défaut. Cette limite est appelée ici caractéristique de déclenchement. Elles peuvent avoir plusieurs formes et sont représentées dans un plan R/X.

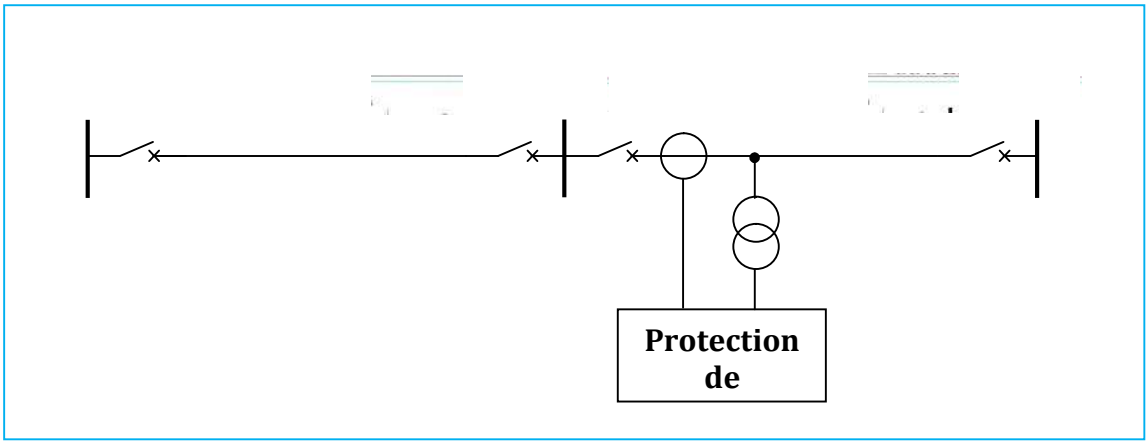


Figure II.10 : Protection de Distance.

Les relais numériques peuvent utilisés n'importe quelle caractéristique, il suffit de la programmer [19]. Par contre les relais statiques ou électromécaniques ont une caractéristique liée de leur principe de fonctionnement.

II.6.3.1. Caractéristique Réactive :

La mesure de la réactance a l'avantage de ne pas être sensible à la valeur de la résistance d'arc, mais est très sensible aux synchronisations de générateur et n'est pas directionnelle. Elle est du fait idéal pour les protection Phase–Terre [17][18].

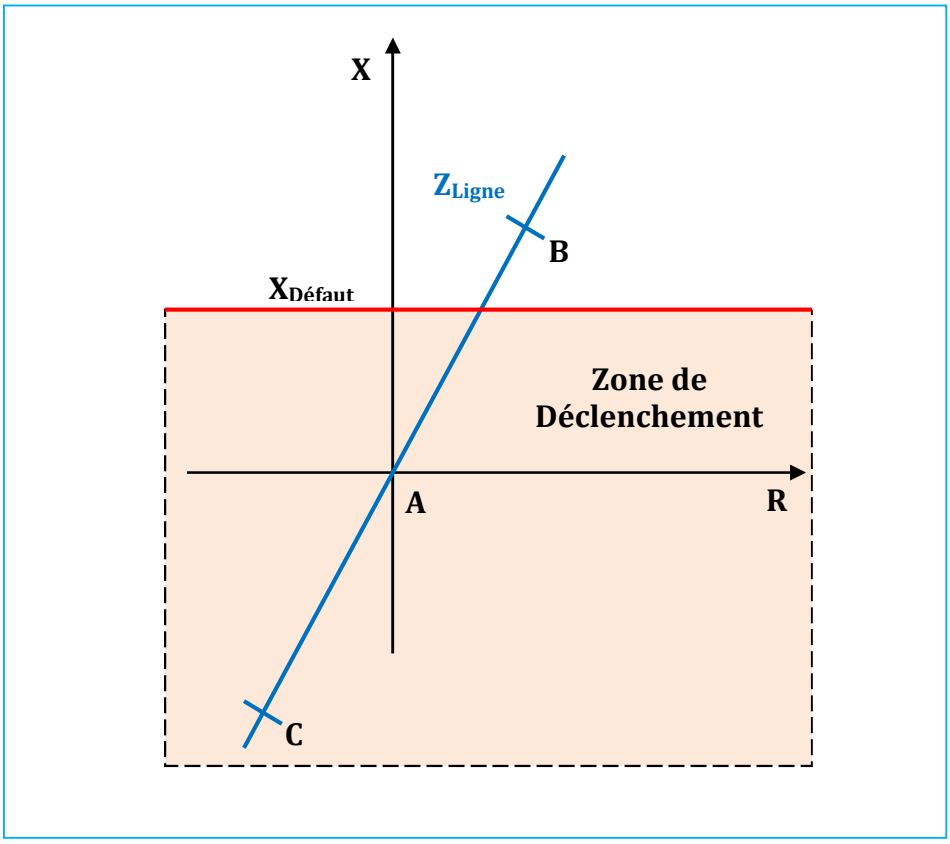


Figure II.11 : Caractéristique purement réactive.

II.6.3.2. Caractéristique Impédante :

La caractéristique impédante décrit un cercle sur le diagramme R/X, la limite est constituée de tout les ***Z*** tel que ***|Z|=une constante*** [19]. Elle a le défaut de ne pas être directionnelle, ce qui empêche de faire une protection de zone efficace et sélective. Par ailleurs, la résistance d'arc menant au déclenchement dépend fortement de l'inductance. Enfin, elle est vulnérable aux oscillations des générateurs synchrones [20].

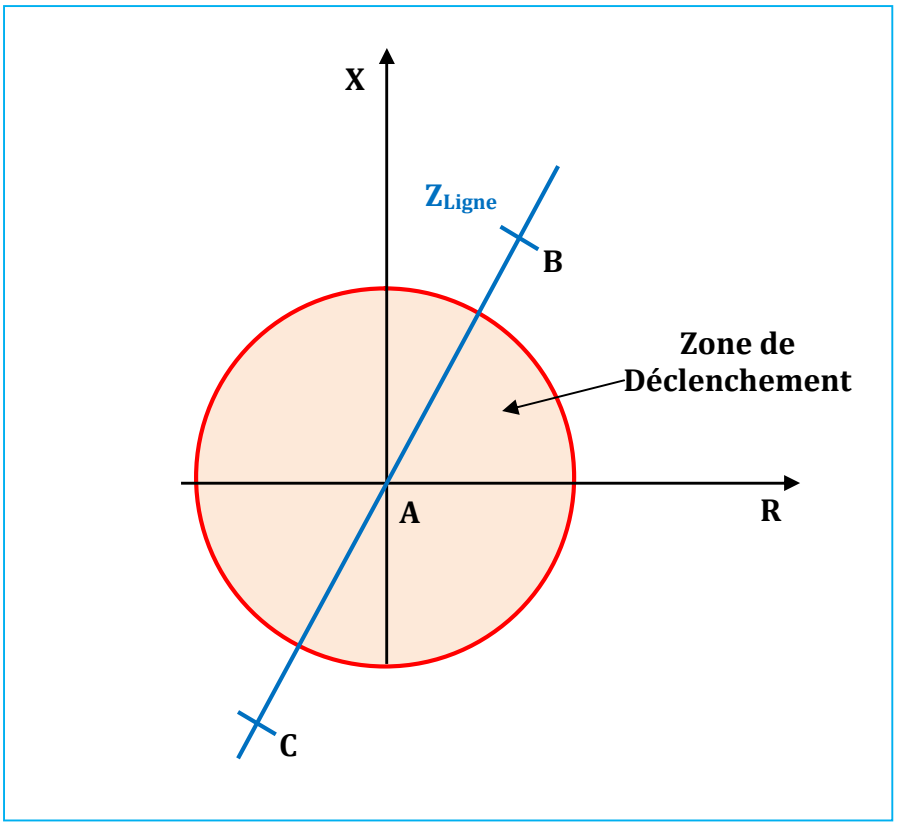


Figure II.12 : Caractéristique purement impédante.

II.6.3.3. Caractéristique Mho :

Les protections de distance ayant dans le plan R/X une caractéristique circulaire passant par l'origine porte le nom de « Mho » ou à admittance.

Les relais Mho auto polarisé sont les plus sélectifs de tous les relais à distance, car ils ne déclenchent que pour une gamme précise d'impédance qu'on peut représenter sur un diagramme R/X. Ils sont donc peu susceptibles de déclencher sur des éléments perturbateurs autres qu'un défaut de la ligne. Il est donc un élément privilégié pour les lignes de longues distances [17].

Les relais Mho sont intrinsèquement directionnels. Ils sont caractérisés par l'impédance sur le cercle et par l'angle caractéristique du relais φ, qui est l'angle entre l'axe R et la droite passant par l'origine et le centre du cercle. Cet angle doit être plus faible que celui formé avec l'impédance de la ligne, afin d'être plus sensible en cas de défaut avec un arc fortement résistif [20].

Un désavantage du Mho est qu'en cas de défaut proche du relais, la tension est trop faible et la sensibilité mauvaise. Pour contourner ce défaut, une solution consiste à introduire partiellement la tension d'une autre phase, potentiellement saine pour soutenir la tension. La caractéristique reste alors circulaire, mais le centre du cercle se rapproche de l'origine. On parle de Mho à polarisation croisée.

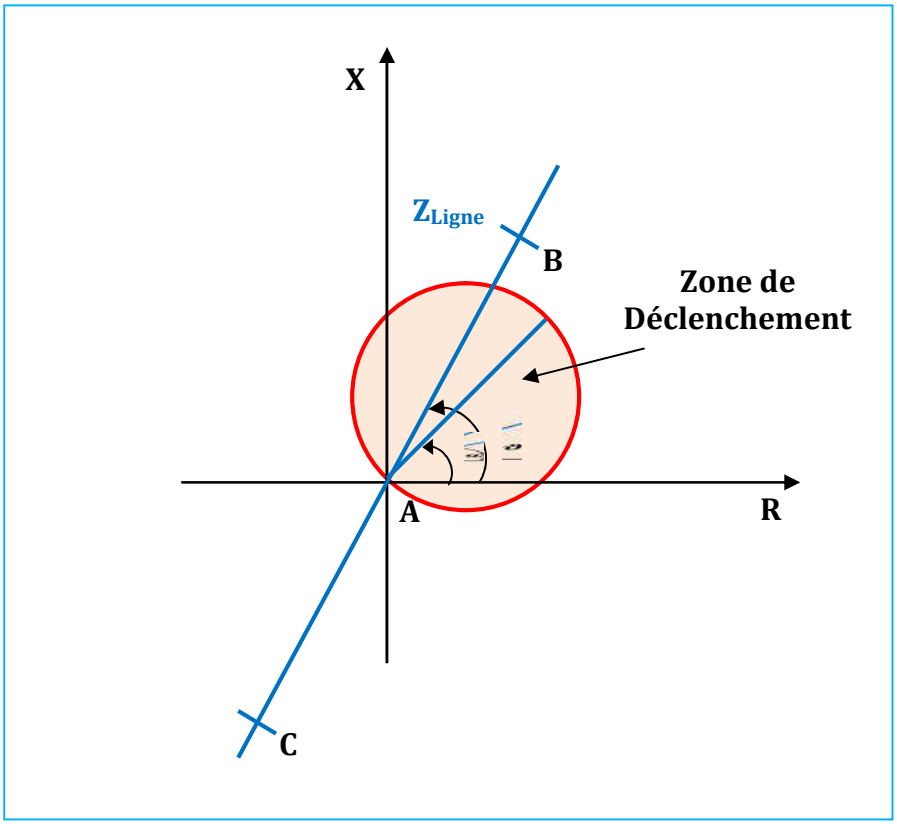


Figure II.13 : Caractéristique Mho (L'impédance de la ligne ne passe pas systématiquement par le centre du cercle).

Les Mho sont plus simple à configurer que les relais quadrilatéraux, mais sont moins sensible aux défauts résistifs en bout de ligne. Aux États-Unis, la caractéristique Mho est encore très utilisée dans les relais numériques [19].

Si on configure la caractéristique Mho de sorte que la droite de l'impédance de la ligne passe par le centre du cercle, on peut faire l'interprétation géométrique suivante :

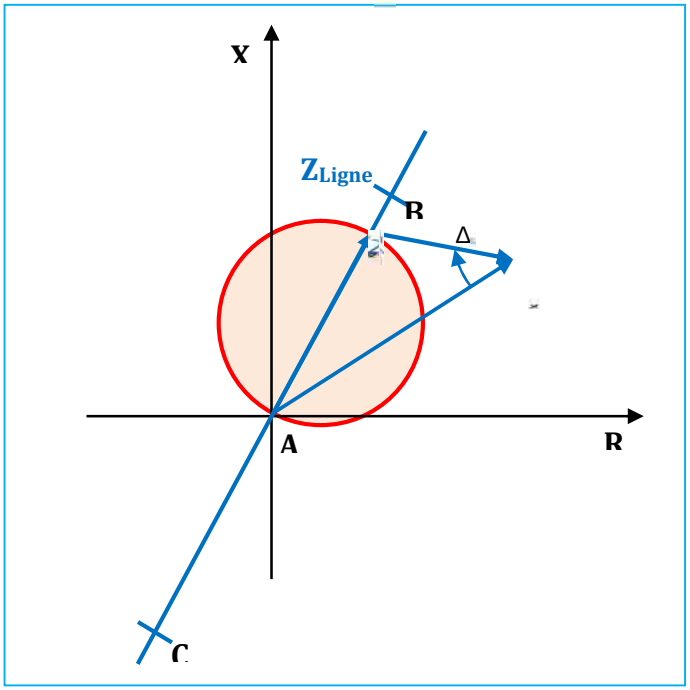
$$\Delta U = (Z_{Relais} \times I) - (Z \times I) \qquad \text{(II.5)}$$

Avec :

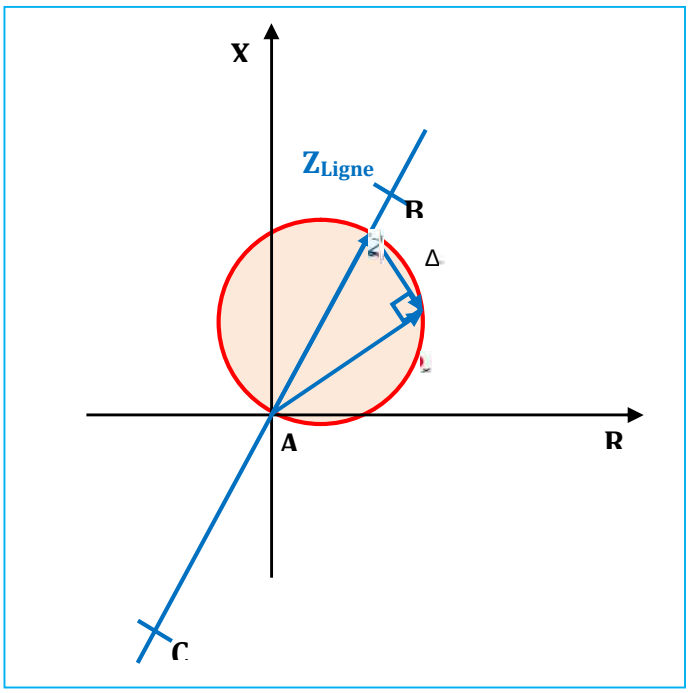
Z_{Relais} : L'impédance sur la ligne à partir de laquelle le relais déclenche.

Z : L'impédance mesurée.

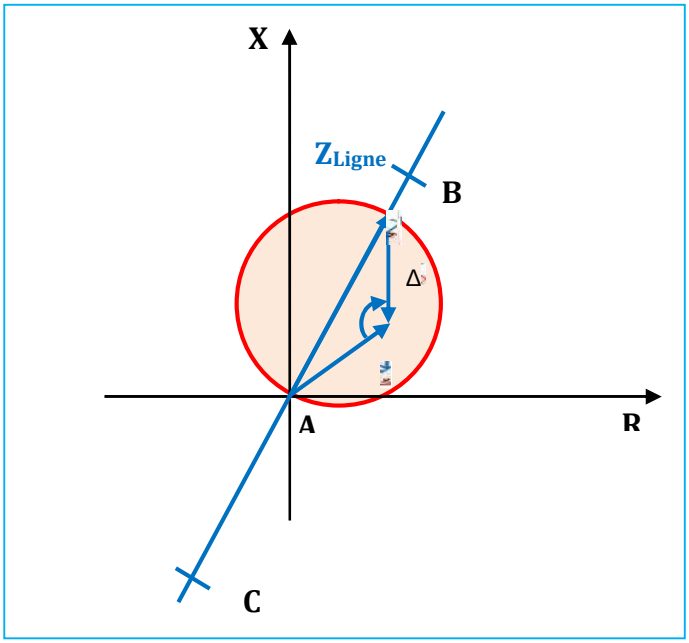
Si l'angle entre ΔU et $Z \times I$ est inférieur à 90° alors Z est en dehors du cercle, s'il est égal à 90° Z est sur le cercle et s'il supérieur à 90° Z est dans cercle **(Figure II.14)** [20].



a). Si l'angle est inférieur à 90°, **Z** est en dehors du cercle.



b). Si l'angle est égal à 90°, **Z** est sur le cercle.



c). Si l'angle est supérieur à 90°, **Z** est dans le cercle.

Figure II.14 : Caractéristique Mho (L'impédance de la ligne passe par le centre du cercle).

II.6.3.4. Caractéristique Quadrilatérale :

Une caractéristique quadrilatérale est délimitée par 4 droites [19]. Les relais quadrilatéral ont l'avantage d'être plus sensible aux défauts résistifs que les relais Mho. Ces caractéristiques sont très flexibles en terme d'impédance, aussi bien pour les défauts phase-phase que phase-terre. Pour cette raison, ils sont très utilisés par les relais analogiques et numériques [20].

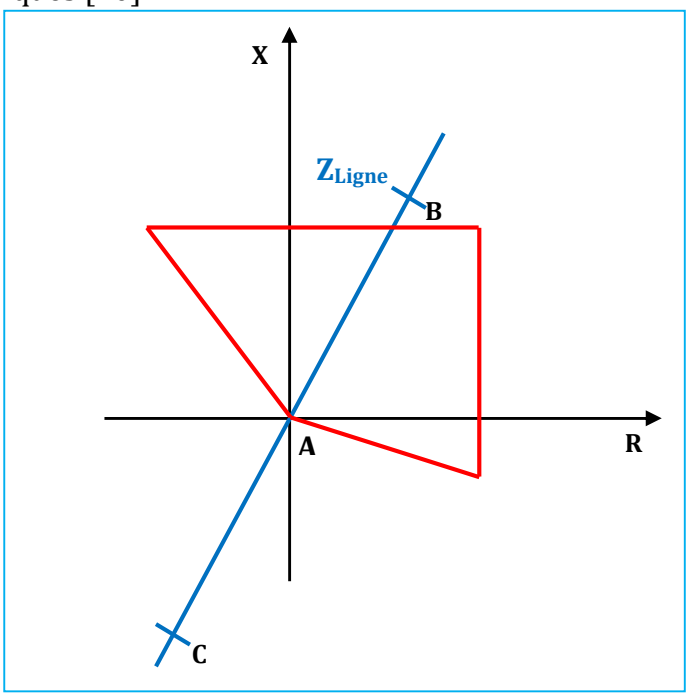


Figure II.15 : Caractéristique Quadrilatérale.

II.6.3.5. Caractéristique Lenticulaire :

Une zone lenticulaire est formée par l'intersection de deux zones circulaires de type Mho. L'axe de la lentille est celui de la ligne. La sensibilité au défaut résistif est limitée, par contre la probabilité de déclenchement due à des oscillations de puissance est très faible. En pratique, ce type de zone n'est plus utilisé.

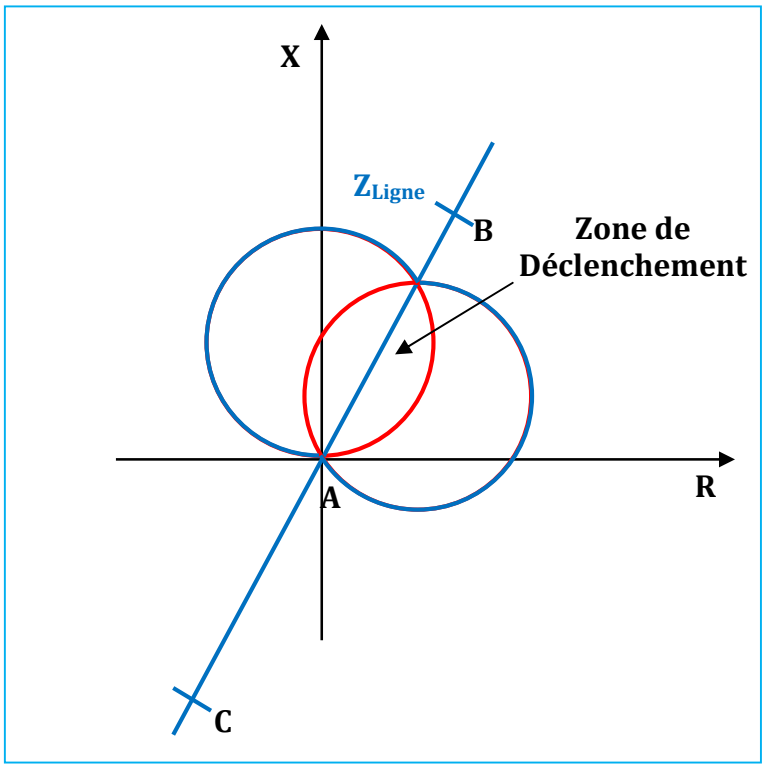


Figure II.16 : Caractéristique Lenticulaire.

II.6.3.6. Autres Caractéristiques :

D'autres formes de caractéristiques plus complexe telles que : Ovale, en hélice, en cornet à glace, en trou de serrure, etc. sont également utilisées (**Figure II.17**) [13].

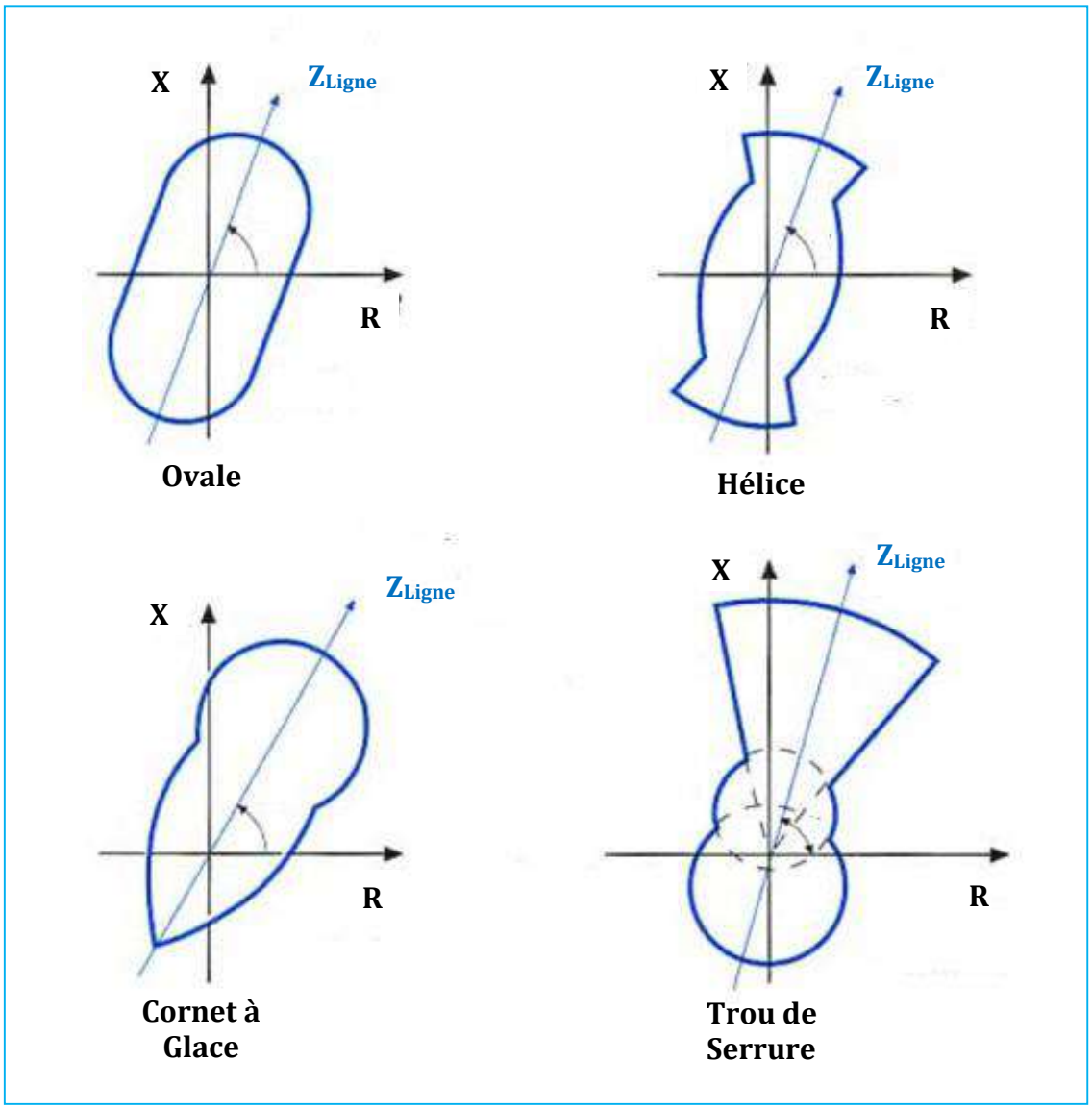


Figure II.17 : Autres Caractéristiques utilisées.

II.6.4. L'application de la zone de protection dans les relais de distance [15]:

Une coordination correcte des relais de distances est obtenue grâce à la présence d'une Zone 1 de protection directionnelle instantanée et d'une ou deux zones à protection différée. Une ligne de transmission à une résistance et une réactance proportionnelles à sa longueur qui également son propre angle caractéristique. Elle peut donc être représentée comme ci-dessous dans un diagramme R/X.

II.6.4.1. Zone 1 :

Une caractéristique de relais a également été ajoutée, à partir de laquelle on notera que la portée de l'élément de mesure a été définie à approximativement 80% de la longueur de la ligne (**Figure II.18**). Cette portée a été choisie pour éviter un débordement dans la section suivante de la ligne et garantir une sélectivité stable pour les raison suivantes :

- Il n'est pas pratique de mesurer avec précision l'impédance d'une ligne de transmission qui peut être très longue (disons 100 km) ; des longueurs témoin sont normalement utilisées qui peuvent entrainer des erreurs jusqu'à 10 % ;
- Des erreurs sont également présentes dans les transformateurs de courant et de tension, non sans oublier de mentionner les performances transitoires possibles de ces appareils ;
- Il existe des tolérances de fabrication concernant la précision de la mesure des relais, etc.

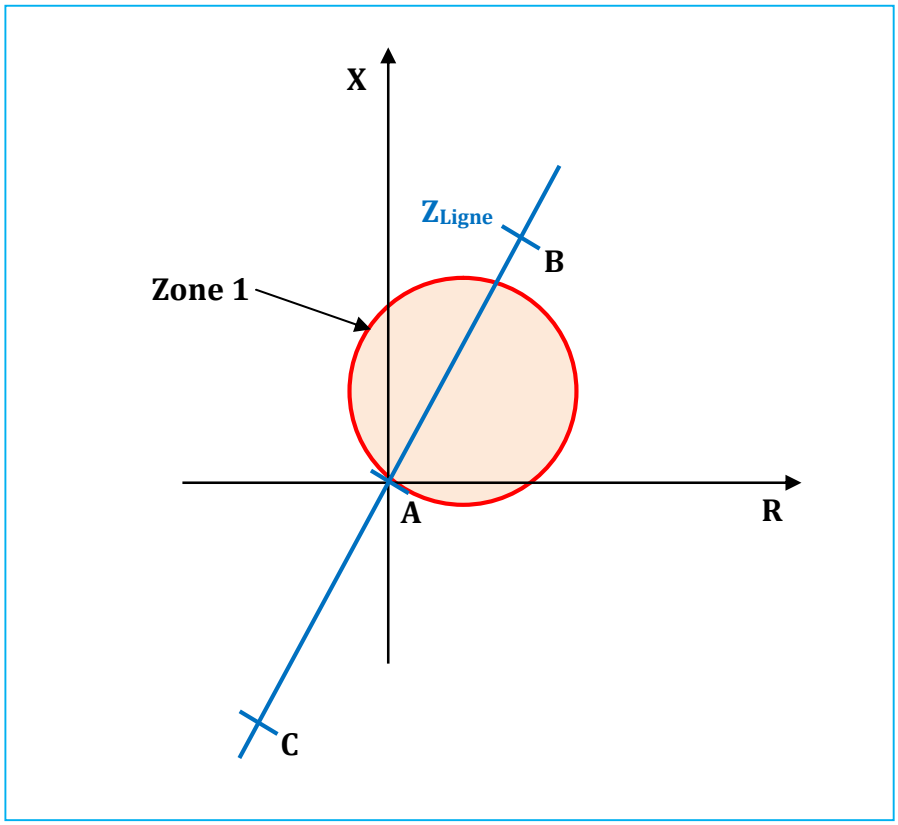


Figure II.18 : Caractéristique des la Zone 1 Mho.

Cet élément de mesure, connu sous le nom, de zone 1 du relais distant, est instantanément en fonction.

II.6.4.2. Zone 2 :

Pour couvrir les 20 restants de la ligne, un second élément de mesure peut être ajoute et défini pour dépasser la ligne à condition d'être temporisé d'environ 0,5 s pour fournir la nécessaire coordination avec le relais aval. Cet élément de mesure est appelé zone 2. Non seulement il couvre les 20 % restants de la ligne, mais il offre aussi un moyen de secours pour la prochaine section de la ligne dans le cas ou un déclenchement échouerait pour quelque raison que ce soit.

II.6.4.3. Zone 3 :

Une troisième zone est invariablement ajoutée comme élément de démarrage et elle prend la forme d'une caractéristique Mho (1mho=1 Siemens=1) de décalage. Ce décalage fournit une fonctionnalité de fermeture sur défaillance, car les éléments Mho peuvent ne pas fonctionner dans ces conditions en raison d'un effondrement complet de la tension pour la défaillance voisine.

La courte portée arrière offre aussi un secours localise lors d'une défaillance de barre omnibus. Cet élément peut également être utilisé pour lancer un signal modulé à l'autre extrémité de la ligne.

L'élément zone 3 possède également une fonction très utile. Comme démarreur, il peut être utilisé pour commuter l'élément zone 1 en zone 2, intervenir après disons 0.5 s, et, de ce fait, réduire les coûts en faisant économiser l'installation d'un second élément de mesure zone 2 (**Figure II.19**).

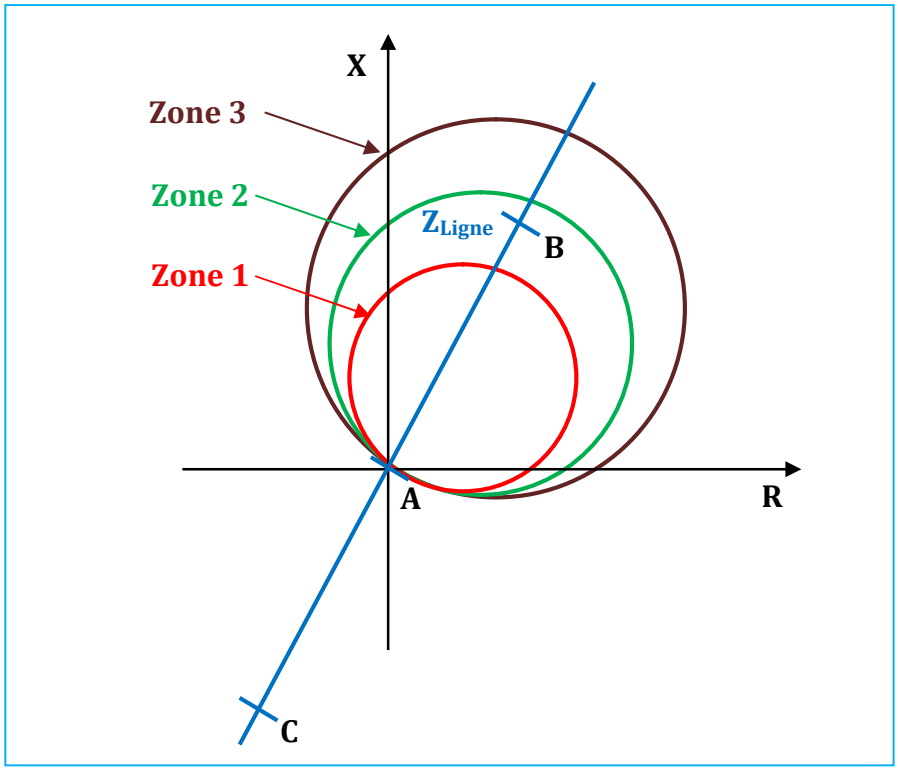


Figure II.19 : Caractéristique des trois Zones Mho.

II.6.4.4. Zone 4 :

Dans certaines situations, il est pratique de fournir des relais de distance avec une quatrième zone de protection. La Zone 4 (Zone en amont) est utilisé pour fournir une protection de secours pour le jeu de barre local, normalement en établissant un cadre de portée inverse de 25% de l'impédance de la zone 1 [27].

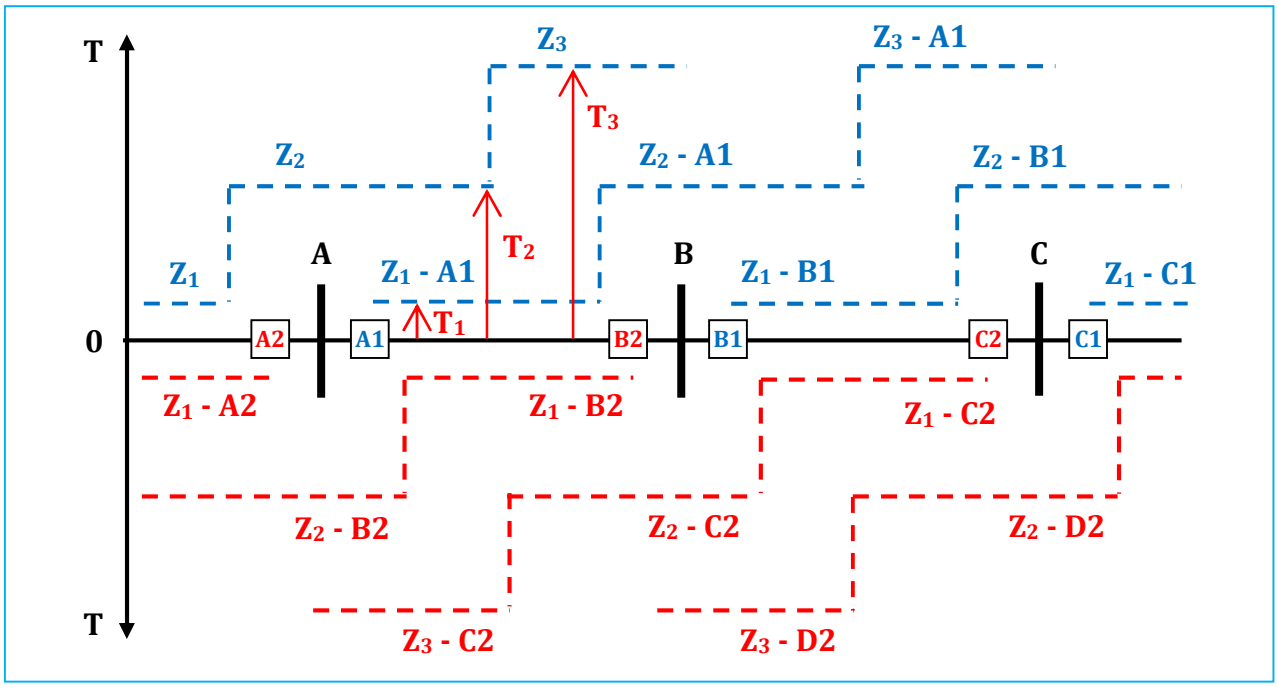


Figure II.20 : Zones de la Protection de distance [27]

II.6.5. Les erreurs de mesure dans la protection de distance :

Les erreurs de mesure proviennent de tout le matériel qui intervient dans la détermination de la distance au moyen de l'impédance qui devrait y correspondre. Parmi ces erreurs on trouve [14]:

II.6.5.1. Variation des impédances le long de la ligne :

Il est assez fréquent que des lignes soient constituées par la réunion, bout à bout, de deux ou plusieurs lignes d'armements différents. Les impédances directes, inverse et surtout homopolaire peuvent être différentes sur les divers tronçons.

De même, l'hétérogénéité du sol le long d'une ligne peut entraîner des variations locales en surface ou en profondeur de sa conductibilité électrique (sans compter la présence éventuelle de voies ferrées ou de conducteurs enterrés longeant la ligne sur tout ou partie de son parcours). Il peut en résulter des variations non négligeables de l'impédance homopolaire kilométrique [21][14].

Les valeurs à retenir sont les valeurs globales, jusqu'aux points qui doivent correspondre à des limites de contrôle des relais, car c'est en ces points seulement que la précision est requise pour les relais de protection.

II.6.5.2. Influence du couplage mutuel dans les lignes à double circuit :

Lorsque deux lignes se trouvent sur le même pylône (ligne à double ternes) ou lorsqu'elles se trouvent proches l'un de l'autre (**Figure II.21**), le courant homopolaire circulant dans l'une crée une tension homopolaire dans l'autre [10].

L'impédance mutuelle homopolaire Z_{0M} comporte un terme réel dû à l'élévation de potentiel du sol créé par le courant de terre des deux lignes, et un terme imaginaire représentant l'inductance mutuelle homopolaire entre les deux lignes. Son argument est plus faible que celui de l'impédance de la ligne Z_L, et même que celui de l'impédance homopolaire Z_0.

Dans ce cas, le défaut est vu plus loin qu'il n'est réellement. Par exemple, un défaut situé près du poste B peut être vu au-delà de la limite de deuxième zone.

D'où la possibilité, dans certaines protections, d'introduire une compensation à partir du courant résiduel de la ligne adjacente. En fait cette possibilité est peu utilisées, car le plus souvent les lignes ne se trouvent pas disposées en parallèle d'une extrémité à l'autre, et n'aboutissent pas dans les mêmes postes.

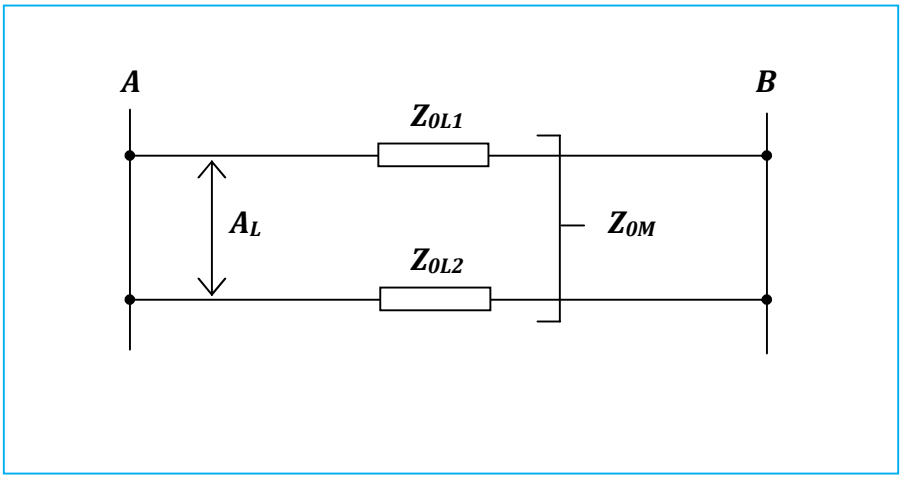


Figure II.21 : Ligne à double circuit (double terne).

L'impédance mutuelle homopolaire de la ligne à double circuit sans fils de garde est donnée par l'équation suivante [16]:

$$Z_{0M} = (3 \cdot R_E + j\omega \cdot 6 \cdot ln\frac{\delta}{A_L}) \qquad \text{(II.6)}$$

Avec :

$\omega = 2\pi f$: Pulsation angulaire (s^{-1}) ;

$\delta = 1650\sqrt{\frac{\rho}{\omega}}$: Profondeur de pénétration (m) ;

ρ : Résistance spécifique de la terre (Ω.m) ;

R_E : Résistance de terre (Ω/km) ;

A_L : Distance entre les conducteurs.

II.6.5.3. Influence du rapport R/X :

Les erreurs angulaires des transformateurs de tension (δ_U) et des transformateurs de courant (δ_I) provoquent une rotation de l'impédance de court-circuit vers l'axe des R, ce qui provoque une erreur négative (Dépassement) dans la mesure de X [16].

Avec un réglage élevé du rapport R/X, nous constatons une inclinaison importante de la droite de réactance X. En revanche, pour un rapport R/X faible, nous constatons une inclinaison importante de la droite de résistance [10].

Pour les lignes longues, nous cherchons à minimiser l'erreur sur la portée inductive afin d'éviter tout déclenchement intempestif, le Tableau II.1 représente des paramétrages typiques pour le rapport R/X suivant la longueur de la ligne :

Tableau II.1 : Réglage du rapport R/X [16].

Longueur de la Ligne ou Câble	Rapport R/X
Câble Court : 0.5 à 3 km	3 à 5
Câble Long > 3 km	2 à 3
Ligne Courte < 10 km	2 à 5
Ligne < 100 km	1 à 2
Ligne Longue : 100 à 200 km	0.5 à 1
Ligne Longue > 200 km	≤ 0.5

II.6.5.4. Effets de la résistance de l'arc de défaut [15]:

La résistance de l'arc de défaut peut aussi avoir un impact sur les performances des relais de distance, comme on peut le voir sur le diagramme R/X suivant **(Figure II.22).**
On notera que la résistance de l'arc de défaut sort l'impédance de défaut de la caractéristique de déclenchement du relais, de sort qu'il ne détecte pas cette situation.

L'effet de la résistance de l'arc est très significatif sur les lignes courtes où la protée du relais est faible. Il peut y avoir un problème si le défaut survient au bout de la portée.

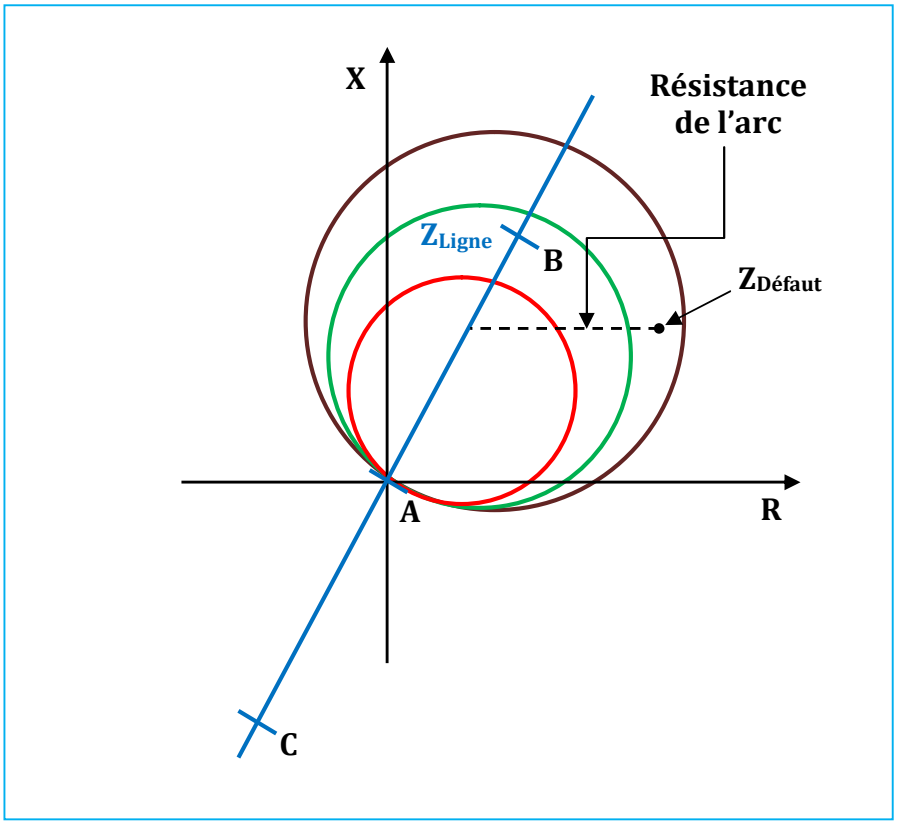


Figure II.22 : Effet de la résistance de l'arc.

II.6.5.6. Erreurs des réducteurs de courant :

Si les réducteurs de mesure ont en général une bonne précision dans les conditions normales d'exploitation, les réducteurs de courant surtout sont susceptibles de fausser la mesure d'impédance lors des défauts qui produisent de très fortes intensités. Dans ce cas, en effet, les circuits magnétiques se saturent et les courants qui alimentent le relais peuvent être réduits de 3% au moins [22][14].

II.6.5.7. Influence de la charge [15]:

Le courant de charge peut aussi être exprimé sous forme d'impédance par la simple application de la loi d'Ohm. On peut voir sur le diagramme R/X la présence d'une zone grisée dont les limites angulaires sont déterminées par le facteur de puissance de la charge.

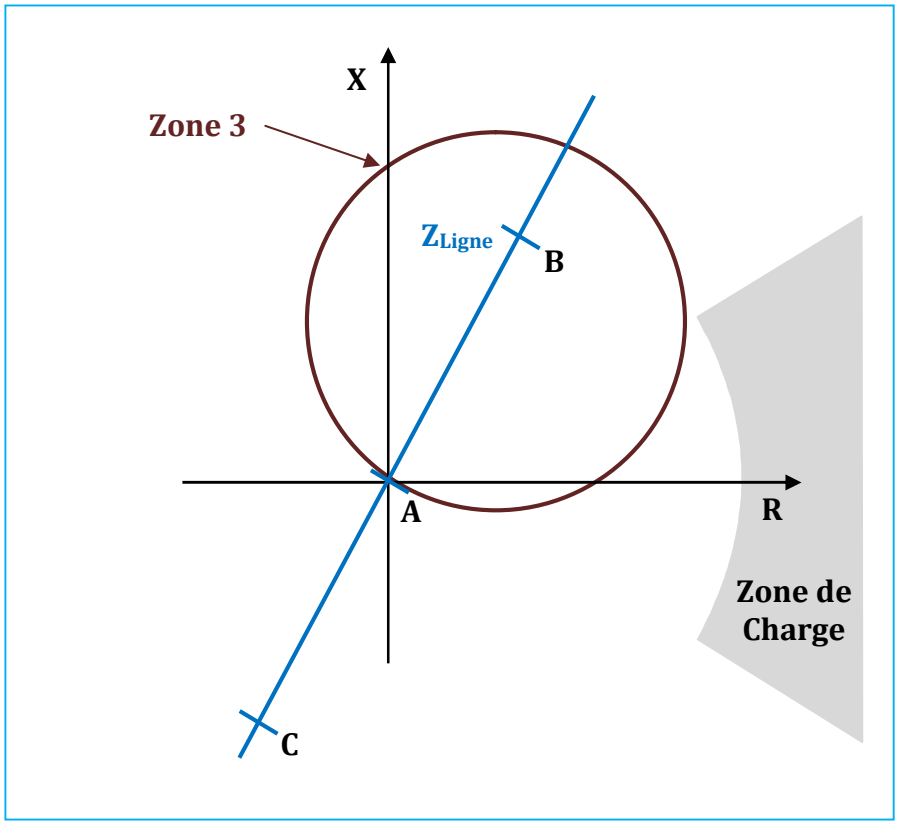


Figure II.23 : Empiétement de la charge.

Lorsqu'on configure des relais de distance, particulièrement en Zone 3 qui a la plus longue portée, il est important que leurs caractéristiques n'empiètent pas sur la zone de charge, sinon des déclenchements inutiles pourraient survenir immanquablement **(Figure II.23)**

II.6.6. Fonction associées aux protections de distance :

II.6.6.1. Fonction mise en route et sélection de phase [10]:

La mise en route permet de discriminer les défauts résistants des fonctionnements stables hors défaut les plus contraignants, c'est à dire les reports de charge temporaires lors d'un défaut sur une ligne voisine.

Le sélecteur de phase détermine la, ou les phases en défaut. Dans la plupart des protections ces deux fonctions sont réalisées par le même élément. Or la sélection de phase ne fonctionne pas bien avec les impédances définies pour les mesures de distance car le courant de défaut intervient dans les boucles saines. C'est pourquoi on utilise généralement des caractéristiques tracées dans les plans d'impédance : V_A/I_A ; V_B/I_B; V_C/I_C ; $(V_A - V_B)/I_A$; $(V_B - V_C)/I_B$; $(V_C - V_A)/I_C$.

Mais dans certaines protections, la sélection de phase est réalisée par un élément distinct de la mise en route. Dans ce cas la mise en route est réalisée à partir des mêmes impédances que la mesure de distance.

Les protections peuvent comporter soit 3 éléments de mise en route impédancemétrique, commutés par un relais de courant homopolaire et servant à la sélection de phase, soit 6 éléments de mise en route impédancemétriques fonctionnant en parallèle et un relais de courant homopolaire, la sélection de phase étant élaborée à partir des informations de ces éléments, soit 6 boucles de mise en route, 6 boucles de sélection de phase, et un relais de courant homopolaire.

II.6.6.2. Fonction mesure de distance :

Un relais de mesure de distance est un relais à minimum d'impédance dont le rôle est de faire une mesure assez précise de l'impédance de la boucle de circuit en défaut avec une erreur de l'ordre de 5 %, alors que les relais de mesure de mise en route ont en général une erreur de mesure de 10 à 15 %. Cette précision est obtenue en réduisant l'influence des principales causes d'erreur telles que la résistance de défaut, le courant de transit, les distorsions des signaux dues au régime transitoire, afin d'évaluer au mieux la distance entre le point de mesure et l'endroit du défaut

II.6.6.3. Fonction directionnelle :

Il est réalisé par comparateur de phase entre un courant supposé en phase avec le courant de défaut et une tension aussi peu affectée que possible par le défaut, par exemple la tension directe. Cette tension est généralement maintenue par un système de mémoire afin de permettre une orientation correcte, même en cas de défaut triphasé prés du poste où se trouve la protection [10].

II.6.6.4. Fonction anti-pompage :

Le pompage est un phénomène d'oscillation de puissance entre deux parties du réseau dû à une rupture de synchronisme ou à l'oscillation d'un groupe à la suite d'un défaut.

La fonction antipompage est quelquefois réalisée par un relais d'antipompage indépendant. Souvent cette fonction est liée à la fonction de mise en route.

Lors d'un tel phénomène, le vecteur représentatif de l'impédance de transit d'une ligne qui n'est pas en défaut peut traverser une zone de fonctionnement du relais de distance. Or, dans ce cas, le relais ne doit pas émettre d'ordre de déclenchement triphasé qui risquerait d'accroître, par rupture d'une liaison électrique, la perte de stabilité du réseau. Le relais d'antipompage verrouille le déclenchement triphasé du relais de distance dès l'apparition d'un phénomène d'oscillation important.

Le principe de fonctionnement le plus souvent retenu est la mesure du temps Δt de passage de l'extrémité du vecteur impédance $\boldsymbol{OM}$ entre deux caractéristiques concentriques, la caractéristique inté- rieure est celle de mise en route **(Figure II.24).**

Si le temps de passage $\Delta \boldsymbol{t}$ du point $\boldsymbol{M}$ de **A** à $\boldsymbol{A}$' est supérieur à une temporisation, il y a présomption de pompage et verrouillage de la protection.

Dans certaines protections, ce verrouillage est supprimé à partir d'un certain seuil de courant homopolaire I0 pour permettre, en présence de pompage, l'élimination d'un défaut monophasé sur la liaison par un déclenchement monophasé, la liaison électrique étant alors conservée sur les deux autres phases.

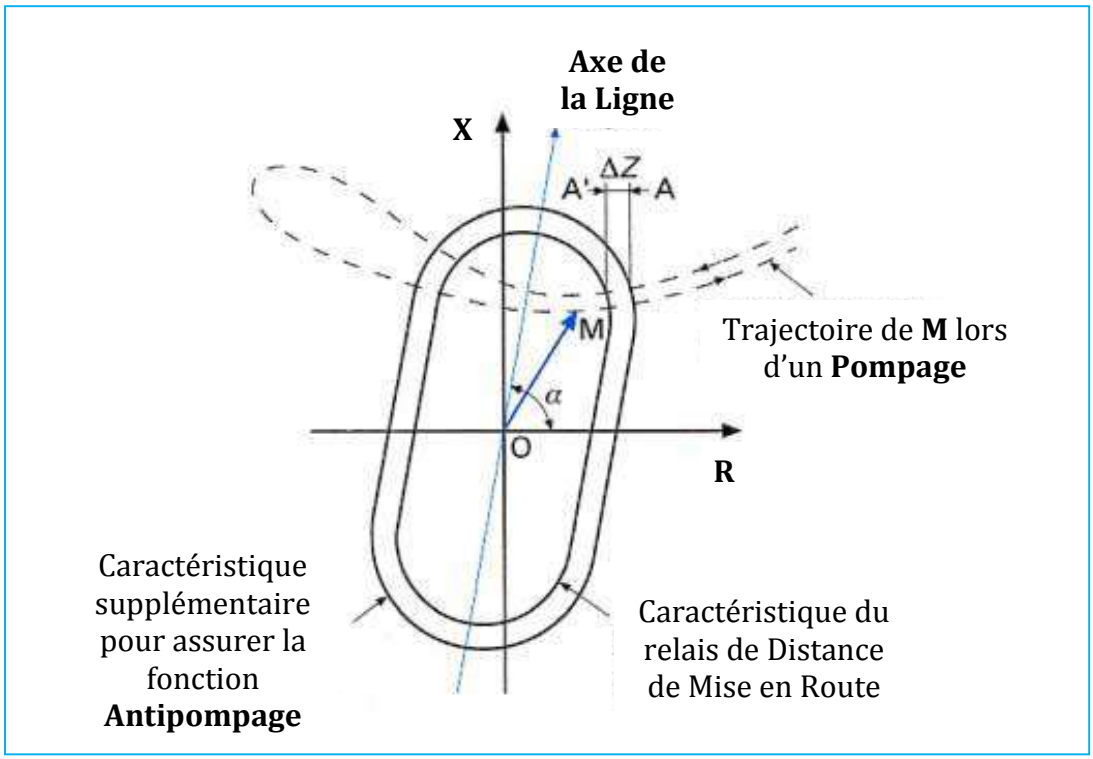


Figure II.24 : Principe de la détection de pompage.

II.6.6.5. Fonction surveillance tension [10]:

Si un réducteur de tension est défaillant, ou si son circuit secondaire est coupé, la boucle correspondante de la protection reçoit une tension nulle, et un courant non nul. Elle voit donc une impédance nulle, et émet un ordre de déclenchement. Deux systèmes sont utilisés pour éviter cet inconvénient :

A. Chaque phase est protégée par un fusible :

La mise hors tension d'une phase provoque l'apparition d'une tension homopolaire, alors que les courants restent équilibrés. Cette situation provoque le verrouillage de la protection. Notons que pour vérifier que les courants sont équilibrés, on vérifie non seulement l'absence de courant homopolaire, mais aussi l'absence de courant inverse, pour pallier les cas où le réseau situé en aval de la protection fonctionne à neutre isolé,

B. les trois phases sont protégées par un disjoncteur triphasé :

Le disjoncteur doit alors posséder un contact auxiliaire qui s'ouvre avant les contacts principaux. L'ouverture de ce contact provoque le verrouillage de la protection.

II.6.6.6. Fonction déclenchement rapide sur enclenchement sur défaut :

Pour accélérer le fonctionnement de la protection de distance lors d'une fermeture du disjoncteur sur défaut (enclenchement manuel intempestif d'un ouvrage mis à la terre à la suite de travaux ou réenclenchement sur défaut), la protection reçoit l'information enclenchement du disjoncteur et, s'il y a en même temps fonctionnement du relais mise en route, la protection émet instantanément un ordre de déclenchement triphasé.

II.6.6.7. Fonction détection des défauts résistant :

Les défauts résistants sur les lignes, qui peuvent mettre en cause la sécurité des personnes s'ils ne sont pas éliminés rapidement, sont souvent mal détectés par les relais à minimum d'impédance. Aussi, dans les protections statiques modernes, les constructeurs proposent-ils un module optionnel de détection des défauts résistants souvent constitué par un relais de courant homopolaire à temps inverse très sensible. Il a une temporisation fixe de base pour éviter son fonctionnement lors d'un cycle de réenclenchement monophasé. L'ajustement du relais aux caractéristiques du réseau est obtenu en sélectionnant une courbe caractéristique à temps inverse parmi celles disponibles dans le relais.

Cette fonction est traitée aussi par la protection complémentaire qui utilise un autre principe de mesure.

II.6.6.8. Fonction Réenclencheur :

Les protections de distances actuelles intègrent en général une fonction réenclencheur. La fonction réenclencheur (ANSI 79) est destinée à l'élimination des défauts fugitifs et semi-permanents de lignes aériennes, qui sont statistiquement nombreux, de l'ordre de 95 % des défauts [10], en limitant au minimum le temps d'interruption de service. Elle génère automatiquement des ordres de refermeture de disjoncteur pour réalimenter une ligne aérienne après défaut, et procède en plusieurs étapes :

- A l'apparition du défaut, déclenchement du disjoncteur pour mise hors tension du circuit ;
- Temporisation nécessaire à la reconstitution de l'isolement à l'endroit du défaut, de l'ordre d'1 seconde ;
- Réalimentation du circuit par réenclenchement du disjoncteur.

Si le réenclenchement échoue, il est très probable que le défaut soit permanent et la protection arrête de réenclencher après une ou plusieurs tentatives [10]. L'activation du réenclenchement est assurée par les protections des liaisons. Le réenclencheur peut être monophasé et/ou triphasé [9].

II.6.6.9. Fonction logiques principales de la protection :

Ces fonctions constituent une partie importante de la protection ; elles déterminent largement les performances de l'équipement. Chaque constructeur s'efforce d'avoir une logique efficace qui permette d'éliminer sélectivement tous les types de défaut, quels que soient le mode d'exploitation et la méthode de mise à la terre du réseau. La figure 29 fournit un exemple de diagramme des interactions qui existent entre les fonctions logiques et les fonctions mesure d'une protection de distance.

Les fonctions principales sont :

- La sélection de phase pilotée par les relais de mise en route et les relais de courant homopolaire ou courant inverse ;
- La logique programmable de traitement de l'émission et de la réception de signaux de commande de la protection située à l'autre extrémité de la ligne pour

réaliser les différents schémas de protections à signaux de commande ; elle utilise les informations de la fonction directionnelle ;

- La logique de déclenchement pour donner un ordre de déclenchement monophasé pour tout défaut monophasé et un ordre triphasé pour tout défaut polyphasé sur la zone protégée.

II.7. Protection des lignes de transport en utilisant les liens de communication [13] :

II.7.1. Comparaison de phase :

Cette protection à liaison de transmission compare les phases des courants homologues aux deux extrémités.

Son principe de fonctionnement est simple : les courants aux deux extrémités de la ligne, en tenant compte du sens relatif de raccordement des transformateurs de courant à ces deux extrémités, sont en opposition de phase en l'absence de défaut sur la ligne ; ils deviennent en phase en cas de défaut sur la ligne ; la protection émet alors un ordre de déclenchement.

La comparaison peut s'effectuer sur chaque courant de phase ou sur un seul courant de mesure obtenu par une combinaison soit des trois courants de phase, soit des composantes symétriques.

Les protections à comparaison de phases sont insensibles aux oscillations de puissance (pompage).

Ces protections peuvent être classées en fonction du système de télécommunication utilisé :

- Les protections utilisant directement un support de transmission HF (courant porteur sur ligne).
- Les protections fonctionnant sur une voie BF (câble pilote, faisceaux hertziens, fibre optique, etc.).

II.7.1.1. Protection à support de transmission haut fréquence :

Cette protection, qui utilise une transmission à courant porteur HF sur lignes (CPL) à couplage interphase pour transmettre l'information de phase d'une extrémité à l'autre, est dite à liaison silencieuse car l'émission HF ne se produit qu'à l'apparition d'un défaut ou au moment du test du système de transmission.

Compte tenu de la réglementation française, cette particularité autorise l'utilisation de fréquences habituellement interdites aux systèmes de transmission CPL à fonctionnement permanent.

Un système de test automatique périodique du système de transmission HF est intégré à la protection pour vérifier sa disponibilité.

La mesure de phase entre les courants des deux extrémités pourrait être réalisée sur chacune des trois phases, ce qui serait dans ce type de protection trop coûteux car cela exigerait trois dispositifs de mesure et trois canaux HF pour la transmission du signal. La mesure est donc effectuée sur un seul courant I_{MES}qui est une combinaison du courant direct I_d et du courant inverse I_i :

$$I_{MES} = M \cdot I_i + N \cdot I_d \qquad \text{(II.7)}$$

Indépendamment du système de transmission HF, il convient de noter qu'en l'absence de défaut sur la ligne surveillée le courant capacitif de la ligne se combine au courant de transit. Il en résulte que les courants des deux extrémités ne sont plus rigoureusement déphasés de 180°.

Par ailleurs, en présence d'un défaut sur la liaison surveillée, le courant de transit existant avant le défaut entraîne une erreur de mesure de phase, les courants des deux extrémités n'étant plus tout à fait en phase. Ces décalages de phase limitent la sensibilité de ce type de protection lorsque le défaut est résistant.

Pour supprimer tout risque de fonctionnement intempestif, la protection est bloquée si le courant de défaut est inférieur à une certaine valeur et elle ne donne un ordre de déclenchement que si l'angle de phase entre les courants des deux extrémités est inférieur à une certaine valeur $\theta = 180° - \alpha$ comprise entre 150° et 120° ($30° \leq \alpha \leq 60°$) .

Cette protection peut être associée à un sélecteur de phases et à une logique de déclenchement lui permettant de réaliser un déclenchement monophasé.

II.7.1.2. Protection à support de transmission BF :

Cette protection, comme la précédente, effectue la mesure sur une combinaison de courant :

$$I_{MES} = I_d + 3 \cdot I_i + 5 \cdot I_0 \qquad \text{(II.8)}$$

Son principe de fonctionnement est semblable à celui de la protection P10 de GEC Alsthom (**Figure II.25**).

Les signaux transmis d'une extrémité à l'autre par voie BF sont des créneaux à 50 Hz. Ces créneaux sont transmis par déplacement de fréquence d'une modulation BF. Une voie BF standard 300 à 3 400 Hz permet une liaison bidirectionnelle.

La voie BF peut utiliser comme support un câble pilote, une voie radio ou tout autre support de télécommunication.

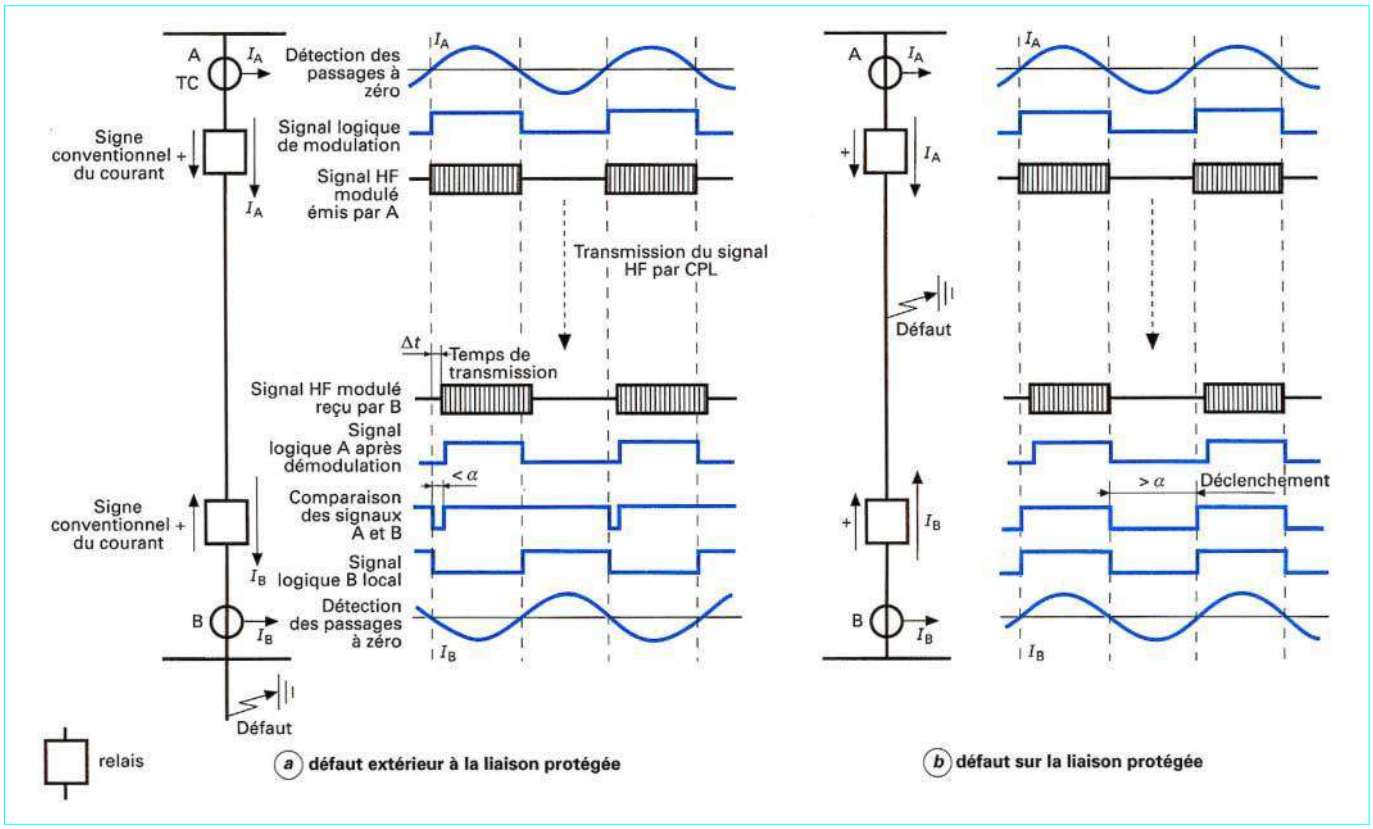


Figure II.25 : Principe de fonctionnement de la protection à comparaison de phase P10 du constructeur GEC Alsthom.

II.7.2. Comparaison de direction :

II.7.2.1. Protections à zone réduite :

La portée de la zone 1 est inférieure à celle de la zone protégée (**Figure II.26**) . On distingue trois types de protection à zone réduite.

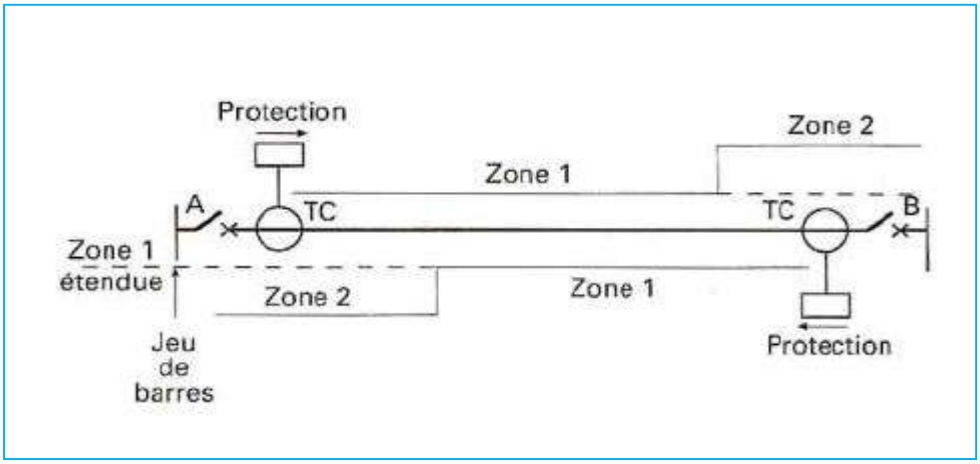


Figure II.26 : Protections à zone réduite.

A. Protections à zone réduite et à autorisation :

Pour un défaut situé près d'une extrémité, A par exemple, la protection en A commande le déclenchement du disjoncteur en A et envoie simultanément un signal de commande vers B, à la réception de ce signal en B, le déclenchement du disjoncteur en B est commandé s'il existe un critère approprié d'autorisation locale (mise en route de protection de distance, relais à maximum de courant ou à minimum de tension, etc.).

B. Protections à zone réduite et à télé déclenchement :

Dans ce schéma, à la réception du signal en B, le déclenchement du disjoncteur en B est commandé sans aucun critère d'autorisation locale.

C. Protections à zone réduite et à accélération de zone :

La réception du signal par la protection en B est alors utilisée soit pour étendre la zone 1, soit pour annuler la temporisation de la zone 2 [23][13].

II.7.2.2. Protections à zone étendue :

La portée de la zone 1 des protections dépasse normalement la ligne protégée (**Figure II.27**). On distingue trois types de protection à zone étendue.

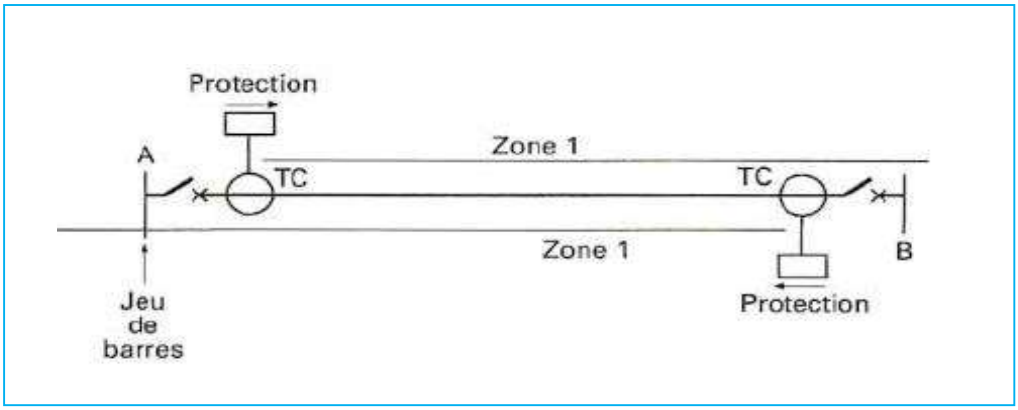


Figure II.27 : Protections à zone étendue [23][13].

A. Protections à zone étendue et à verrouillage :

Pour un défaut extérieur à la zone protégée, du côté de A par exemple, il faut une protection en A qui détecte le défaut en sens inverse et qui envoie alors un signal de commande vers B. Ce signal est utilisé en B pour verrouiller le fonctionnement de la protection.

B. Protections à zone étendue et à déverrouillage :

Le fonctionnement en zone 1 des protections aux deux extrémités est normalement verrouillé.

En cas de défaut sur la ligne protégée, les protections en A et B, qui voient le défaut du côté de la ligne, envoient un signal de commande vers les extrémités opposées. Ces signaux sont utilisés pour déverrouiller le fonctionnement des protections qui peuvent alors commander le déclenchement des disjoncteurs.

C. Protections à zone étendue et à autorisation :

Dans ce schéma, une protection ne peut commander le déclenchement du disjoncteur que si les deux conditions suivantes sont remplies simultanément :

- La protection détecte le défaut en zone 1 ;
- Elle reçoit un signal de commande de l'autre extrémité.

Ce signal de commande peut être émis par la protection opposée lorsqu'elle détecte le défaut du côté de la ligne protégée.

II.8. Conclusion :

La protection des lignes de transport d'énergie électrique est d'une importance primordiale. Dans ce chapitre nous avons présenté les différents types de protections des lignes de transport de l'électricité, la plus convenable, du point de vu technique et économique, est la protection de distance, elle a, généralement, les meilleurs performances et elle permet d'obtenir une sélectivité satisfaisante.

III.1. Introduction :

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

III.2. Types des relais [24][25] [26] :

III.2.1. Relais électromécaniques :

Ces relais sont basés sur le principe d'un disque d'induction actionné par des bobines alimentées par des variables électriques du réseau via des transformateurs de courant et de tension. Un ressort de rappel réglable détermine la limite de l'action du disque sur un déclencheur (points de réglage).

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

Il est néanmoins souhaitable de les contrôler régulièrement, dont la périodicité d'inspection dépend des conditions d'exploitation.

Les inconvénients de ces dispositifs, qui demeurent néanmoins largement rencontrés, sont :

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

- Des performances insuffisantes et n'autorisent l'emploi que de fonctions élémentaires simples, en nombre limité et sans redondance.

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

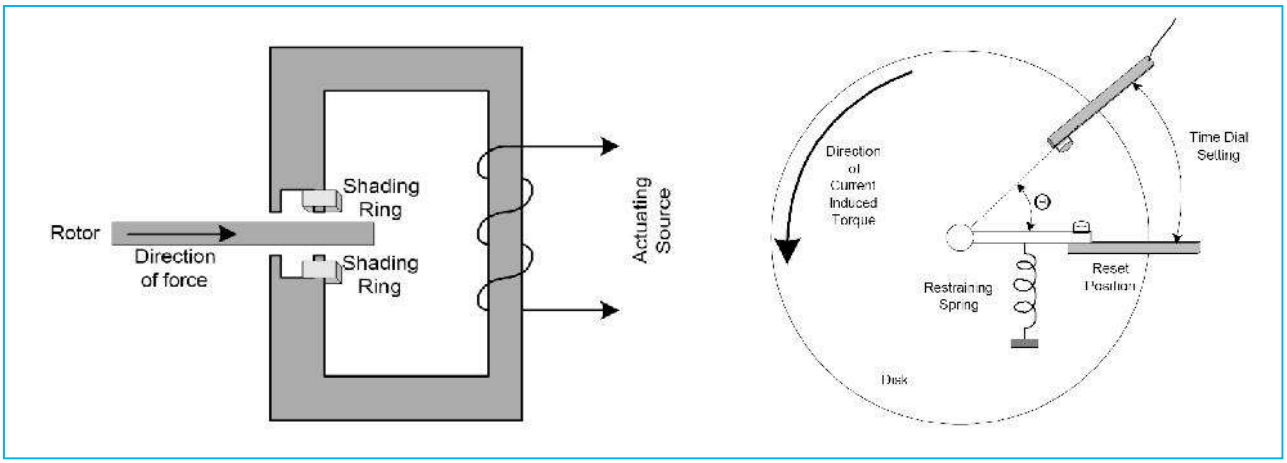


Figure III.1 : Relais électromagnétique à induction par disque simple.

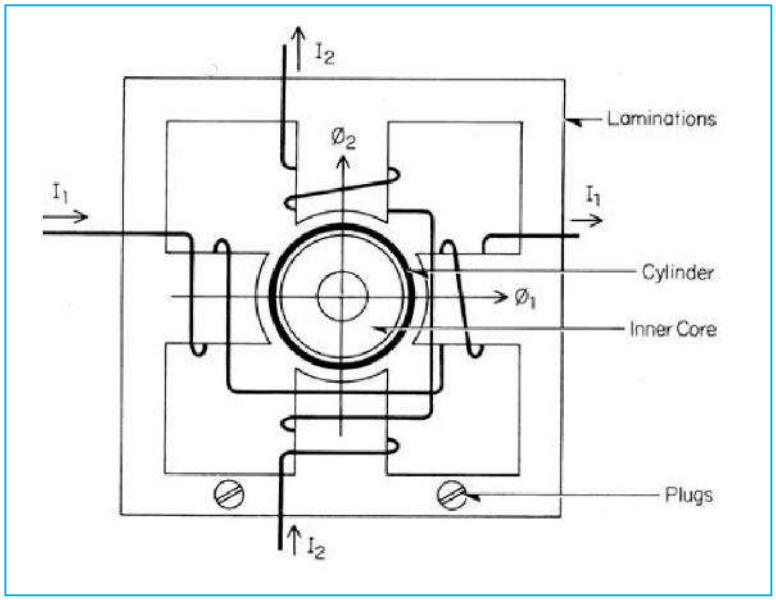


Figure III.2 : Relais électromagnétique à induction par disque cylindrique.

III.2.2. Relais statiques :

Le développement de l'électronique a poussé les protections vers l'utilisation des composants électroniques discrets et les relais statiques.

Ces protections, apparues sur le marché dans les années 1970, sont basées sur le principe de la transformation de variables électriques du réseau, fournies par des transformateurs de courant et de tension, en signaux électriques de faible voltage qui sont comparés à des valeurs de référence (points de réglage).

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

- Ils procurent une bonne précision et permettent la détection des faibles courants de défaut.
- Chaque unité opère comme une fonction unitaire et plusieurs fonctions sont nécessaires pour réaliser une fonction de protection complète.
- Les inconvénients de ces dispositifs demeurent :
- Le risque d'être hors d'état de fonctionner entre deux périodes de tests,
- La grande puissance consommée en veille,
- La faible sécurité de fonctionnement (pas de fonction d'autocontrôle).

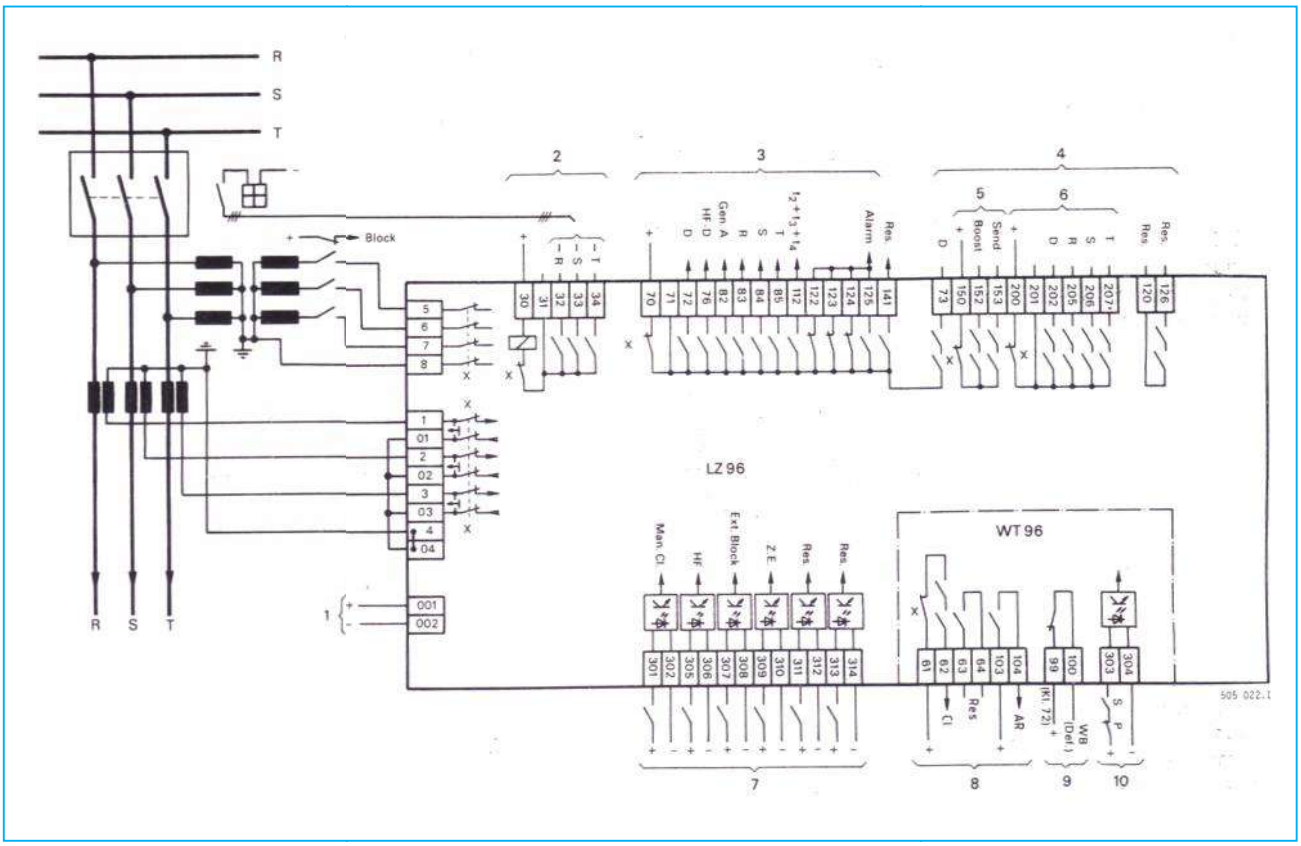


Figure III.3 : Relais statique (Protection LZ96 – ABB).

III.2.3. Relais numériques :

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

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

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

- Intégration de plusieurs fonctions pour réaliser une fonction de protection complète dans une même unité,
- Une faible consommation du courant,
- La possibilité d'auto surveillance,
- Le traitement et le stockage de données,
- L'enregistrement des perturbations du réseau (perturbographe),
- Le diagnostic des dispositifs connectés (disjoncteurs, ….etc.).

Ces modèles intègrent des possibilités d'autotest et d'autocontrôle qui augmente leur continuité de fonctionnement tout en réduisant la durée et la fréquence des opérations de maintenance. En plus des fonctions de protection, ces équipements disposent également de fonctions complémentaires facilitant leur fonctionnement. Les liaisons séries permettent de les paramétrer depuis un micro-ordinateur et de les connecter à un système de contrôle commande au niveau local et central. Ils permettent aussi de bénéficier des récentes découvertes dans le domaine de l'intelligence artificielle, comme les réseaux neuronaux et la logique floue.

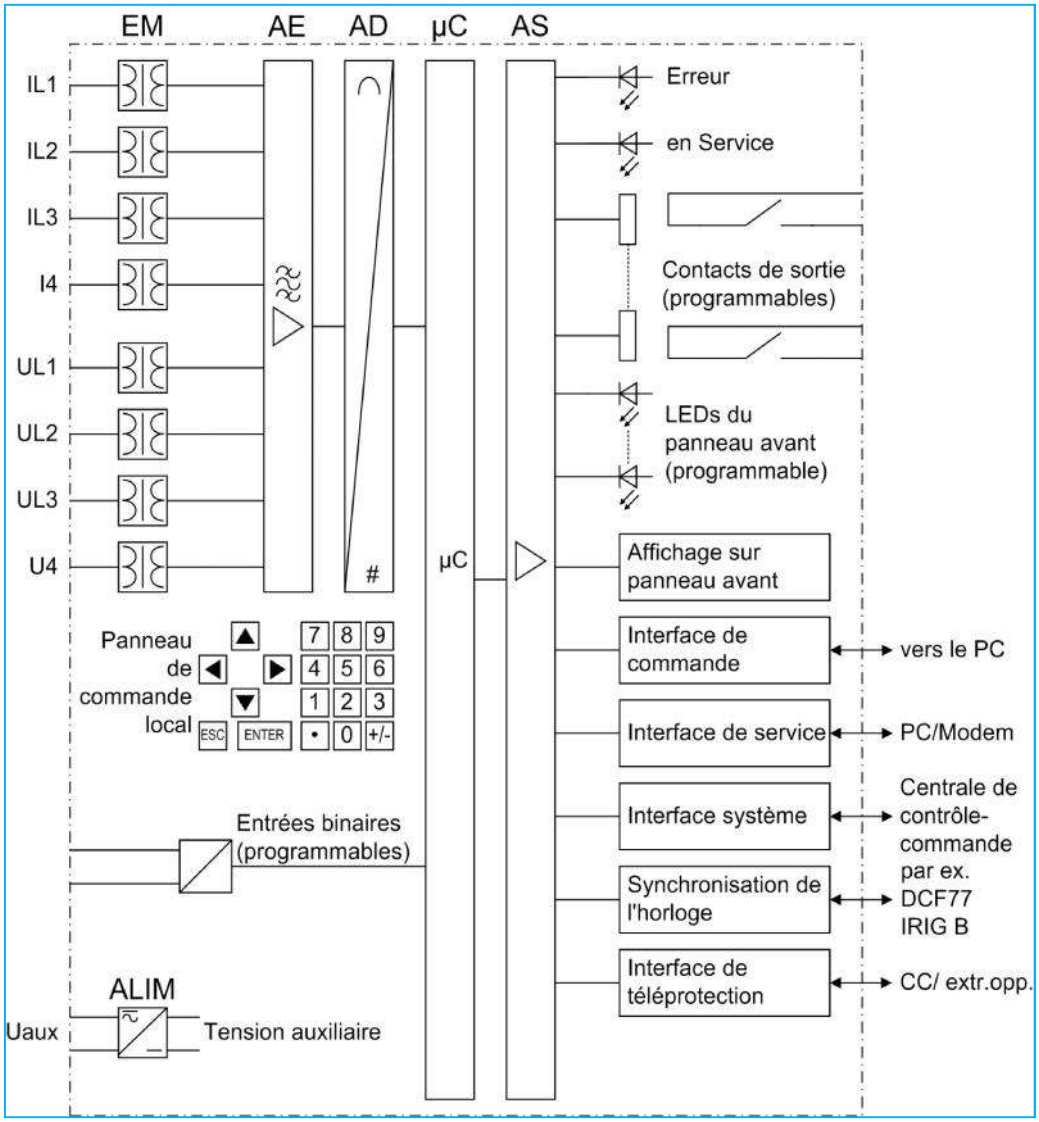


Figure III.4 : Relais numérique (Architecture de la Protection de Distance **7SA612 SIEMENS**).

III.3. Schéma bloc d'un relais numérique :

Le relais numérique est équipé d'un système à microprocesseur performant. Toutes les opérations effectuées par ce relais, telles que l'acquisition des valeurs de mesure et l'émission des commandes destinées aux disjoncteurs aux autres appareillages sont traitées de façon complètement numérique. Les modules et les fonctions constituent le relais numérique sont les suivants :

- Modules de mesure analogique (Module d'entrée analogique);
- Filtre anti-repliement analogique ;
- Multiplexeur ;
- Conversion analogique-numérique (CAN) ;

- Algorithmes d'évaluation des quantités des phases ;
- Microprocesseur ;
- Algorithme de relais et de logique de déclenchement.

Donc, le relais numérique est un ensemble de composants électroniques (filtre, CAN, microprocesseur, mémoire, interface…), la **Figure III.5** ci-dessous montre le schéma bloc d'un relais numérique.

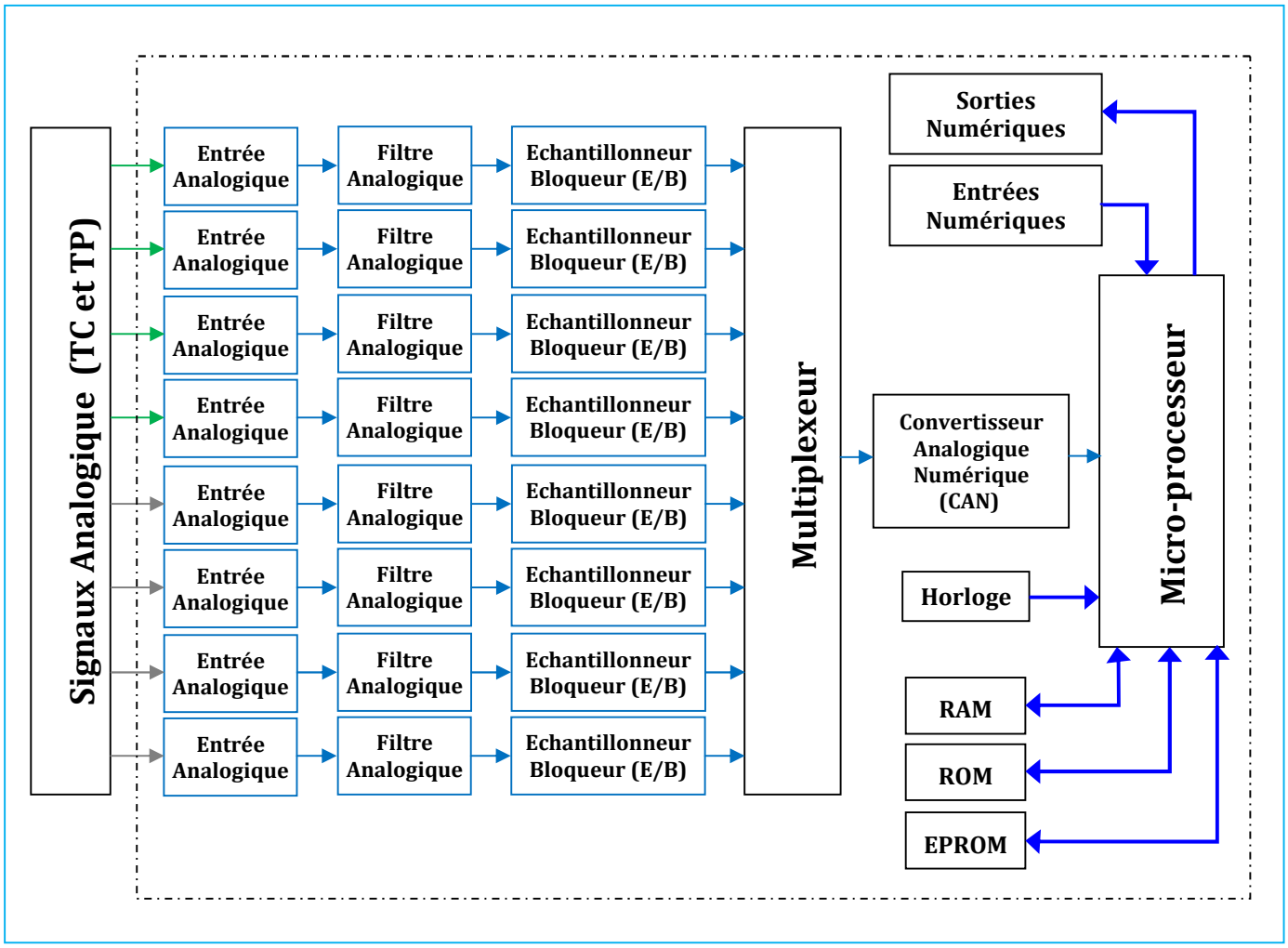


Figure III.5 : Elément de base d'un relais numérique.

III.3.1. Modules de mesure analogique :

Ces modules transforment les courants et les tensions issus des réducteurs de mesure de courant (TC) et de tension (TP) associés et les convertissent en fonction de niveau d'amplitude appropriés pour le traitement interne du relais. Etant donné que les convertisseurs analogique-numérique n'acceptent que des signaux de tension, ces modules convertissent également les courants à des tensions équivalentes.

III.3.1.1. Module d'entré des Transformateurs de Tension [27]:

Dans la **Figure III.6** on a représenté un schéma de principe d'un module d'entrée et d'isolement analogique d'un signal de tension. La sortie d'un transformateur de tension (TP) est appliquée à un transformateur auxiliaire, qui réduit le niveau de tension et fournit une isolation électrique pour le reste de l'équipement de relais. A la sortie du transformateur de tension auxiliaire, la tension est en outre réduite par un potentiomètre à un niveau approprié pour une utilisation par le système d'acquisition de données. Une varistance à oxyde métallique (MOV) est utilisée à l'entrée du transformateur auxiliaire pour protéger le système d'acquisition de données de transitoires dans les signaux d'entrée.

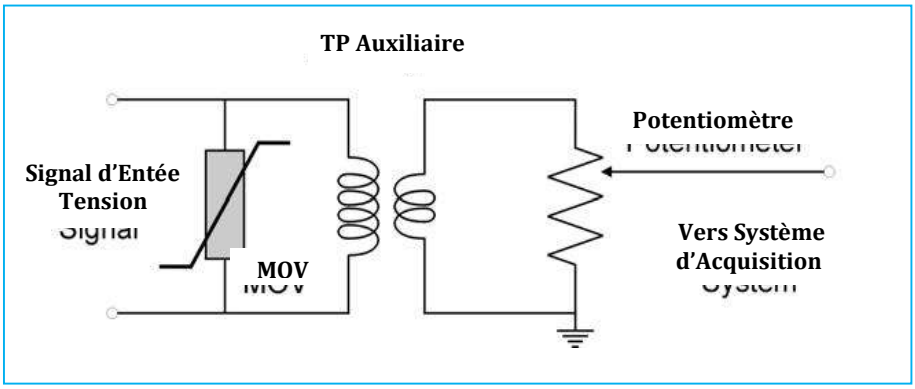


Figure III.6 : Module d'entée et d'isolement de signal de Tension.

III.3.1.2. Module d'entré des Transformateurs de Courant [27]:

La **Figure III.7** est représenté le circuit de mesure et d'isolement analogique utilisée pour le signal de courant d'entrée. Un courant d'un transformateur de courant (TC) est réduit à un niveau inférieur par un transformateur de courant auxiliaire. Le secondaire du transformateur de courant auxiliaire est transmis à une résistance pour convertir le courant en une tension équivalente.

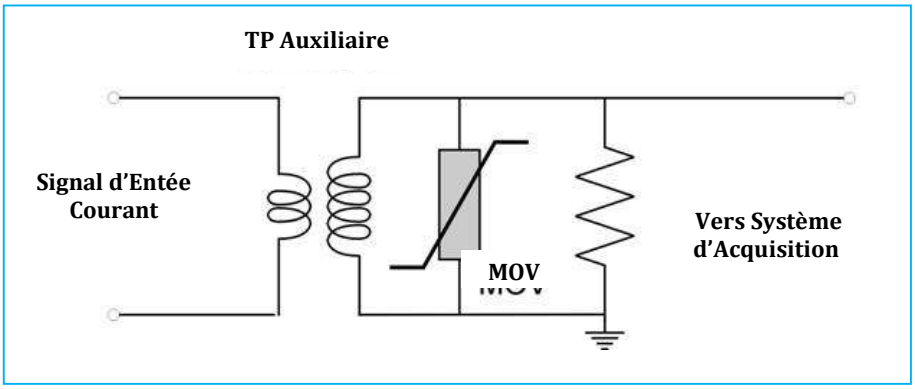


Figure III.7 : Module d'entée et d'isolement de signal de Courant.

III.3.2. Filtre anti-repliement :

Du aux limites pratique des taux d'échantillonnage dans un relais numérique, le convertisseur analogique numérique (CAN) est « aveugle » en dehors des moments ou il fait sa conversion. A la réception du top (impulsion) de l'horloge, le CAN effectue sa conversion quasi instantanément. Il y a donc perte de l'information contenue entre les impulsions .le repliement (aliasing) spectral, est un phénomène qui change l'identité d'un signale lorsqu'il est échantillonné à une fréquence trop faible.

Pour éviter l'apparition des fréquences de repliement, il faut respecter le principe de la conduite de **Shannon** disant qu'il faut au moins plus que deux échantillons sur une période pour décrire un signal pour ne pas perdre aucune information dans un signal, il suffit d'échantillonner à au moins $2f_{max}$, f_{max} étant la fréquence maximale dans le spectre d'amplitude .Pour ce faire les relais sont équipés de filtre anti-repliement qui sont des filtres passe-bas de très forte pente éliminant ainsi la partie haute fréquence des signaux qui perturberaient l'interprétation de l'analyse spectrale **Figure III.8**. **[28][29]**

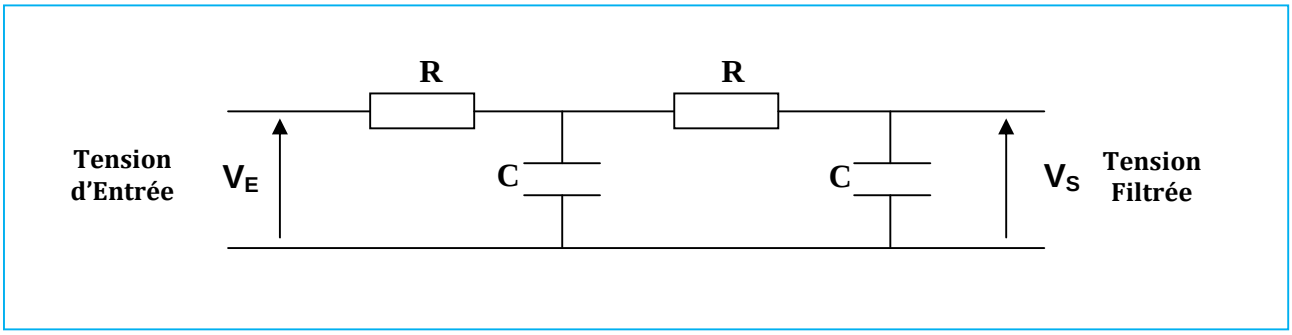


Figure III.8 : Filtre anti-repliement analogique.

Les conséquences supérieures à la moitié de la fréquence d'échantillonnage doivent être supprimées. La présence d'un filtre analogique relié à la fréquence d'échantillonnage est donc indispensable à une mesure correcte .la fréquence de coupure du filtre anti-repliement doit être au plus égale à la moitié de la fréquence d'échantillonnage. En simulation, le filtre anti-repliement peut être modélisé par un filtre numérique de type Butterworth, Tchebychev ou Bessel.

On fait en général appel, dans le cadre d'un filtre anti-repliement, à un filtre du type Butterworth :

$$H(f) = \frac{1}{\sqrt{1+(f/f_0)^{2N}}} \qquad \text{(III.1)}$$

D'où :

N : Ordre de filtre ;

f_0 : La fréquence de coupure.

III.3.2.1. Filtre de type Butterworth :

Un filtre de Butterworth est un très bon compromis, il assure une réponse plate avec un retard de groupe constant pour les fréquences inférieures à $f_C/2$.

III.3.2.2. Filtre de type Tchebychev :

Un filtre de Tchebychev donnera une atténuation rapide mais par contre on aura de l'ondulation dans la bande passante et un très mauvais retard de groupe.

III.3.2.3. Filtre de type Bessel :

Un filtre dit de Bessel assurera un temps retard de groupe constant dans la bande passante, mais une atténuation lente.

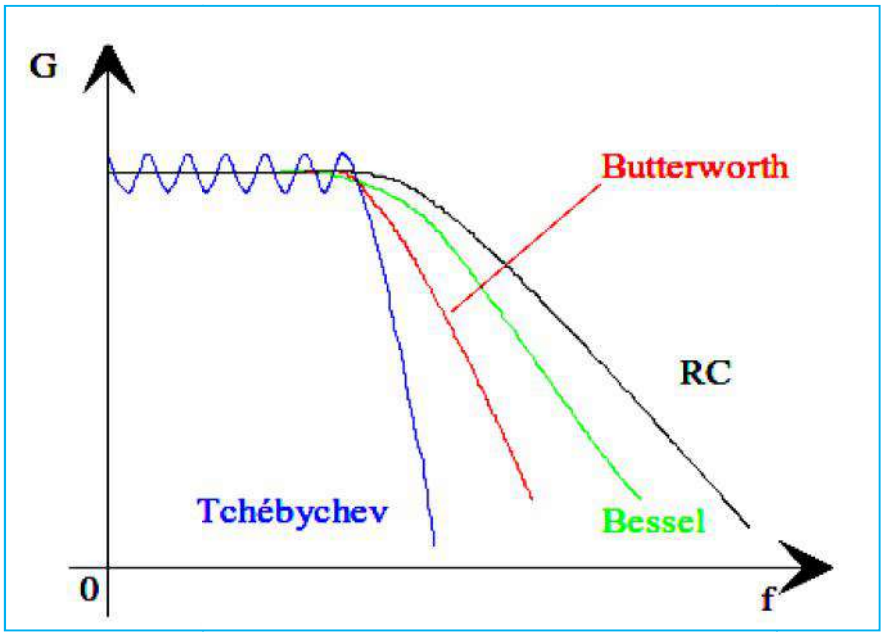


Figure III.9 : Propriétés de différentes synthèses de filtre.

III.3.3. Multiplexage :

Les convertisseurs (CAN) sont relativement chers, pour n'utiliser qu'un seul convertisseur on ferra appel à un multiplexeur. Le multiplexage est la technique permettant de faire passer plusieurs signaux analogiques sur un même circuit ou un même câble. Le multiplexage (temporel) consiste à deviser le temps, par exemple Chaque seconde, en petit intervalles, et à attribuer un intervalle de temps donné à chaque signal. Le multiplexeur est une sortie d'aiguillage. A chaque impulsion de l'horloge, il met successivement en contact pendant une durée très courte (qu'on peut en première approximation considérer comme nulle) le signal issue de chaque une des voies et le convertisseur. Le reste du temps c'est-à-dire pratiquement en permanence, il fonctionne comme un interrupteur ouvert, charge chaque une des voies sur l'impédance d'entrée du système d'acquisition, mais n'assurant aucune liaison physique entre les voies et le convertisseur.**[29][28].**

III.3.4. Conversion Analogique-Numérique :

La conversion numérique d'un signale analogique consiste à prélever des échantillons de ce signal à des instants réguliers. Pour échantillonner un signal, on définit une durée, appelée période d'échantillonnage, qui est l'intervalle de temps entre deux valeurs converties. Cette période doit être choisie suffisamment courte pour que l'échantillonnage soit significatif.

Elle ne doit pas non plus être exagérément petite, afin que la quantité d'informations ne soit pas trop importante le circuit assurant cette fonction est appelé échantillonneur/bloqueur (E/B), puisqu'il doit conserver (bloquer) pendant la période d'échantillonnage la valeur du signal d'entrée. A la sortie du E/B, le signale est encore analogique et continu en amplitude.

Il s'agit encore d'une tension (en volts) qui peut prendre des valeurs quelconques. Le signal est ensuite numérisé par le convertisseur analogique - numérique (CAN). A sa sortie, le signal est quantifié en temps et en amplitude. La quantification consiste à associer une suite binaire à chaque échantillon. Le signal n'est définit qu'aux instants d'échantillonnage. Le choix de la période d'échantillonnage est crucial : un sous échantillonnage détériora trop le signal d'entrée, alors qu'un sur échantillonnage va augmenter le volume de données à traiter.

La condition de **Shannon** fixe la limite inférieure absolue de la fréquence d'échantillonnage. Il montre que la fréquence d'échantillonnage doit être supérieure au double de la plus haute fréquence contenue dans le signal d'entrée afin de pouvoir reconstituer fidèlement le signal.

En générale, pour s'assurer de Cette condition, on applique un filtre passe-bas (filtre anti-repliement) avant l'échantillonnage du signal. **[28]**

III.3.4.1. L'échantillonnage [29]:

La première phase d'une conversion analogique-numérique s'appelle l'échantillonnage. Cette phase est réalisée par le convertisseur analogique-numérique. L'échantillonnage consiste à transformer un signal analogique (continu) en signal numérique (discret) **Figure III.10**, en capturant des valeurs à intervalle de temps régulier. C'est une étape nécessaire pour pouvoir enregistrer, Analyser et traiter un signal par ordinateur, car celui-ci ne peut traiter que des nombres. L'échantillonnage est une étape nécessaire à la numérisation d'un signal.

La fréquence à laquelle les valeurs sont capturées est la fréquence d'échantillonnage, appelée aussi cadence d'échantillonnage, ou taux d'échantillonnage, exprimée en Hz.

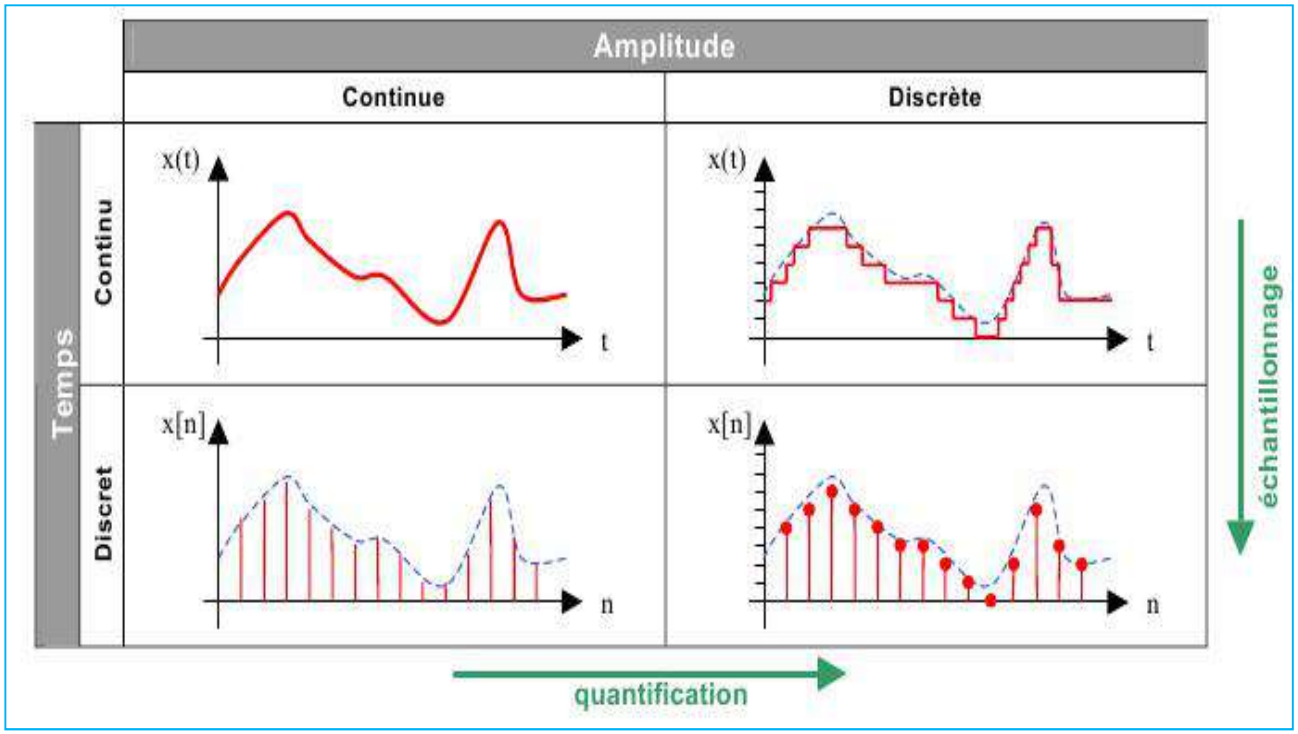


Figure III.10 : Classification morphologique des signaux

On obtient donc 4 classes de signaux :

- Les signaux analogiques : dont l'amplitude et le temps sont contenus.
- Les signaux quantifiés : dont l'amplitude est discrète et le temps continu.
- Les signaux échantillonnés : dont l'amplitude est continue et le temps discret.
- Les signaux numériques : dont l'amplitude et le temps sont discrets.

III.3.4.2. Principe de l'échantillonneur bloqueur (E/B) [27]:

La fonction de base d'un échantillonneur bloqueur dans un système d'entrée analogique est de capter un signal d'entrée et le maintenir constant pendant le cycle de conversion CAN. La **Figure III.11** représente un circuit très simple d'un E/B est constitué d'un simple interrupteur **S** et un condensateur $\mathbf{C_H}$. Lorsque l'interrupteur **S** est fermé, le condensateur se charge jusqu'à le niveau du signal d'entrée. Le condensateur conserve sa charge lorsque l'interrupteur est ouvert.

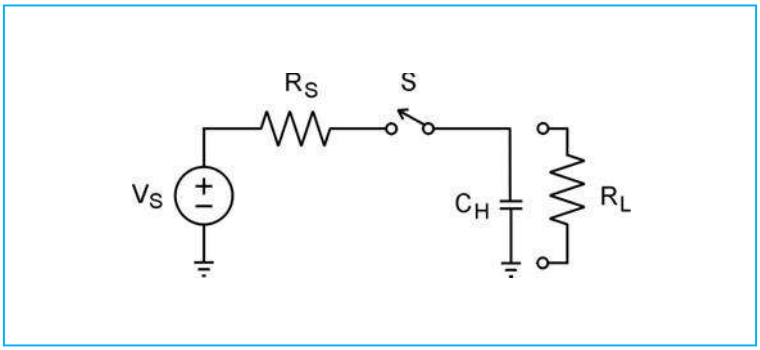


Figure III.11 : Circuit d'Echantillonnage-Bloqueur simple

Le condensateur joue le rôle d'élément mémoire, l'interrupteur **S** est là pour réactualiser la valeur mémorisée ou bien l'isoler vis à vis de l'entrée.

La **Figure III.12** est représenté le fonctionnement d'un système E/B. Jusqu'à le temps $\mathbf{T_1}$: la tension de sortie $\mathbf{V_O}$ est en mode de blocage $\mathbf{(V_O = Cste)}$. Le temps d'acquisition $\mathbf{T_{AC}}$ est le temps nécessaire pour que la tension de sortie du circuit devenir égale à la tension d'entrée ($\mathbf{V_O = V_S}$). La sortie suit alors l'entrée jusqu'au le mode de blocage à $\mathbf{T_2}$. Le temps d'ouverture $\mathbf{T_{AP}}$, est le temps nécessaire pour que le circuit passer en mode de blocage. Pendant ce temps, le signal de sortie peut être modifié légèrement de la valeur à l'instant $\mathbf{T_2}$, une telle variation est appelée ouverture incertitude. **[30][27]..**

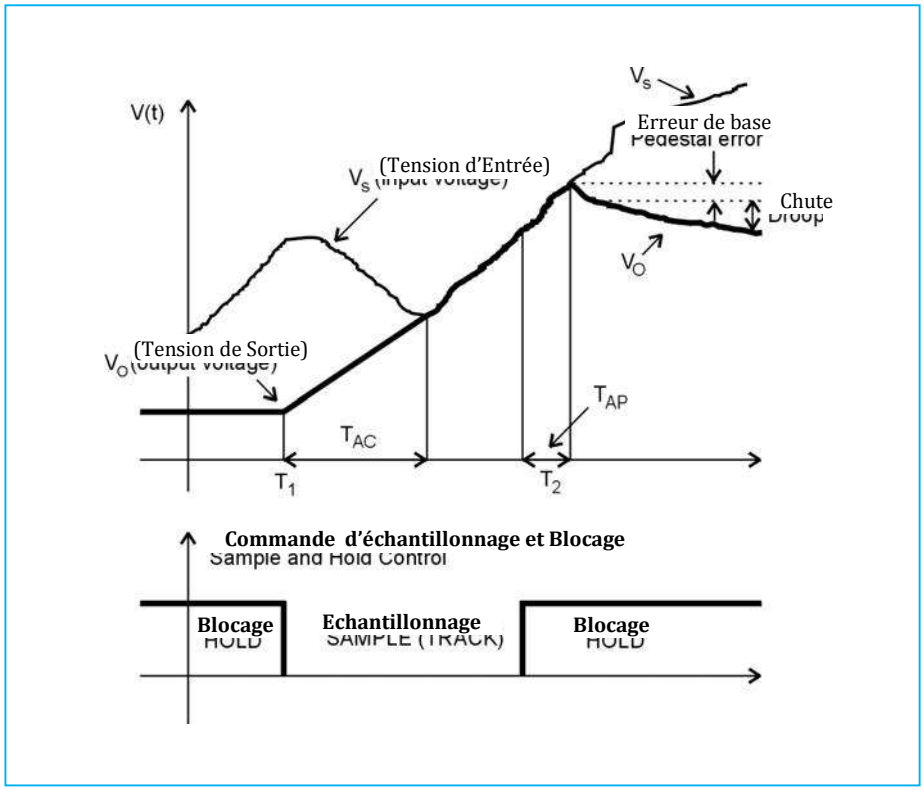


Figure III.12 : Le fonctionnement du circuit échantillonneur-bloqueur.

III.3.5. Algorithmes d'évaluation des quantités des phases :

Les algorithmes sont des programmes utilisés dans les microprocesseurs qui manipulent les échantillons de tensions et des courants pour produire des paramètres nécessaires pour le fonctionnement du relais de protection numérique [31][27].

Les performances de l'ensemble de ces algorithmes dépendent de l'obtention de l'estimation exacte de la composante de fréquence fondamentale d'un signal de quelques échantillons [32].

III.3.6. Microprocesseur :

Le microprocesseur est le cœur du relais numérique, c'est lui qui exécute le programme de l'algorithme choisi pour la détection ou la localisation des défauts **[33][29]**. Il s'agit en particulier des tâches suivantes **[34]**:

- Filtrage et préparation des grandeurs mesurées,
- Supervision continue des grandeurs mesurées,
- Supervision des conditions de mise en route pour les différentes fonctions de protection,

- Interrogation de seuils et de temporisations,
- Contrôle des signaux pour les fonctions logiques,
- Décisions relatives aux commandes de déclenchement et d'enclenchement,
- Enregistrement des signalisations, messages de défauts et enregistrements perturbographiques pour l'analyse des défauts,
- Gestion du système d'exploitation et des fonctions associées, comme par ex. l'enregistrement de données, l'horloge en temps réel, la communication, les interfaces, etc.

Les composants externes au microprocesseur sont les trois modules de mémoires différents qui sont **[28]**:

- La mémoire RAM (Read Access Memory) qui est utilisée comme bloc-notes pour la mesure et le calcul des résultats, le stockage des valeurs mémorisées, etc.
- La mémoire ROM (Read Only Memory) qui renferme le programme de base du module.
- La mémoire EEPROM (Electrically Erasable Programmable Read Only Memory) qui est utilisée comme mémoire de stockage des paramètres, c'est-à-dire, de toutes les valeurs de configuration ou de réglage.

III.3.7. Commande des organes de coupure :

Après détection du défaut et identification de l'ouvrage atteint, la protection élabore un ordre de sortie qui sert à commander l'ouverture de disjoncteur associé à cet ouvrage dont les caractéristiques sont adaptées au courant de défaut à couper. L'énergie nécessaire au fonctionnement des protections et du disjoncteur est en générale fournie par des sources auxiliaires à courant continu. [33][29]

III.4. Conclusion :

Ce chapitre a donné un aperçu sur la technologie des relais, la présentation de sa conception et sa structure. Les Modules et les fonctions d'un relais numérique ont été également définis. Ces modules comprennent le module d'entrée de mesure analogique, le module de filtrage anti-repliement analogique, le module de conversion analogique-numérique, algorithmes d'évaluation des quantités des phases, le microprocesseur et le module de commandes des organes de coupure. Les concepts et les informations concernant chaque module de base ont été présentés.

IV.1. Introduction :

Ce chapitre traite la modélisation et la simulation des protections des lignes de transport électrique on utilisant un logiciel de simulation appelée PSCAD/EMTDC (Power Systems Computer Aided Design/ Electromagnetic Transient and DC).

Le logiciel PSCAD permet à l'utilisateur de construire des circuits et schémas électrique, d'exécuter des simulations, d'analyser des résultats et de gérer des données dans un environnement graphique complètement intégré. Les Fonctions de traçage en ligne et les contrôles sont également incluses, de tel sort que l'utilisateur peut modifier les paramètres du système au cours d'une simulation et voir directement les résultats[35][36].

Dans le PSCAD on trouve une bibliothèque complète des modèles des systèmes allant de simples éléments passifs et des fonctions de contrôle, des machines électriques et autres appareils complexes.

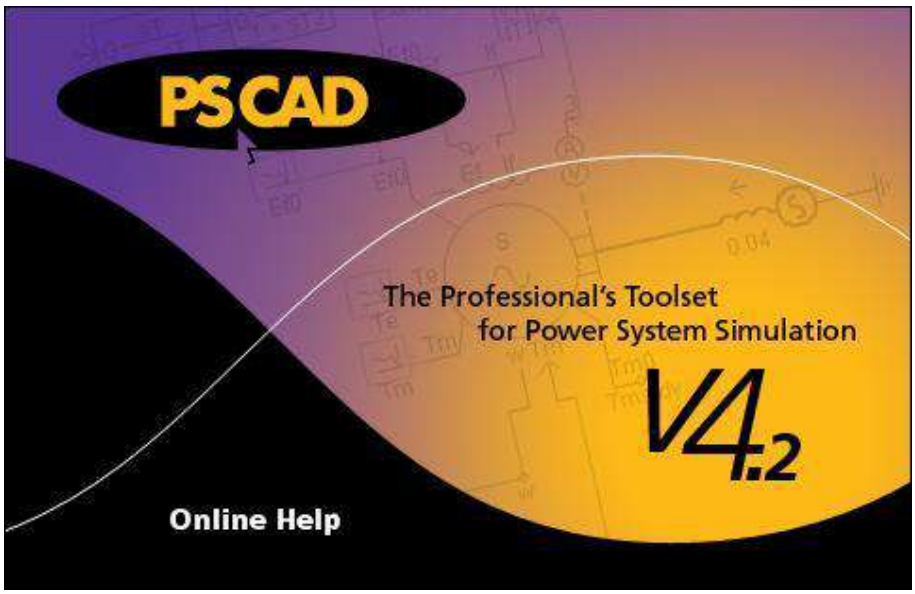


Figure IV.1 : Interface utilisateur PSCAD/EMTDC.

IV.2. Caractérisation des composants PSCAD utilisés:

Tout d'abord, il ya certains éléments ont été utilisés dans la construction d'un réseau de système électrique dans ce projet. Les composants utilisés doivent être mis en place complètement pour s'assurer que le relais de protection dans le système électrique fonctionne pendant le défaut et après le défaut. Ainsi, la compréhension de la caractéristique et les réglages est essentiel dans la construction de ce circuit de déclenchement automatique.

IV.2.1. Source de Tension Triphasée :

La **Figure IV.2** montre une source de tension triphasée avec un contrôle externe de la tension et de fréquence. En utilisant ce modèle de source de tension triphasée, l'impédance de source peut être choisis comme idéale ou de spécifier ces paramètres (R-L-C).

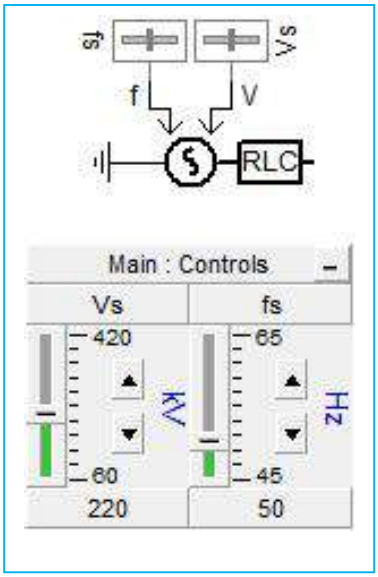


Figure IV.2 : Source de Tension Triphasée avec contrôle externe.

IV.2.2. Disjoncteur triphasé :

La fonction d'un disjoncteur est de séparer la partie en défaut du système électrique en cas de circonstances anormales [37][36]. A l'état normal, le disjoncteur est en position « FERMER » laquelle le disjoncteur est à l'état « 0 ». D'autre part, si le disjoncteur reçoit un signal déclenchement du système de protection lors d'un défaut, il sépare le circuit est devenu en position « OUVERT » dont l'état logique de disjoncteur est « 1 » [35][36]. En outre, la résistance de l'interruption pour les deux conditions doivent être spécifiés avec son état initial. (**Figure IV.3**)

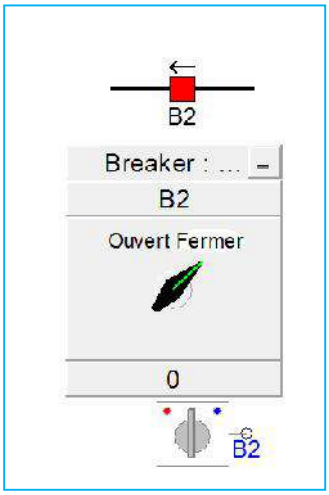


Figure IV.3 : Disjoncteur triphasé.

IV.2.3. Ligne de Transport électrique :

Une ligne de transport est un support physique ou une structure qui forme un trajet pour la transmission de l'énergie électrique à partir d'un endroit à un autre le long de grandes distances. Dans notre projet, la ligne de transport est une composante importante qui sera utilisée pour effectuer la simulation. Tout d'abord, la connexion directe a été sélectionnée pour le style de terminaison ou le type de connexion dans la configuration de la ligne de transport. En outre, on a choisis pour notre projet une ligne de transport de trois (03) conducteurs et de 100 km de longueur avec une fréquence de 50Hz. (**Figure IV.4**)

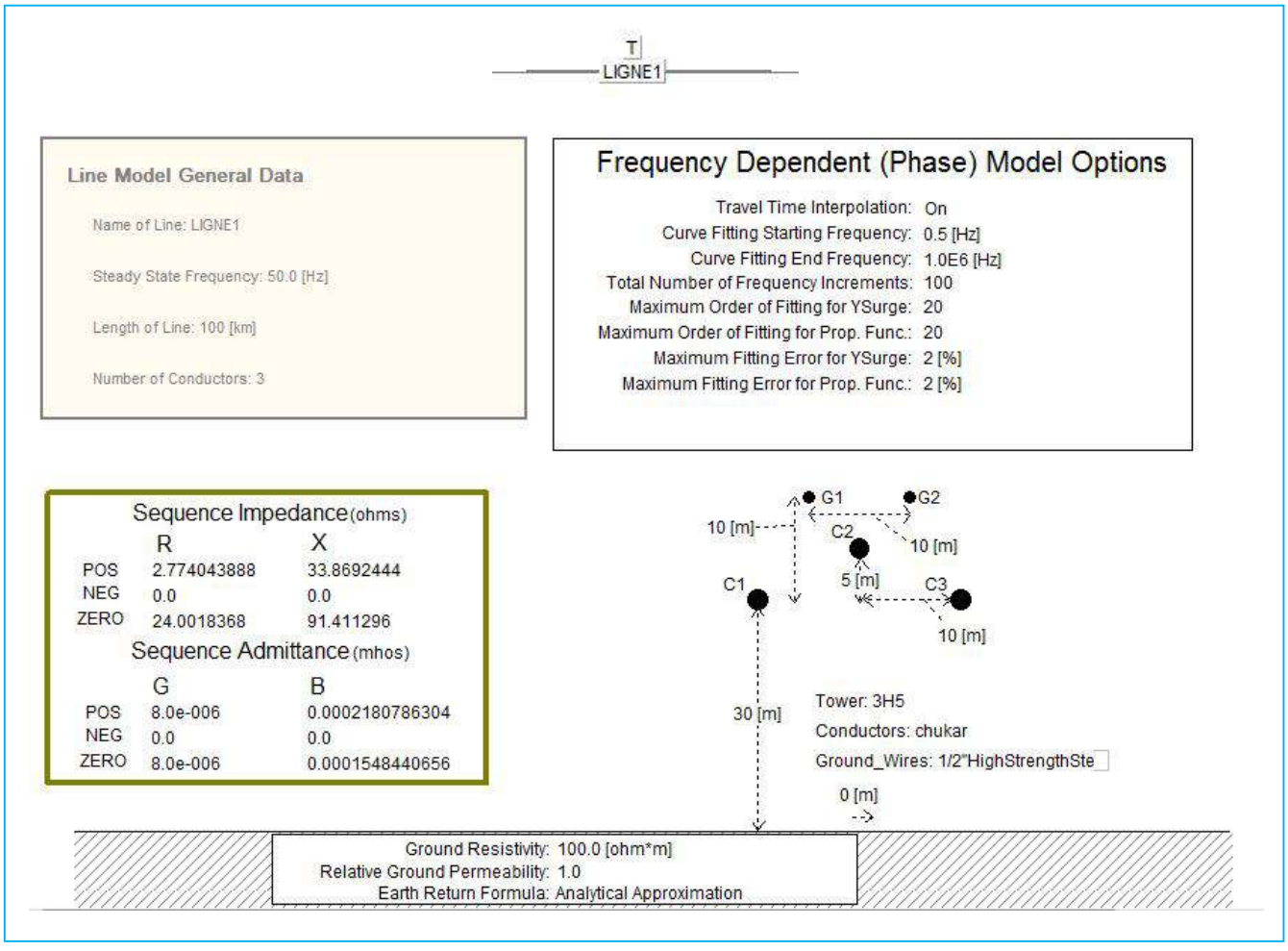


Figure IV.4 : Ligne de transport électrique.

IV.2.4. Contrôleur de Défaut Triphasé :

Le dispositif de commande de défaut triphasé est un composant en PSCAD qui permet de contrôler ou générer n'importe quel type de défaut désiré sur la ligne de transport. Il existe deux types de contrôle de défaut soit un contrôle interne ou externe. Dans notre projet, il est commandé de l'extérieur. Par conséquent, une connexion externe est fournie au dispositif de commande de défaut triphasé de sorte que l'utilisateur peut se connecter n'importe quel type de défaut externe directement au point commun de défaut [35][36]. (**Figure IV.5**)

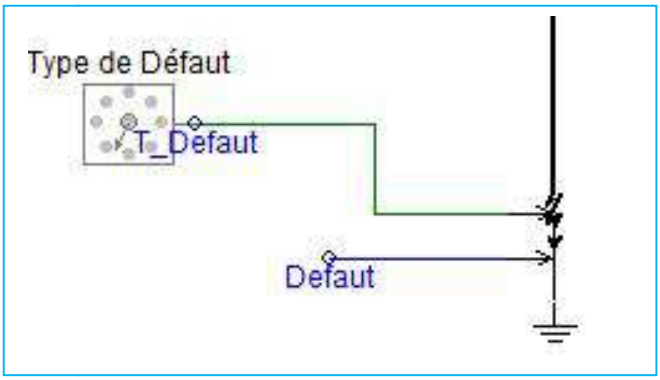


Figure IV.5 : Contrôleur de Défaut Triphasé.

IV.2.5. Logique du temps de Défaut :

La logique du temps de défaut (**Figure IV.6**) est un composant qui est utilisé pour démarrer et arrêter un défaut dans des moments spécifiés. Dans ce système, le temps pour le début de défaut appliquée est à 0.2s et durée de défaut est de 0.5s.

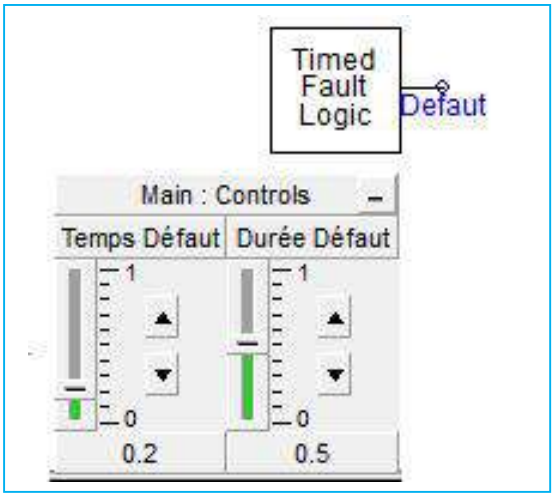


Figure IV.6 : Contrôle de la temporisation de défaut.

IV.2.6. Module de mesures :

Le module de mesure (**Figure IV.7**) est un multimètre qui est utilisé pour effectuer pratiquement toutes les mesures possibles du système, tous sont regroupés dans un seul bloc, il est inséré en série dans le circuit, ce module est capable de mesurer :

1. Tension instantanée ;
2. Courant instantané ;
3. Puissance active ;
4. Puissance réactive ;
5. Tension efficace ;
6. Angle de phase.

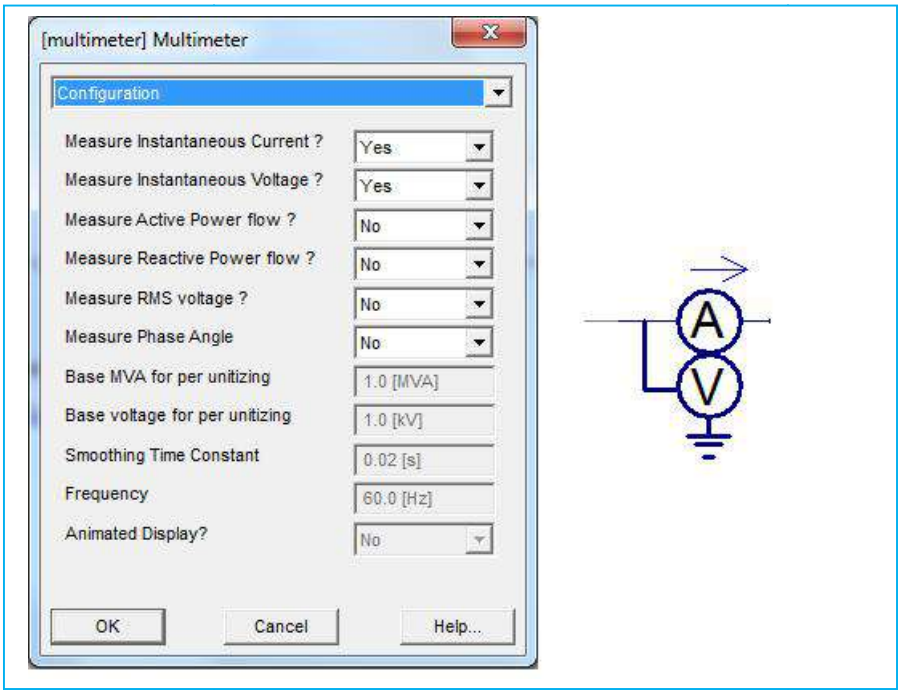


Figure IV.7 : Module de mesure.

IV.2.7. Module FFT (Fast Fourier Transform) :

Le module FFT est un composant qui permet de déterminer l'amplitude et la phase d'un signal d'entrée en fonction du temps (**Figure IV.7**). Tout d'abord, les signaux d'entrée sont échantillonnés avant d'être décomposés en composantes harmoniques.

On peut sélectionner l'un des trois types de blocs FFT suivants :

- **1 phase :** Il s'agit d'une FFT d'une phase, l'entrée est traité pour fournir des grandeurs d'amplitude **Mag** et angle de phase **Ph** de la fréquence fondamentale et ses harmoniques (y compris la composante en courant continu DC) .
- **2 phases :** c'est un module à deux FFT d'une phase dans un seul bloc.
- **3 phases :** c'est simplement trois FFT d'une phase réunis en un seul bloc.
- **Composantes + / - / 0 :** Cela prend une entrée triphasée XA, XB et XC et calcule la sortie préliminaire FFT grâce à un séquenceur, qui fournis en sortie des composantes positive (+) , négatif (-) , et homopolaire en amplitude et phase de la fondamental et ces harmoniques. Les composantes de courant continu de chaque phase sont également fournies en sortie.

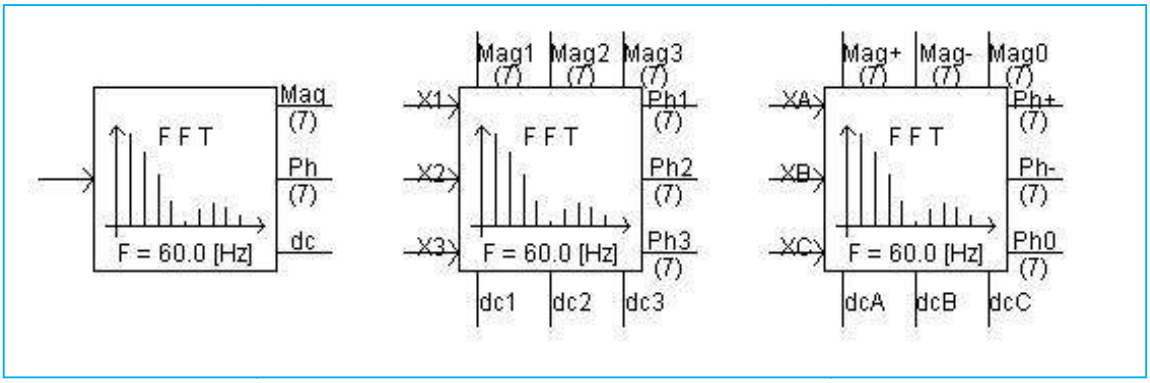


Figure IV.8 : Configuration du Bloc FFT

IV.2.8. Filtre de séquence :

Le filtre de séquence de la Figure IV.8 est un composant qui permet de calculer les amplitudes et les angles de phase des composantes de séquences.

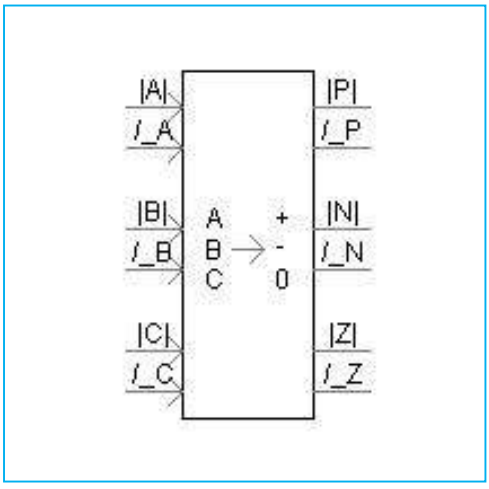


Figure IV.9 : Filtre de séquence.

IV.3. Modélisation de la Protection des lignes de transport électrique :

Le système de protection électrique à étudier, est constitué de deux parties : l'étape de traitement de signal (échantillonnage et filtrage) et le dispositif de protection (Protection de distance, Protection différentielle ligne ou protection à maximum de courant). Le circuit de la Figure IV.10 est un système électrique triphasé qui est représenté dans un schéma unifilaire, avec les paramètres suivants :

- La tension de la source : V_{Source} = 220,00 kV,
- La résistance de la source : R_{Source} = 9.186 Ω,
- L'inductance de la source L_{Source} = 165 mH.
- La capacitance de la source : C_{Source} = 0 µF.

En ce qui concerne la ligne de transport, on a choisis une ligne triphasée suite le modèle de ligne Bergeron du logiciel PSCAD, car il est le modèle le plus précis qui existe dans ce logiciel et la résistance varie avec la longueur du conducteur.

Les types de défaut sont contrôlés par un commutateur rotatif qui est fixées à des valeurs spécifiées. La **Figure IV.11** montre le sélecteur de commande des types de défaut.

Le contrôle de disjoncteur (B2) se fait par un commutateur (**Figure IV.3**). Le schéma de déclenchement et réenclenchement automatique de disjoncteur (B1) est définie sur la logique de la protection. Dans notre simulation, le temps et la durée de défaut sont contrôlées par des boutons coulissant (**Figure IV.6**).

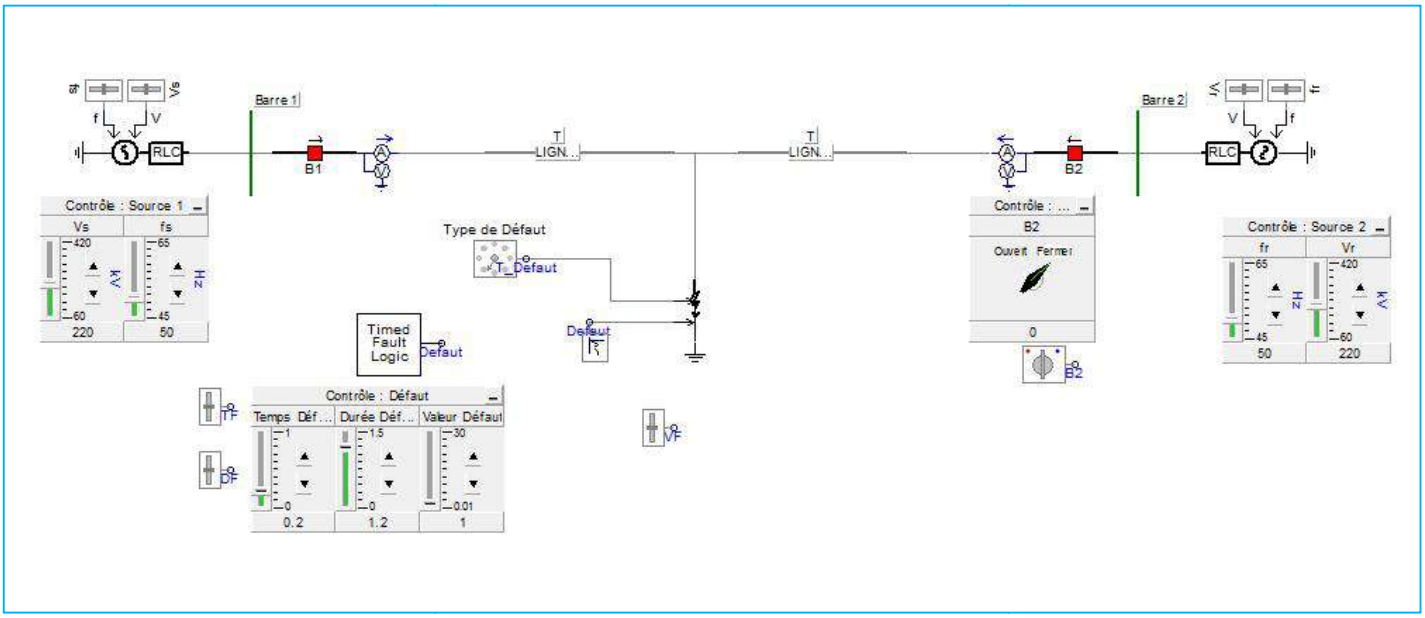


Figure IV.10 : Circuit du réseau électrique.

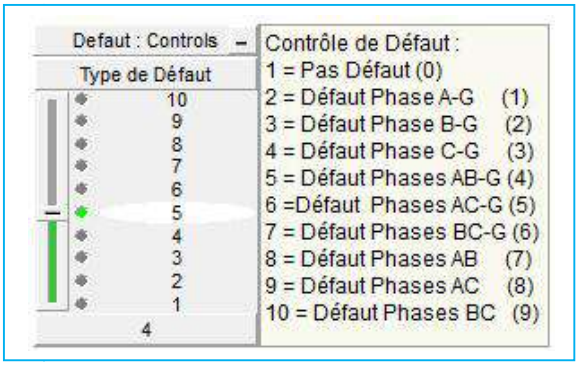


Figure IV.11 : Contrôle des types des défauts.

IV.3.1. Etape de traitement des signaux d'entrés :

C'est l'étape initial pour le traitement de signal d'entré. La **Figure IV.12.a** montre plusieurs composants qui sont nécessaires pour le système de protection. La méthode utilisée pour le traitement de signal d'entrée est la Transformée de Fourier Rapide (FFT) à la place de la Transformée de Fourier Discrète (DFT). Ce FFT fournir une solution plus rapide et de meilleure qualité pour le traitement des données au lieu de DFT. Quand une ligne de transport électrique est soumise à un défaut, le signal de tension et de courant (**Figure IV.12.b**), haute et basse fréquence. La fonction du FFT est d'extraire la fondamentale en amplitude et phase du signal de source (**Figure IV.12.c**).

Ensuite, les données fournis par le FFT seront convertis en séquence positive, négative et zéro à l'aide du "Filtre de séquence" (**Figure IV.12.d**). Les données converties seront ensuite fusionner à nouveau selon leur phase pour les utilisés pour le bloc de fonctionnement de relais de protection.

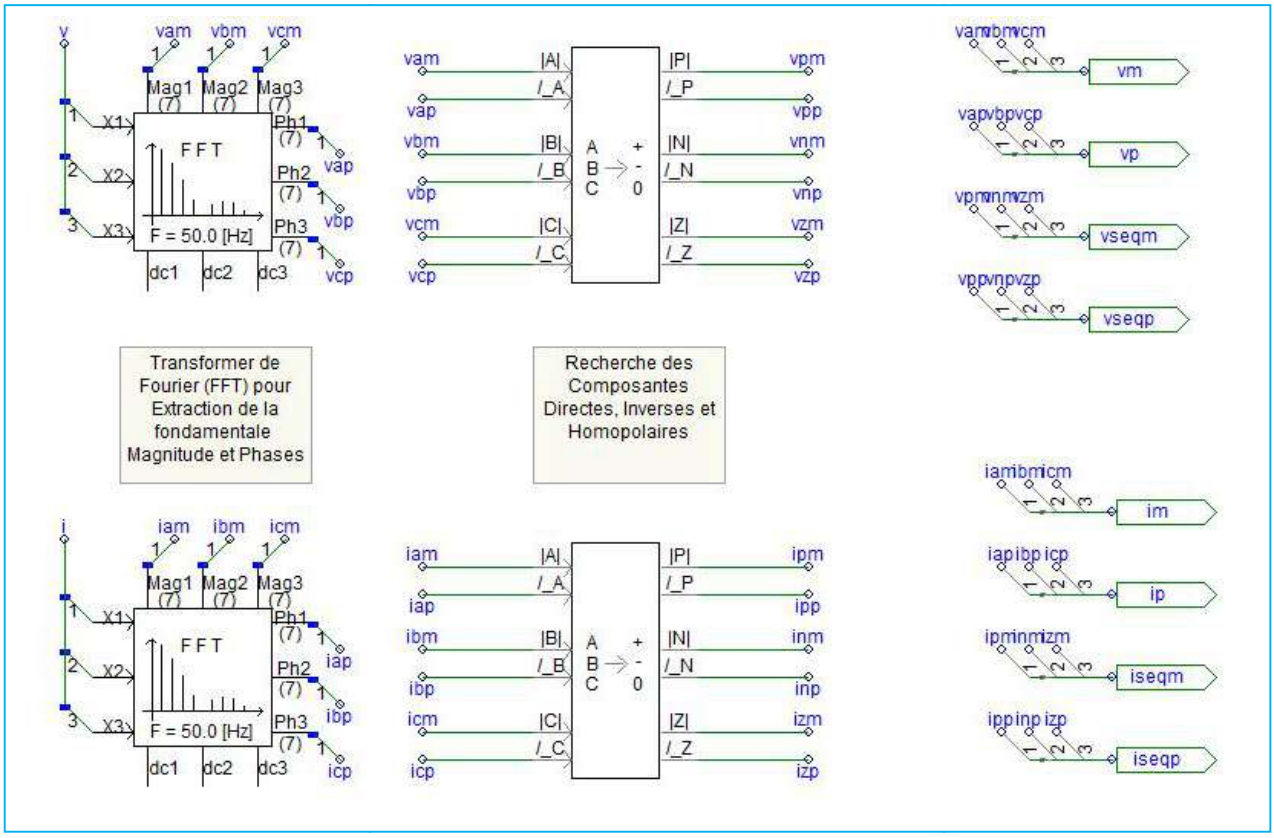
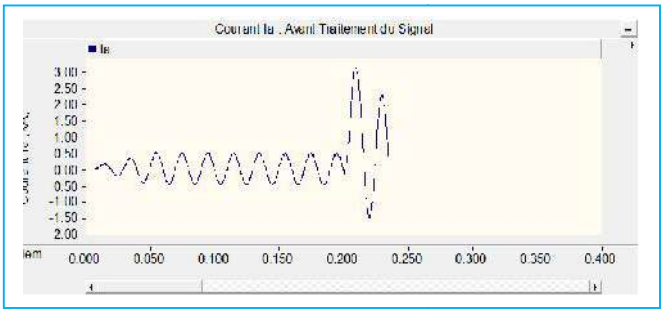
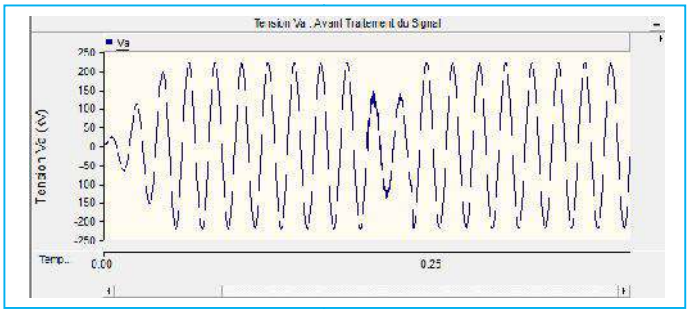


Figure IV.12.a : Etape de traitement des signaux d'entrés.

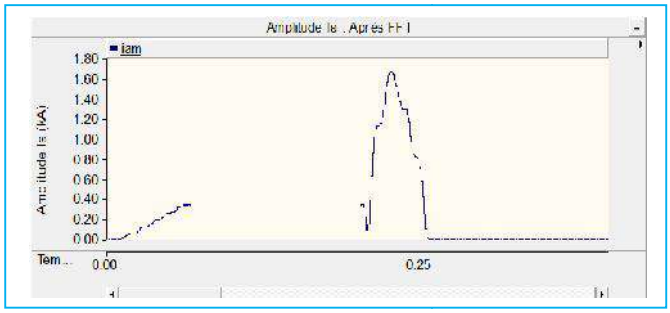


1/. Courant Ia (kA).

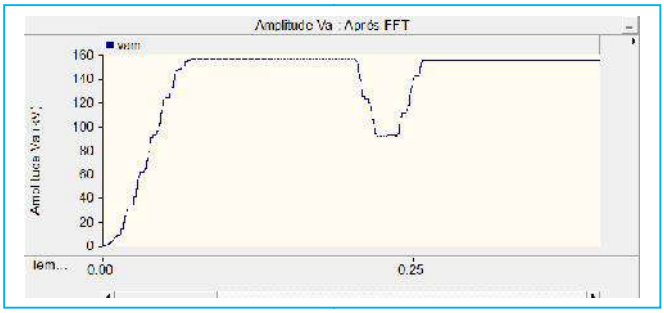


2/. Tension Va (kV).

Figure IV.12.b : Formes des signaux d'entrées lors d'un défaut Phase-Terre.

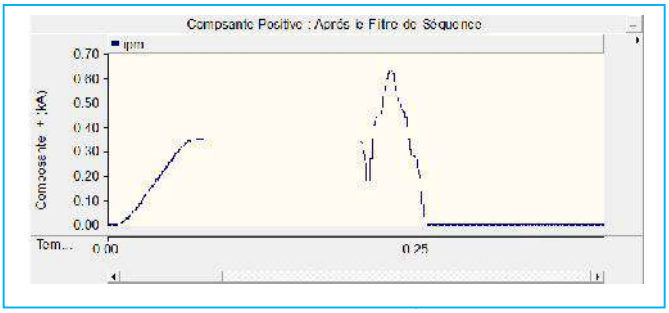


1/. Amplitude du courant Ia (kA).



2/. Amplitude de la tension Va (kV).

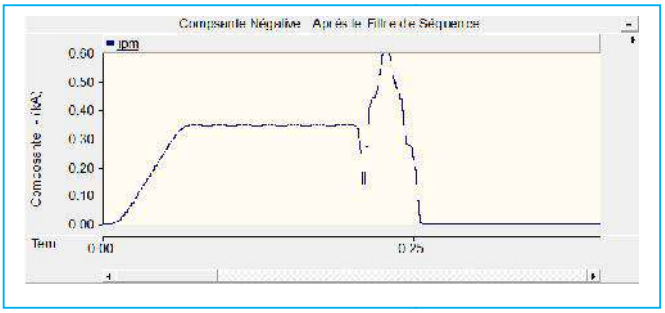
Figure IV.12.c : Formes des signaux à la sortie du module FFT.



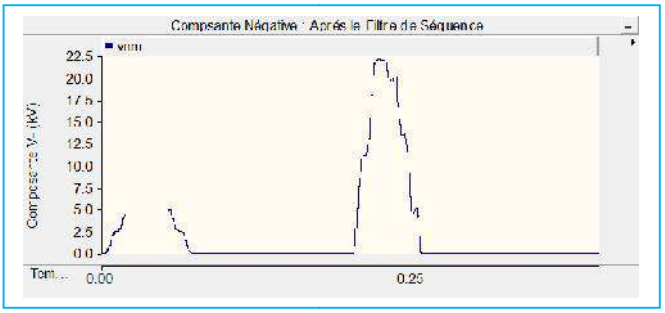
1/. Composante I+ (kA).



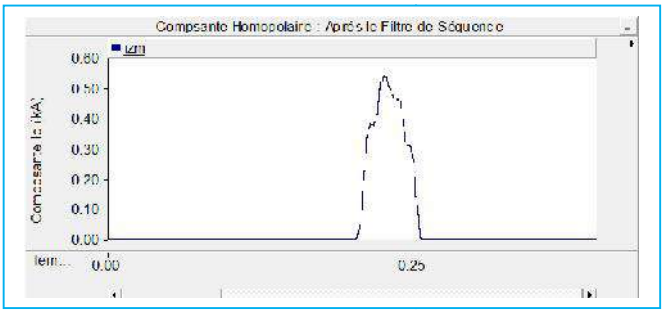
2/. Composante V+ (kV).



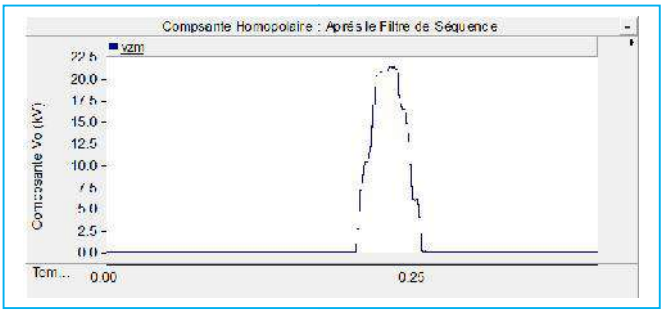
3/. Composante I- (kA).



4/. Composante V- (kV).



5/. Composante Io (kA).



6/. Composante Vo (kV).

Figure IV.12.d : Formes des signaux à la sortie du Filtre de séquence.

IV.3.2. Protection de Distance :

IV.3.2.1. Schéma de la protection de distance :

Afin de détecter tous les types de défauts tels que Phase-Terre, Double Phase-Terre, Phase-Phase et défaut triphasé, il ya six unité de protection nécessaire pour le calcule de l'impédance de défaut (**Figure IV.13**), trois pour le calcule de l'impédance de la ligne Phase-Terre et trois autres pour le calcule de l'impédance Phase-Phase (**Tableau IV.1**). La sortie de chacun de ces unités est alors connectée au module des zones de l'impédance.

Dans notre simulation on a utilisé la caractéristique « Mho », comme on a programmé trois zones de protection de distance en aval.

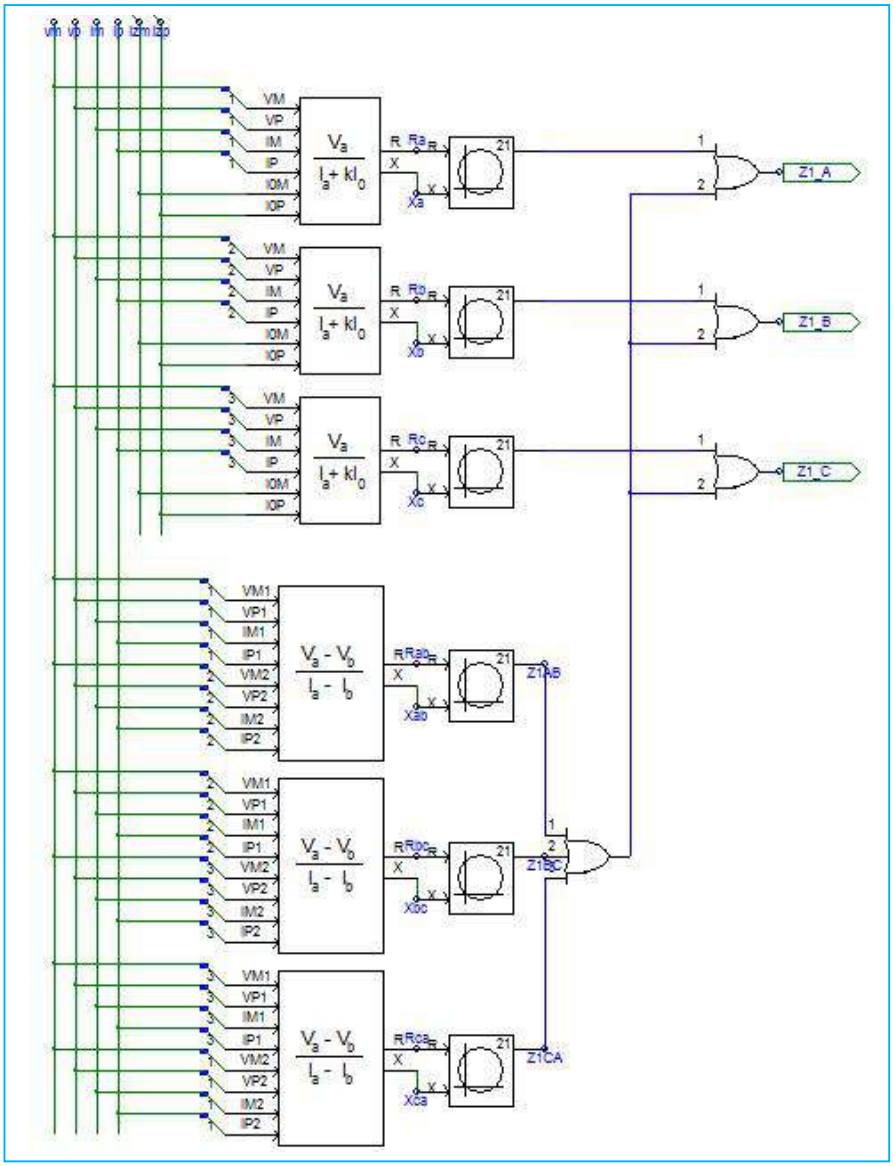


Figure IV.13 : Schéma de la Protection de distance

Tableau IV.1: calcul de l'impédance de défaut sur les différents défauts.

Elément de Distance	Formule	
Phase A	$Z_A = V_A / (I_A + kI_0)$	(IV.1)
Phase B	$Z_B = V_B / (I_B + kI_0)$	(IV.2)
Phase C	$Z_C = V_C / (I_C + kI_0)$	(IV.3)
Phase A – Phase B	$Z_{AB} = V_{AB} / (I_A - I_B)$	(IV.4)
Phase B – Phase C	$Z_{BC} = V_{BC} / (I_B - I_C)$	(IV.5)
Phase C – Phase A	$Z_{CA} = V_{CA} / (I_C - I_A)$	(IV.6)

Avec :

$$k = (Z_0 - Z_1) / Z_1 \qquad \text{(IV.7)}$$

Z_0 : Séquence homopolaire ;

Z_1 : Séquence positive.

IV.3.2.2. Module de calcul des zones :

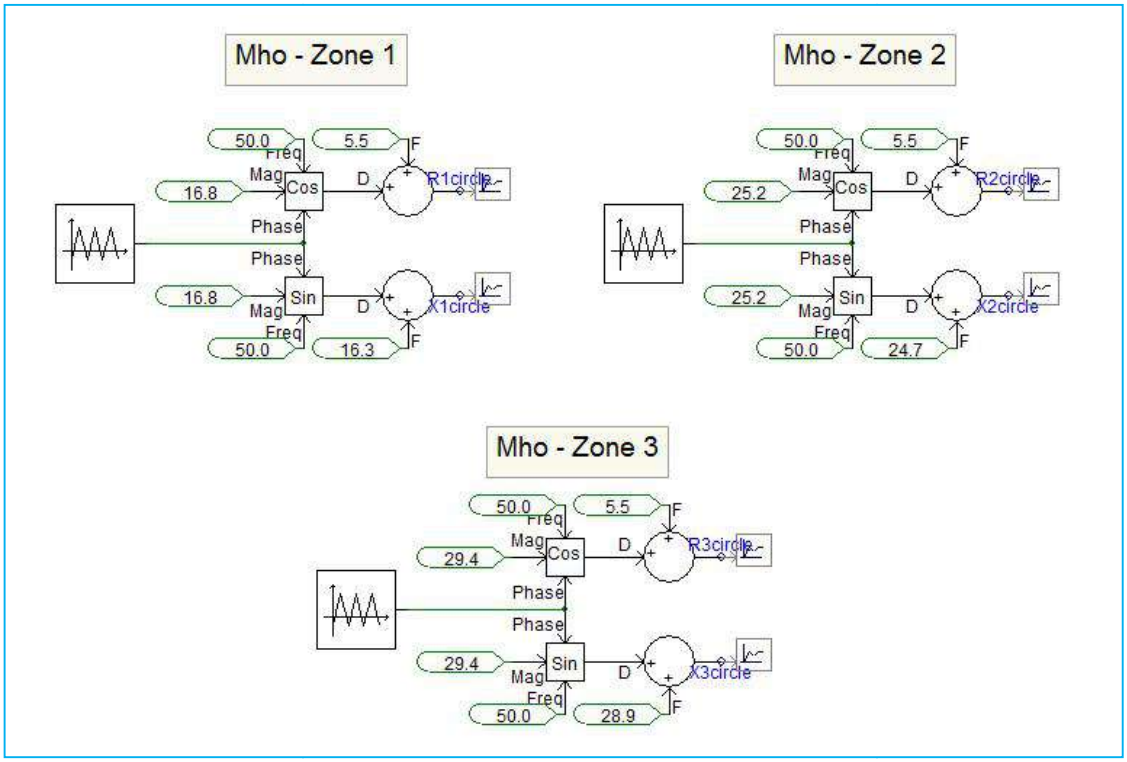


Figure IV.14.a : Bloc de calcul des Zones (Mho).

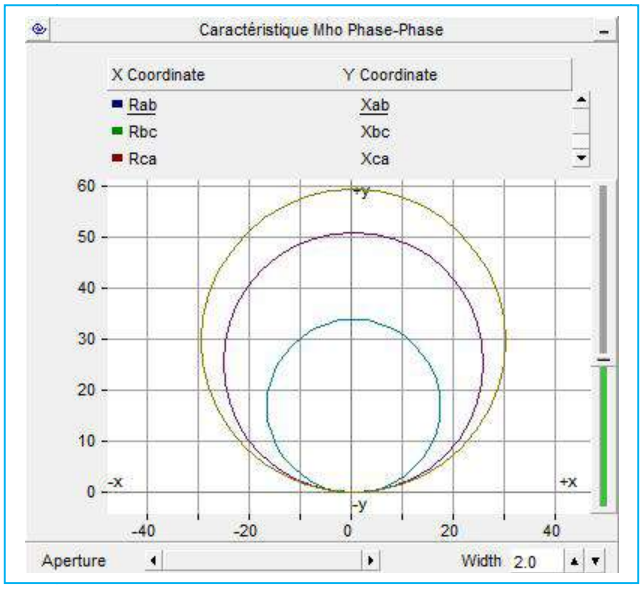


Figure IV.14.b : Caractéristique Mho de la protection de Distance.

IV.3.2.3. Algorithme de la protection et logique de déclenchement et enclenchement :

La **Figure IV.15** représente un algorithme de modélisation d'un relais de protection de distance à une caractéristique Mho de trois (03) zone de déclenchement (Zone 1, Zone 2 et Zone 3), la Zone 1 est instantanée et les Zone 2 et 3 sont temporisées.

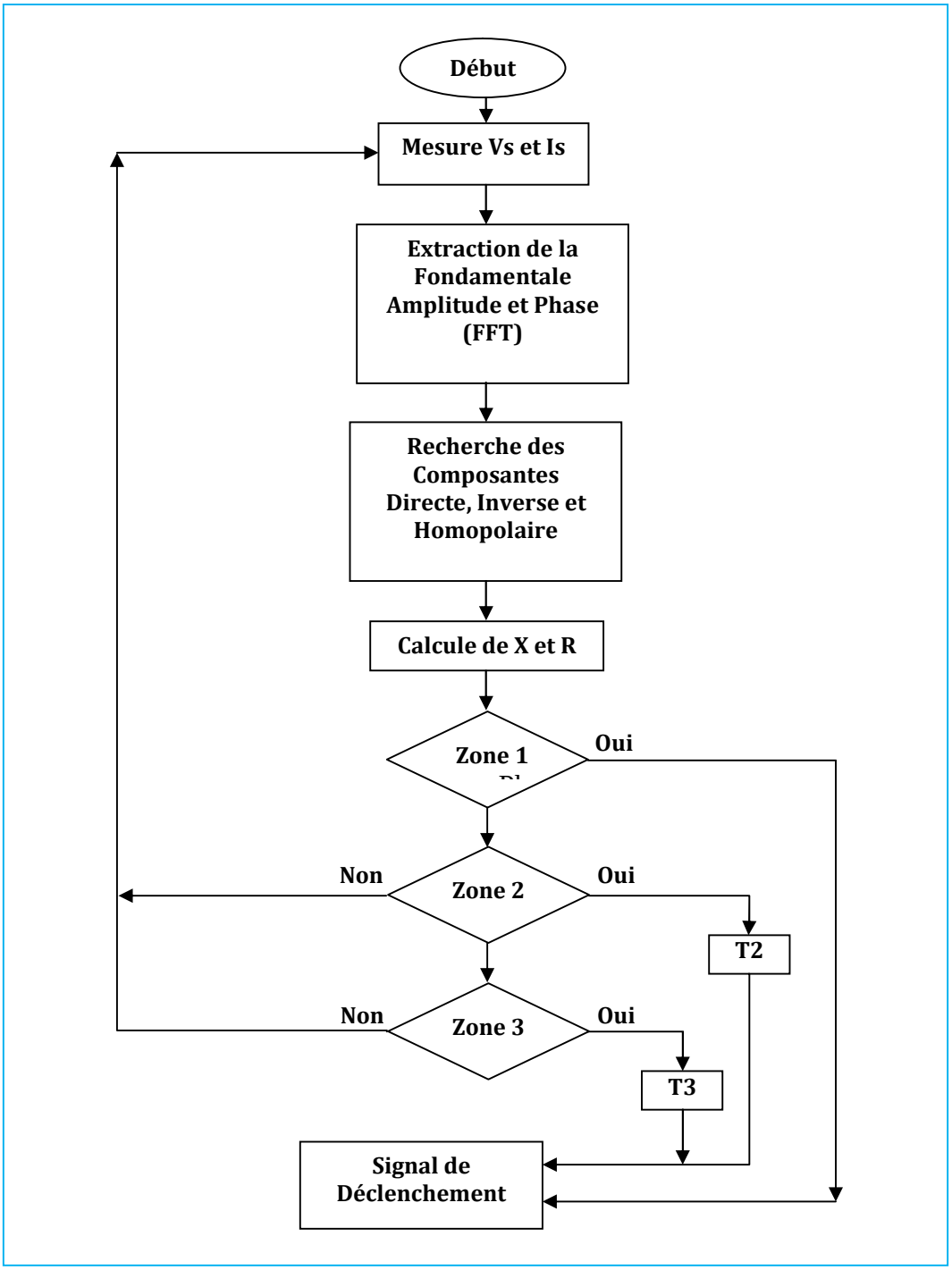


Figure IV.15 : Algorithme de déclenchement de la protection de Distance.

L'ordre de réenclenchement, se fait après une temporisation T_P (Temps de pose de disjoncteur) de déclenchement suite des défauts Phase-Terre de la Zone 1 et Zone 2 seulement.

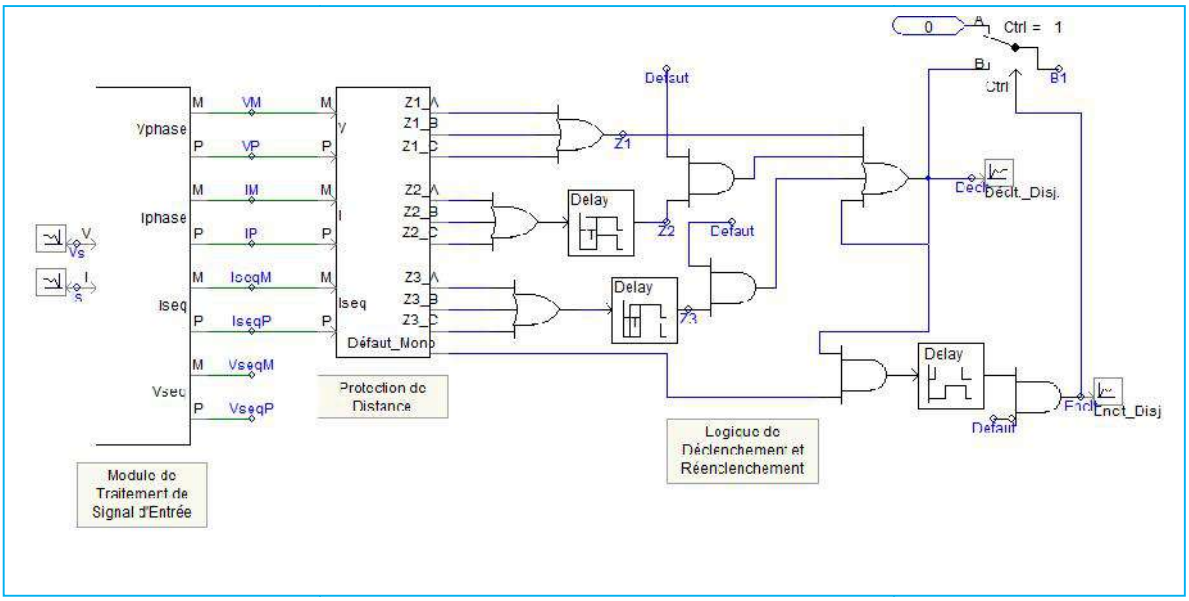


Figure IV.16 : Schémas de la protection Distance sur PSCAD.

IV.3.2.4. Modèle de simulation :

La **Figure IV.17** représente un schéma unifilaire du réseau électrique à étudier, la protection de distance est située sur la Barre 1.

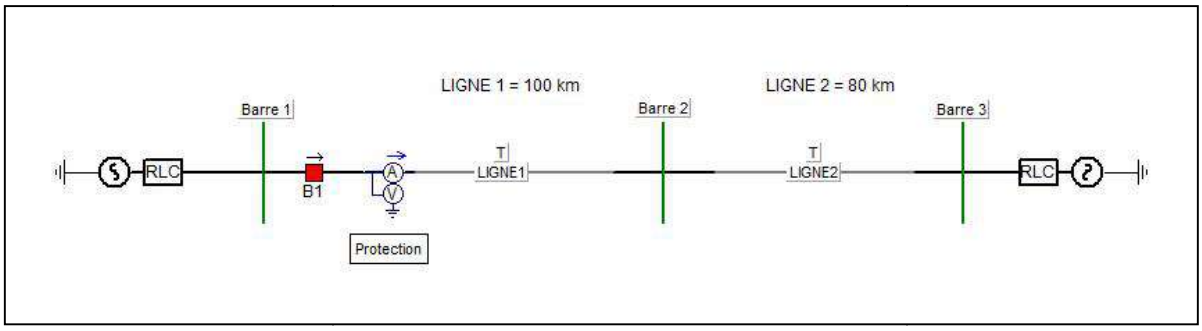


Figure IV.17 : Schéma unifilaire du réseau électrique.

Les paramètres de système électrique (Source, Lignes et Protection) utilisées dans notre simulation sont représentés sur le tableau suivant :

Tableau IV.2 : Paramètres de système électrique (Source, Ligne et Protection)

Paramètres	**Valeurs**
Tension de la Source	220 Kv
Fréquence de la Source	50 Hz
Impédance de la Source : **Z = R + j X**	Z = 9.186 + j 51.81 Ω
Longueur de la **Ligne 1** (Barre1 – Barre 2)	L = 100 km
Impédance Direct de la Ligne : $\mathbf{Z_d = R_d + j\ X_d}$	Z_d = 0.03467 + j 0.4233 Ω/km
Impédance Homoplaire de la Ligne : $\mathbf{Z_0 = R_0 + j\ X_0}$	Z_0 = 0.300 + j 1.1426 Ω/km
Impédance Totale de la Ligne 1 : $\mathbf{Z_L = Z_d \times L}$	Z_L = 42.47 Ω
La 1er Zone de Protection : $\mathbf{Z_1 = 80\% \times Z_L}$	Z1 = 33.97 Ω
La 2ème Zone de Protection : $\mathbf{Z_2 = 120\% \times Z_L}$	Z2 = 50.95 Ω
La 3ème Zone de Protection : $\mathbf{Z_3 = 140\% \times Z_L}$	Z3 = 59.45 Ω

IV.3.2.5. Résultats de simulation :

Pour étudier le comportement de la caractéristique Mho de la Protection de Distance, on va simuler des différents types de défaut sur des différents endroits de la ligne et avec des différentes valeurs de la résistance de défaut.

IV.3.2.5.1. Défaut Phase-Terre sur différentes endroits de la ligne :

Un défaut Phase-Terre (L1-Terre) est appliqué à un temps de 0.2 s sur des différents endroits de la ligne :

Le Premier cas : le défaut est situé à 50 km de la Barre 1 c'est un défaut en 1er Zone, qui est éliminé par la protection à un temps de 0.02 s.

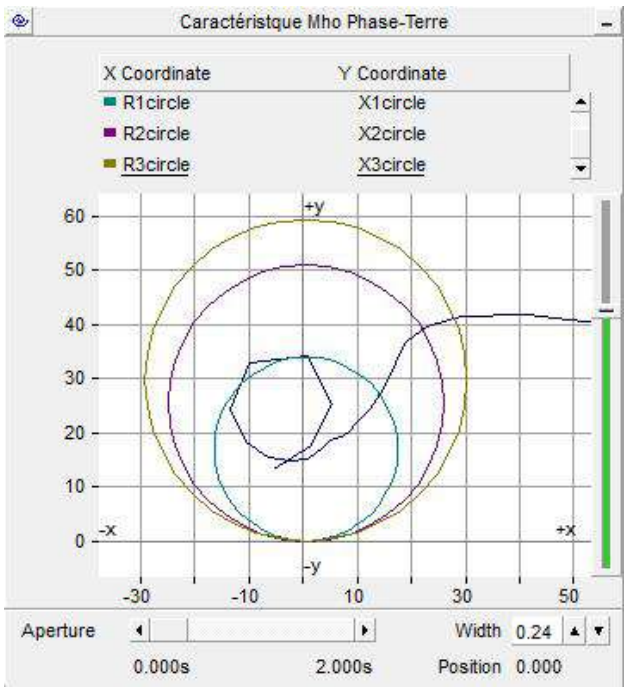
Le Deuxième cas : le défaut est à 100 km qui est localisé en 2ème Zone, avec un fonctionnement de la protection à 0.3 s.

Le Troisième cas : c'est un défaut en Zone 3 de 130 km de la Barre 1, le temps d'élimination du défaut est de 1.02 s.

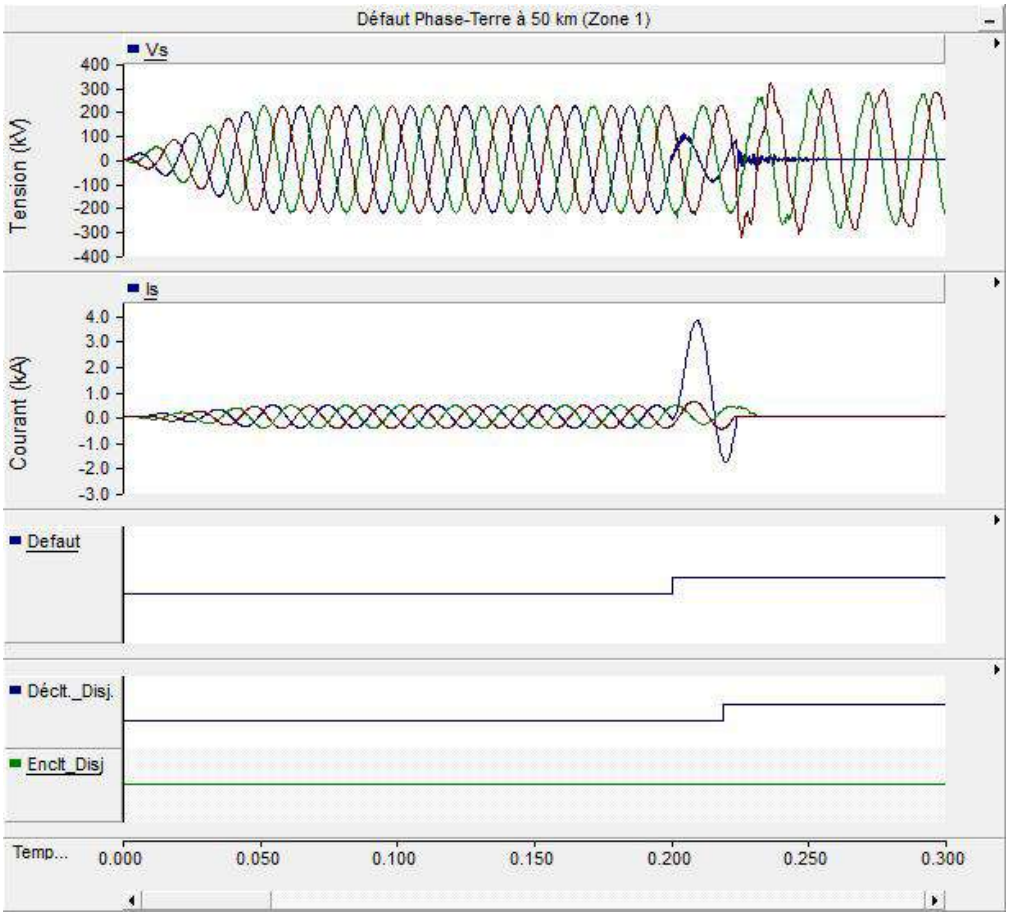
Le Dernier cas : c'est un défaut en hors Zone de fonctionnement de la protection.

Les Figures 4.18, 4.19, 4.20 et 4.21 représentent les résultats de simulations des précédents cas respectivement.

A/. Défaut Phase-Terre à 50 km (Zone 1) :



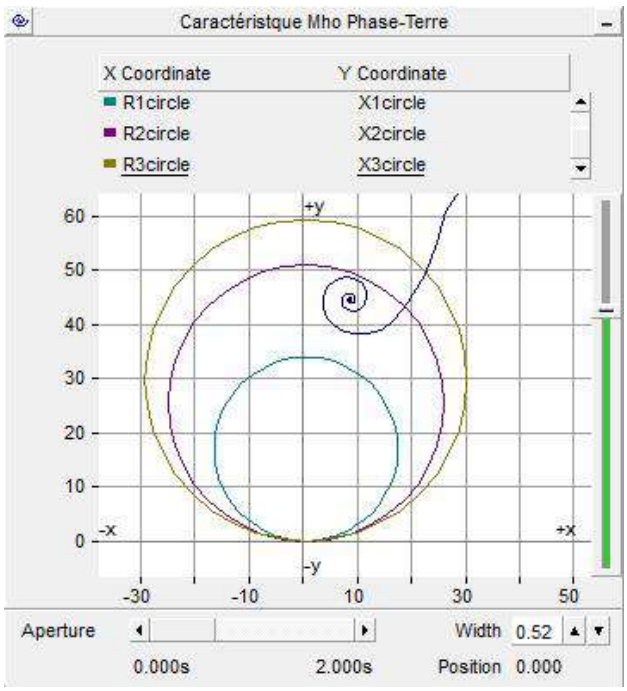
a). Trajectoire de l'impédance de défaut.



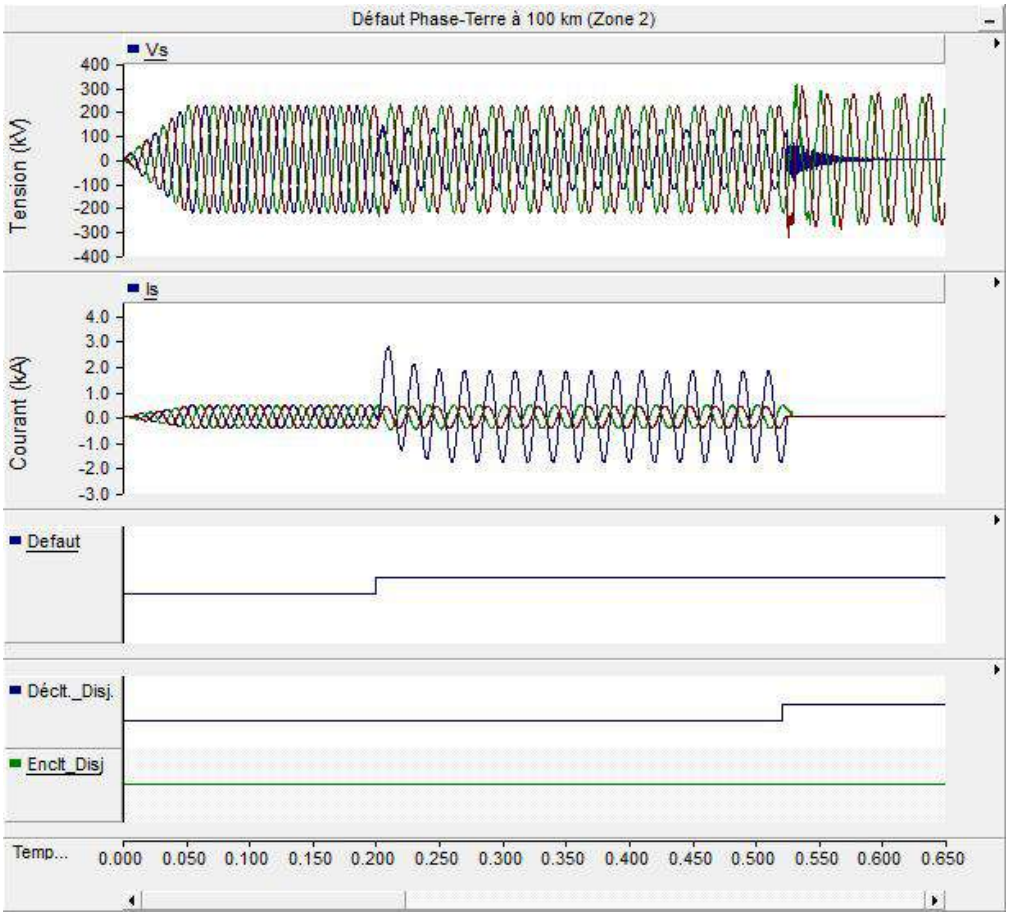
b). Formes des courants, tensions et des Top logique.

Figure IV.18 : Défaut Phase-Terre à 50 km.

B/. Défaut Phase-Terre à 100 km (Zone 2) :



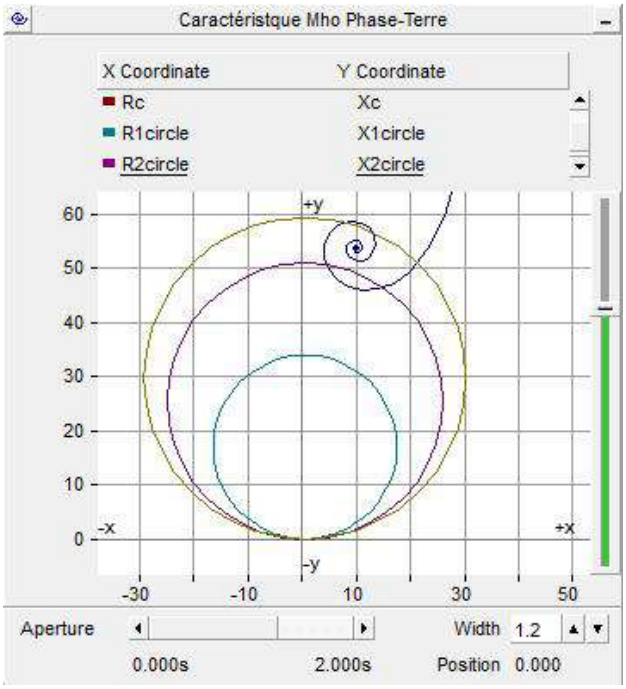
a). Trajectoire de l'impédance de défaut.



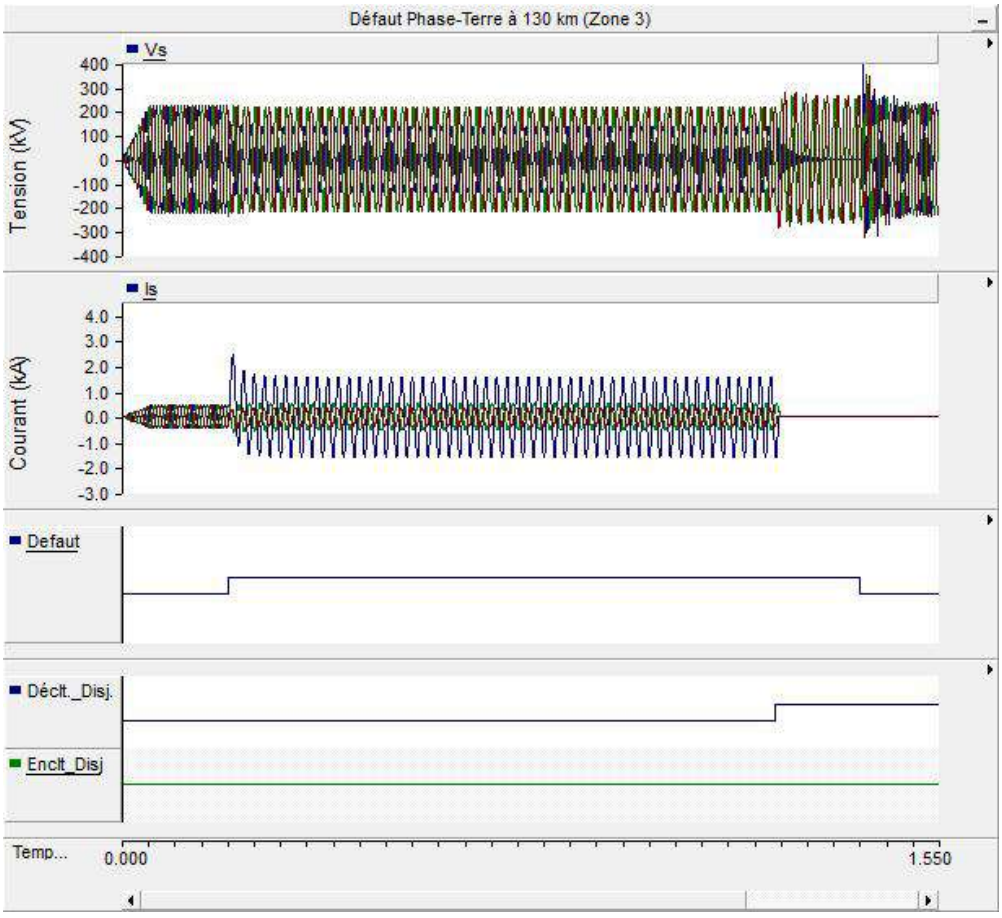
b). Formes des courants, tensions et des Top logique.

Figure IV.19 : Défaut Phase-Terre à 100 km.

C/. Défaut Phase-Terre à 130 km (Zone 3) :



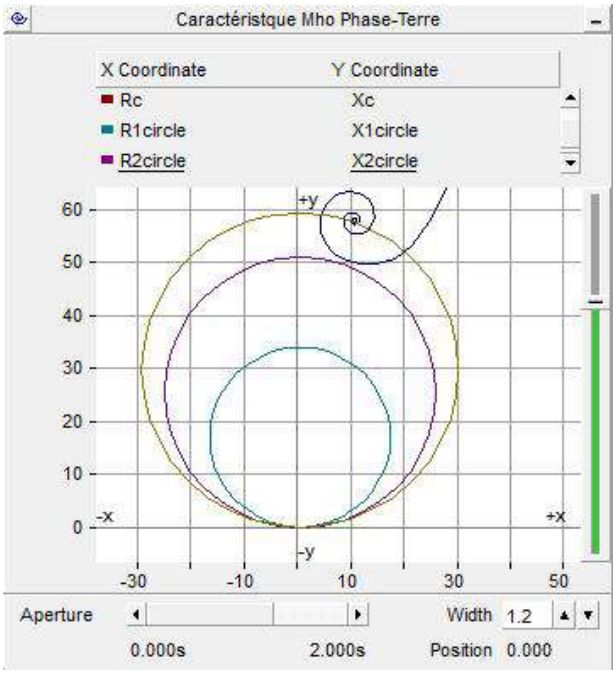
a). Trajectoire de l'impédance de défaut.



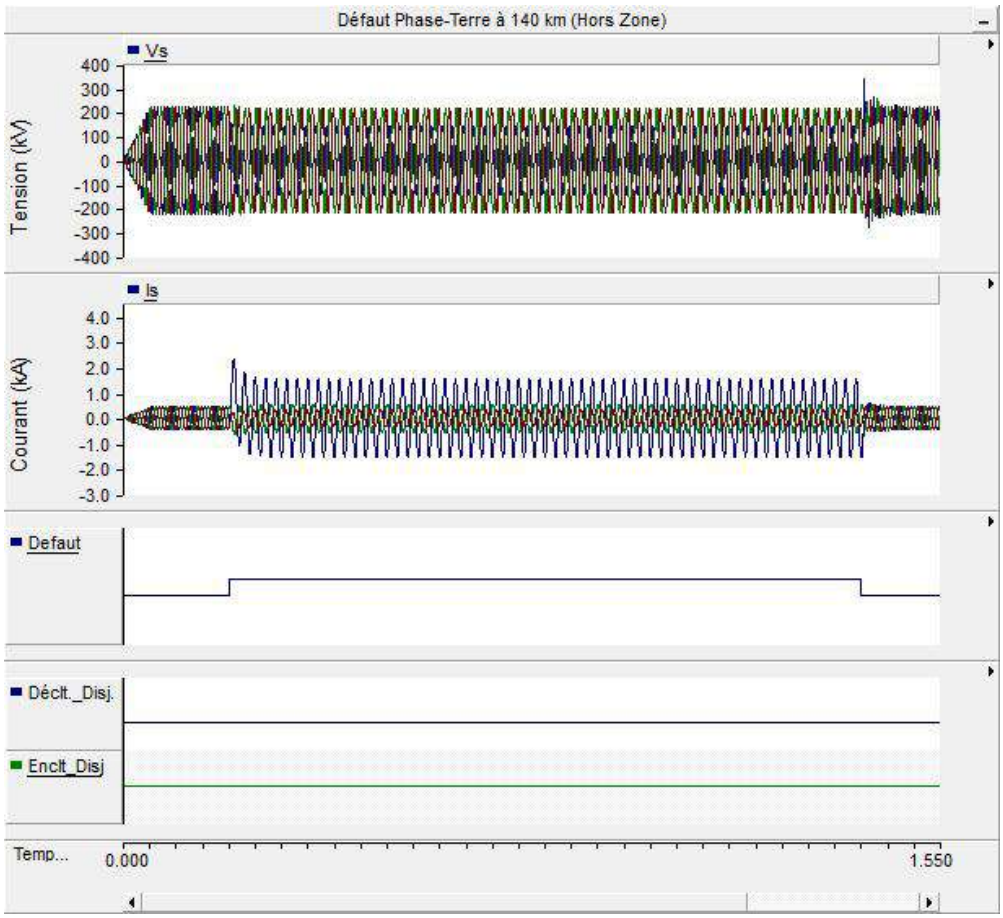
b). Formes des courants, tensions et des Top logique.

Figure IV.20 : Défaut Phase-Terre à 130 km.

D/. Défaut Phase-Terre à 145 km (hors Zone) :



a). Trajectoire de l'impédance de défaut.



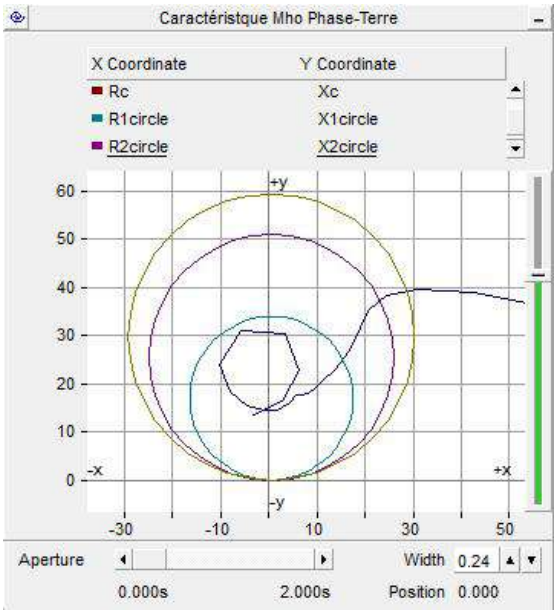
b). Formes des courants, tensions et des Top logique.

Figure IV.21 : Défaut Phase-Terre à 145 km.

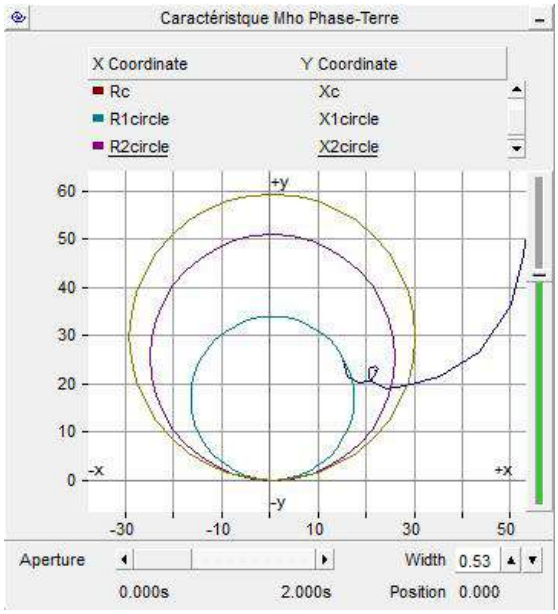
IV.3.2.5.2. Défaut Phase-Terre avec différentes Résistance de défaut :

Un défaut Phase-Terre est appliqué à 50 km (Zone 1) de la ligne avec des différentes résistances de défaut, les **Figures 4.22.a**, **4.22.b** et **4.22.c** montrent le comportement de la caractéristique Mho de la protection de distance lorsque la résistance de défaut est de **1Ω**, **18Ω** et **25Ω** respectivement.

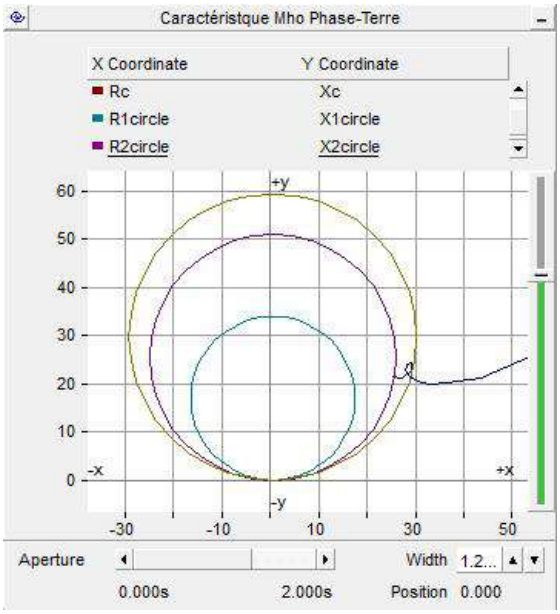
Lorsque la résistance de défaut est de **1Ω** le relais détecte le défaut dans la Zone 1, si on augmente la résistance de défaut à **18Ω** puis à **25Ω**, l'impédance de défaut va se déplacer en Zone 2 puis en Zone 3.



a). Résistance de Défaut à **1Ω**.



b). Résistance de Défaut à **18Ω**.



c). Résistance de Défaut à **25Ω**.

Figure IV.22 : Trajectoire de l'impédance de défaut avec différentes résistance de défaut.

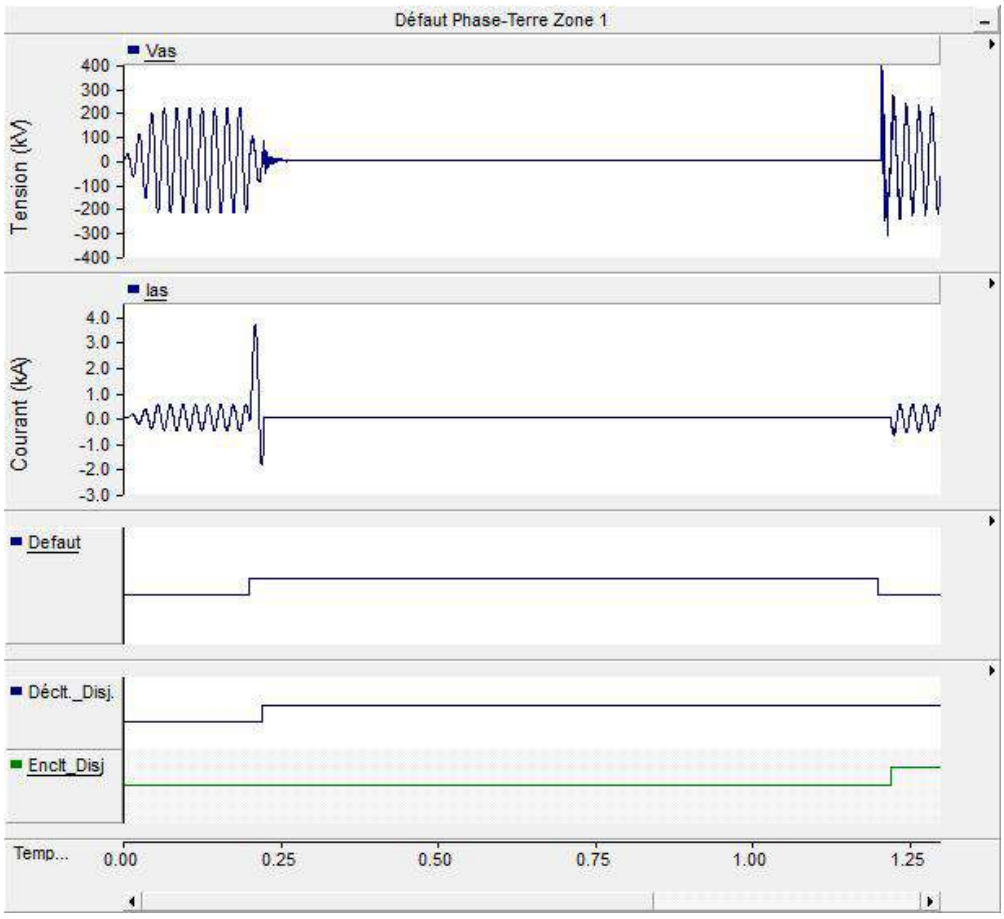
IV.3.2.5.3. Fonctionnement du Réenclencheur :

La fonction du réenclencheur est activée lors d'un défaut Phase-Terre de la Zone 1 et Zone 2 seulement.

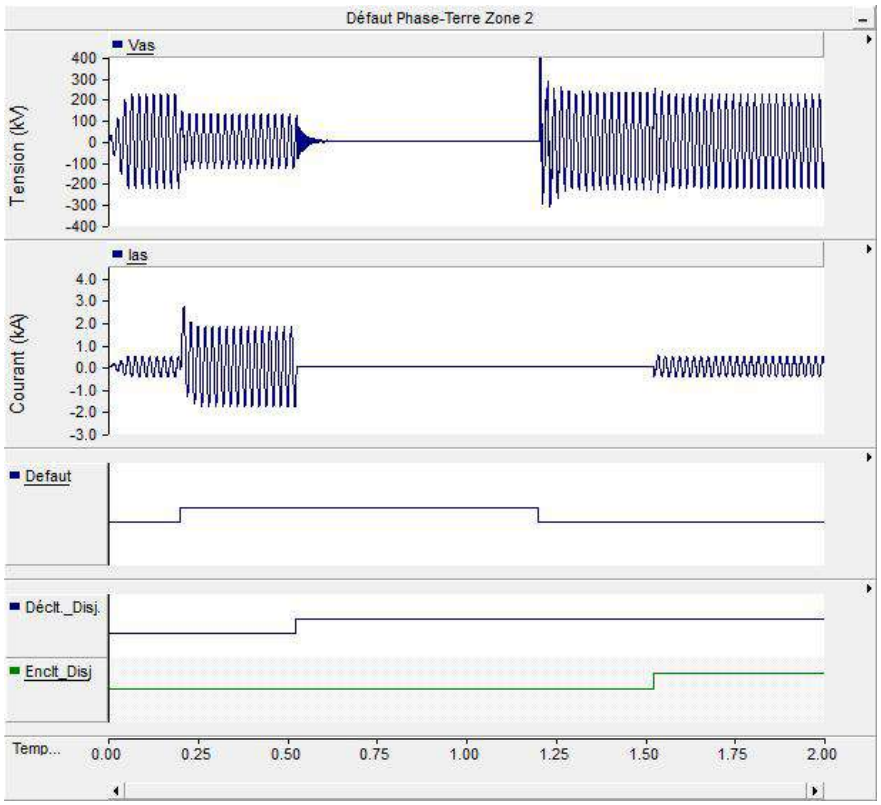
Les **Figures IV.23.a** et **IV.23.b** représentent le fonctionnement du réenclencheur lors d'un défaut Phase-Terre situé en Zone 1 et Zone 2.

Le verrouillage du réenclencheur est représenté sur la **Figure IV.23.c** pour un défaut Phase-Terre de la 3ème Zone et sur les **Figures IV.24.a** et **IV.24.b** pour un défaut Phase-Phase de la 1er et 2ème Zone.

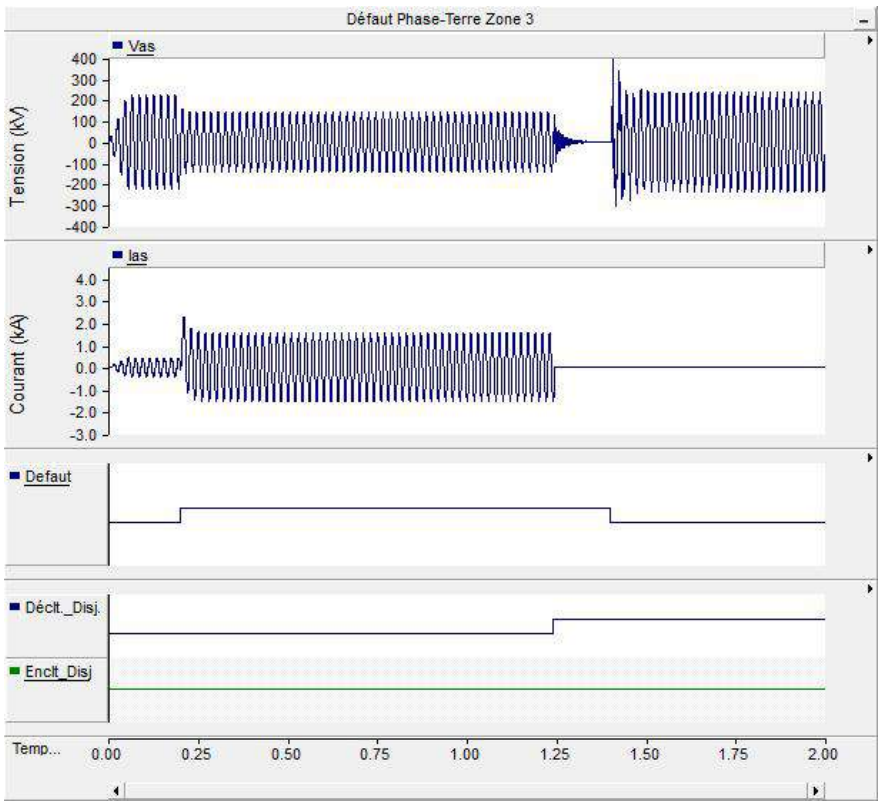
A/. Défaut Phase-Terre :



a). Défaut Phase-Terre en Zone 1 et avec réenclenchement.



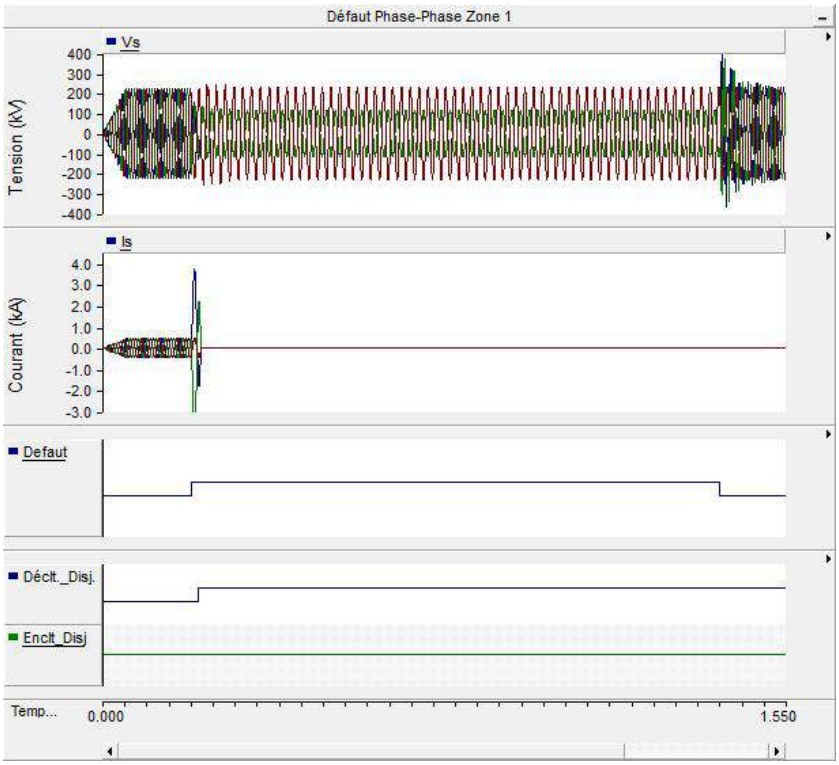
b). Défaut Phase-Terre en Zone 2 et avec réenclenchement.



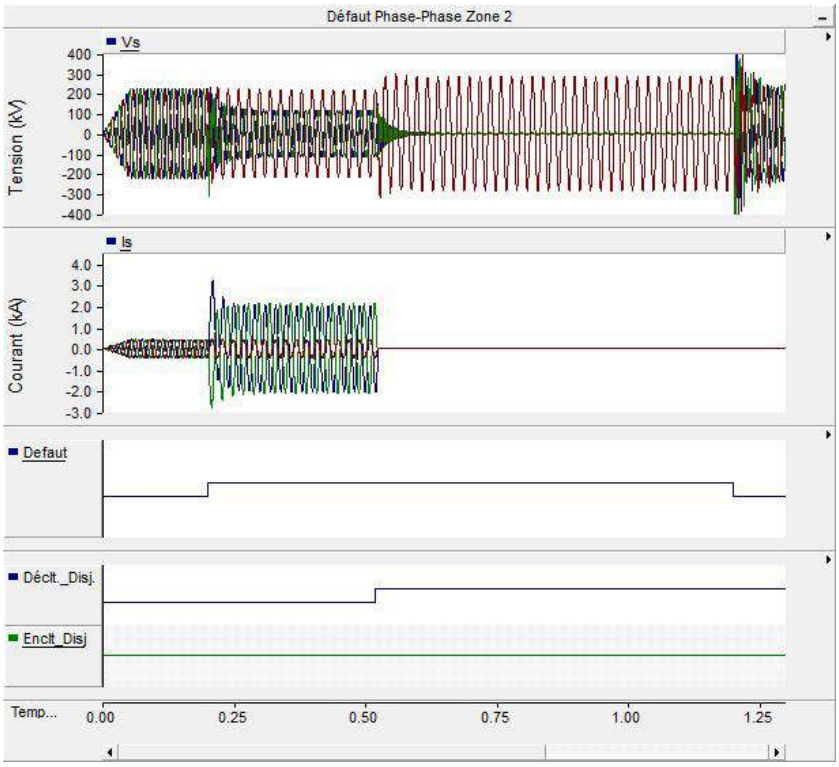
c). Défaut Phase-Terre en Zone 3 et sans réenclenchement.

Figure IV.23 : Logique de réenclencheur pour les défauts Phase-Terre.

B/. Défaut Phase-Phase :



a). Défaut Phase-Phase en Zone 1 et sans réenclenchement.



b). Défaut Phase-Phase en Zone 2 et sans réenclenchement.

Figure IV.24 : Logique de réenclencheur pour les défauts Phase-Phase.

IV.3.3. Protection Différentielle Ligne :

Le principe de la protection différentielle ligne consiste à calculer la différence entre les courants des extrémités de la zone à protéger (Ligne de transport à deux extrémités).

La protection différentielle doit fonctionner que pour le défaut interne, et elle doit être insensible pour les défauts en dehors de la zone de protection (Défauts externes).

La protection fonctionne lorsque le courant différentiel dépasse la valeur de seuil de réglage de I_{Diff}.

Pour les défauts externes, l'écart, le courant différentiel doit être égal à zéro, mais l'erreur provoquée par la saturation et TC et l'erreur de rapport de transformation conduit à une valeur non nulle. Pour éviter le mauvais fonctionnement le seuil de réglage de I_{Diff} augmentée à une valeur de 20% à 30%.

Pour le réglage de la protection dans le PSCAD, quatre (04) paramètres sont important à paramétrer dans le module de la protection différentielle (**Figure IV.26**) afin de réaliser la pente de caractéristique de la protection (**Figure IV.25**) :

I_{S1} : Le seuil de déclenchement du courant différentiel (I_{Diff});

K_1 : La 1er pente de la caractéristique de déclenchement en pourcentage ;

I_{S2} : Le seuil du courant stabilisant (I_{Bias});

K_2 : La 2ème pente de la caractéristique de déclenchement en pourcentage.

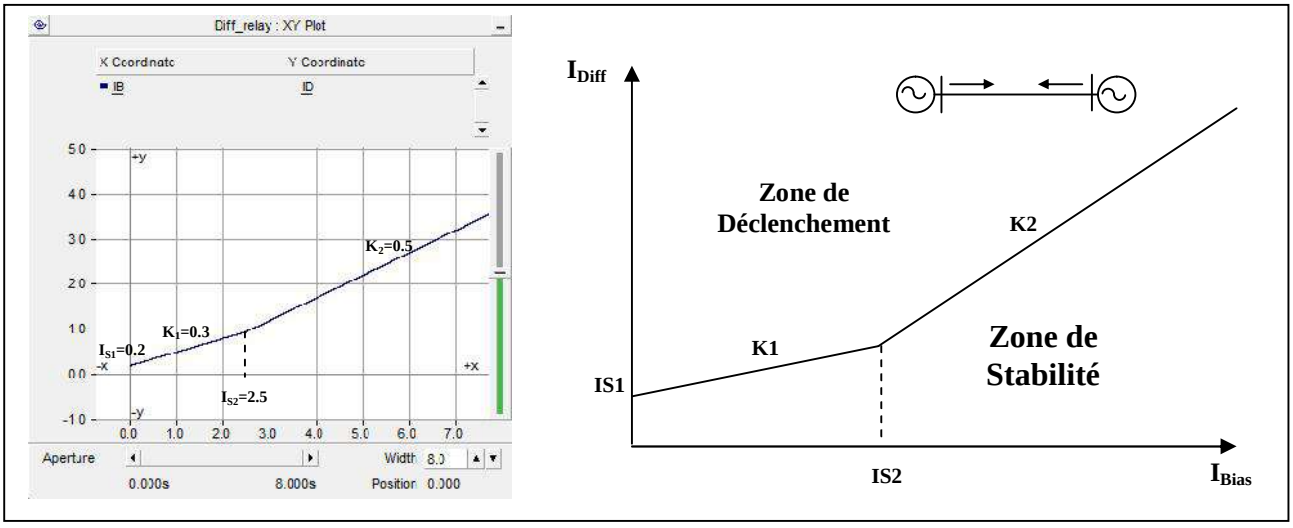


Figure IV.25 : Pente de caractéristique la Protection Différentielle.

Formules pour le courant différentiel $\mathbf{I_{Diff}}$ et le courant stabilisant $\mathbf{I_{Bias}}$ (séparément pour chaque phase), utilisé dans la pente de caractéristique du module de la protection différentielle, ont la forme suivante :

$$\boldsymbol{I_{Diff}} = |\boldsymbol{I_1} + \boldsymbol{I_2}| \qquad \text{(IV.8)}$$

$$\boldsymbol{I_{Bias}} = (|\boldsymbol{I_1}| + |\boldsymbol{I_2}|)/\mathbf{2} \qquad \text{(IV.9)}$$

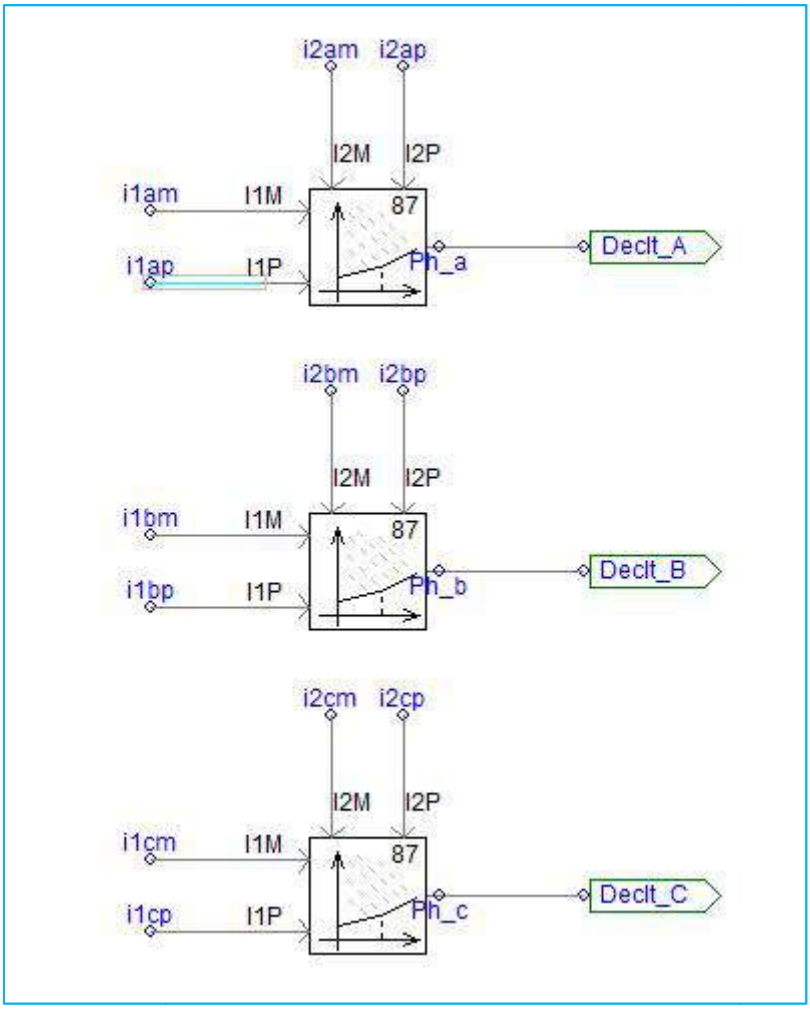
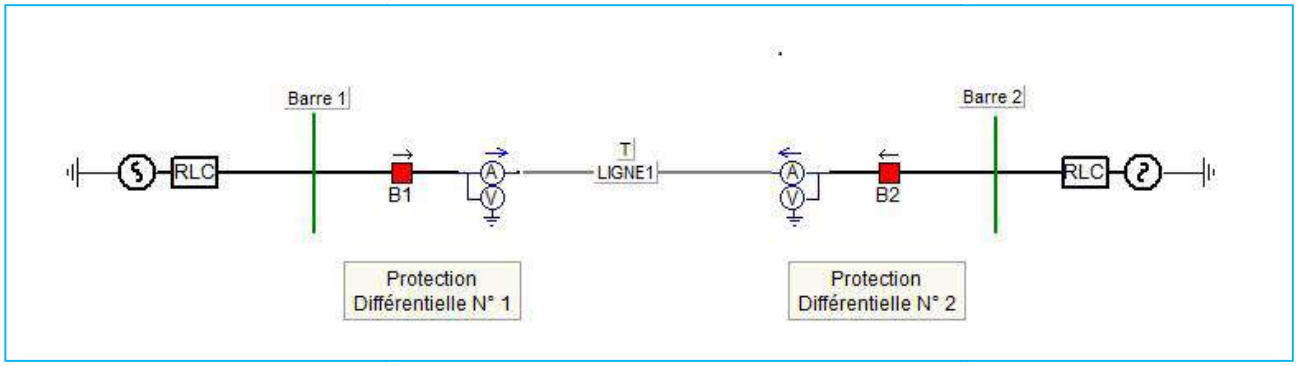


Figure IV.26 : Module de la Protection Différentielle.

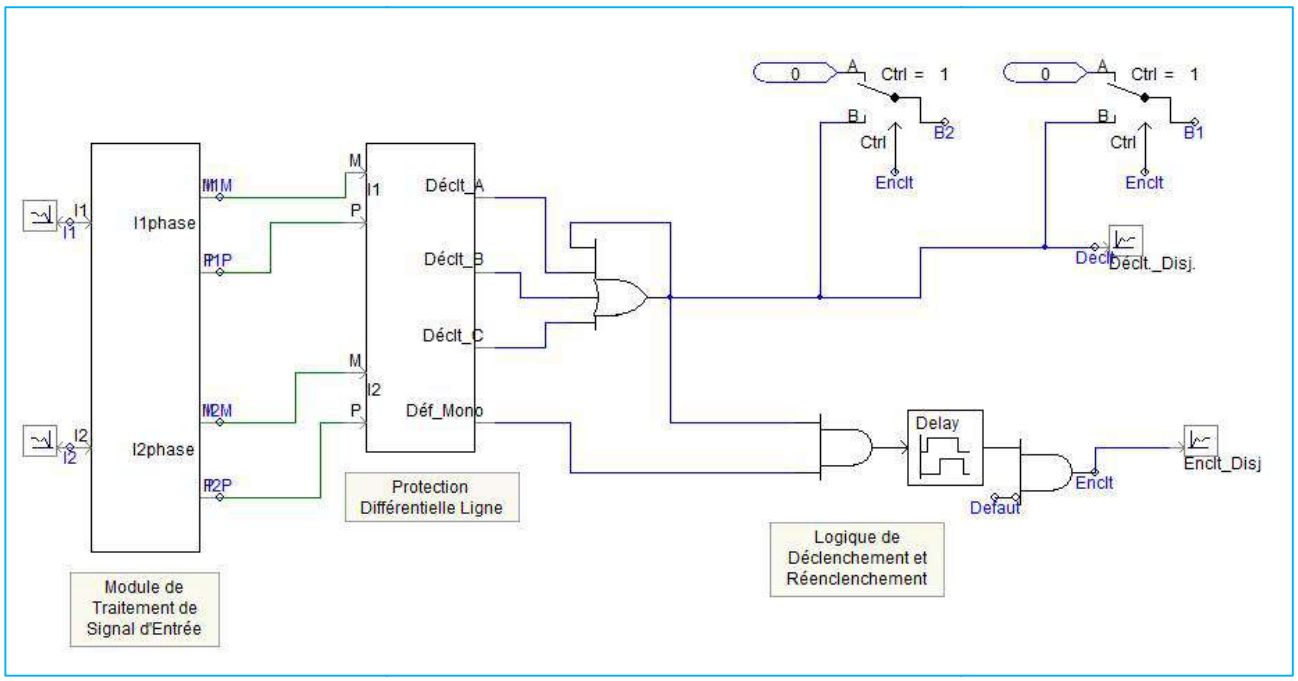
Les entrées de module de la **Figure IV.26** sont les amplitudes et les phases des courants des deux extrémités de la Ligne.

IV.3.3.1. Modélisation de la protection Différentielle Ligne :

La **Figure IV.27.a** représente le schéma bloc de la protection différentielle de la Ligne 1 (**Figure IV.27.b**), Le déclenchement est instantané de tout défaut situé dans la zone des protections 1 et 2 (quelle que soit sa position). Les limites de zone des protections sont fixées par les emplacements des transformateurs de courant situés aux extrémités de la Ligne à protéger.



a). Schéma unifilaire de la ligne à protéger.



b). Schéma bloc de la protection différentielle.

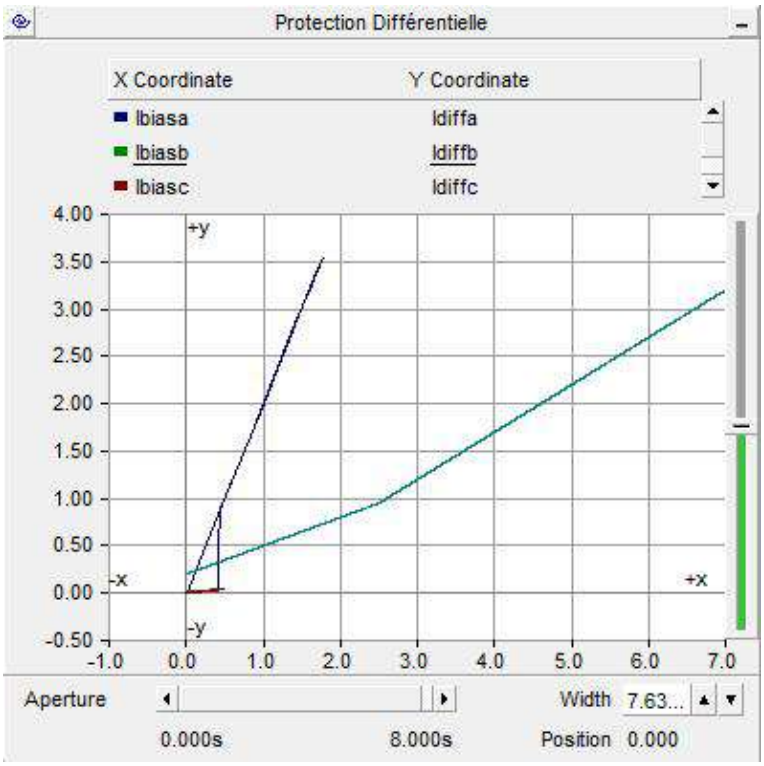
Figure IV.27 : Modèle de simulation de la protection Différentielle sur PSCAD.

IV.3.3.2. Résultats de simulation :

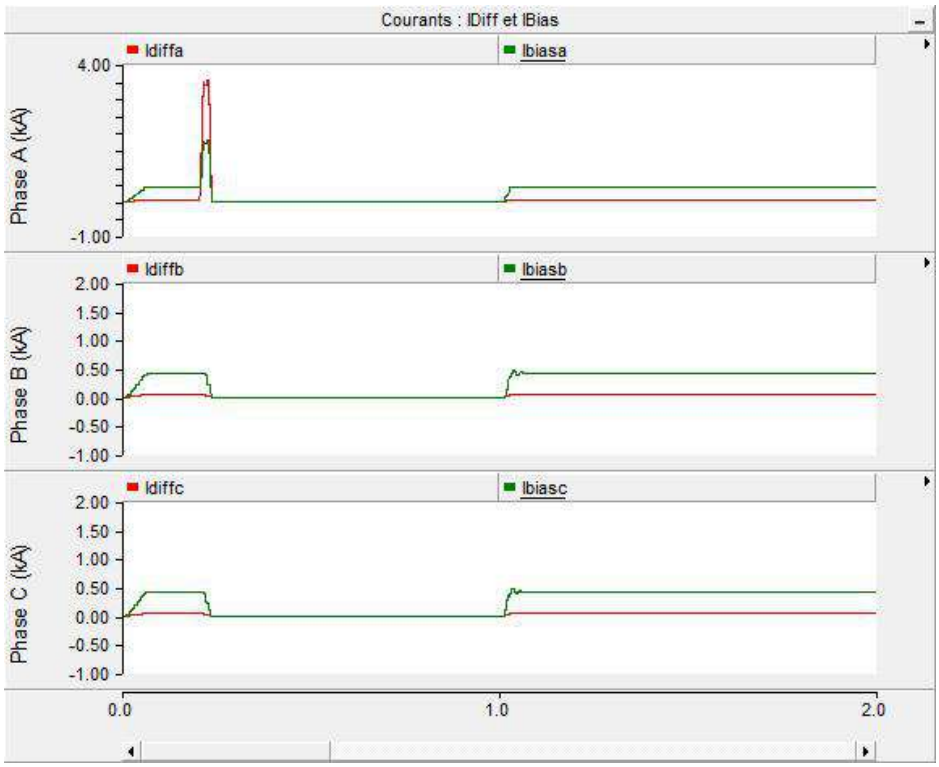
Pour le fonctionnement de la protection différentielle, on a applique un défaut Phase-Terre au milieu de la Ligne 1 (Défaut interne), un déclenchement instantanée du disjoncteur est apparu au moment du défaut, les résultats de simulation sont représentées sur la **Figure IV.28.**

Un défaut Phase-Terre est applique en dehors de la zone de protection pour voir la stabilité de la protection contre les défauts externes, la **Figure IV.29** montre le non fonctionnement et la stabilité de la protection différentielle pour ces types de défaut.

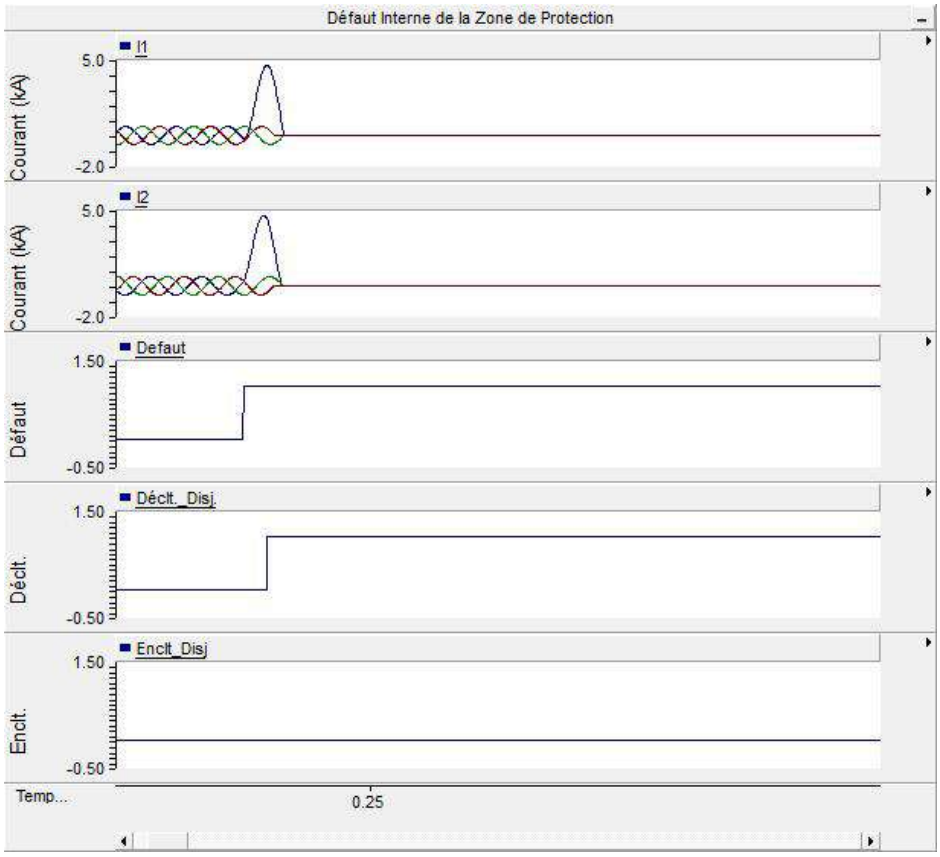
IV.3.3.2.1. Défaut interne de la zone de protection :



a). Pente de caractéristique et valeurs des courants I_{Diff} et I_{Bias}.



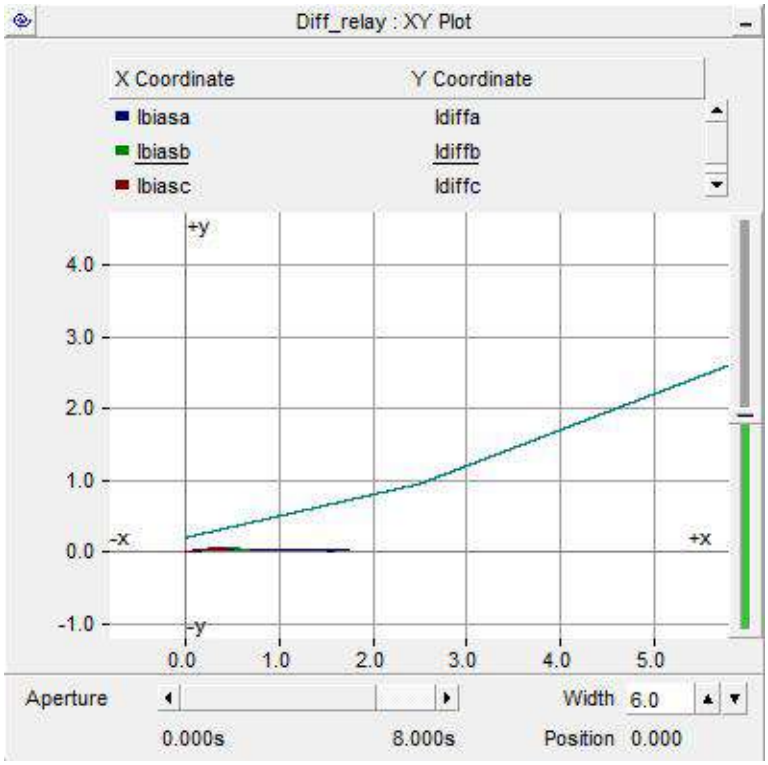
b). Formes des courants I_{Diff} et I_{Bias} des trois Phases.



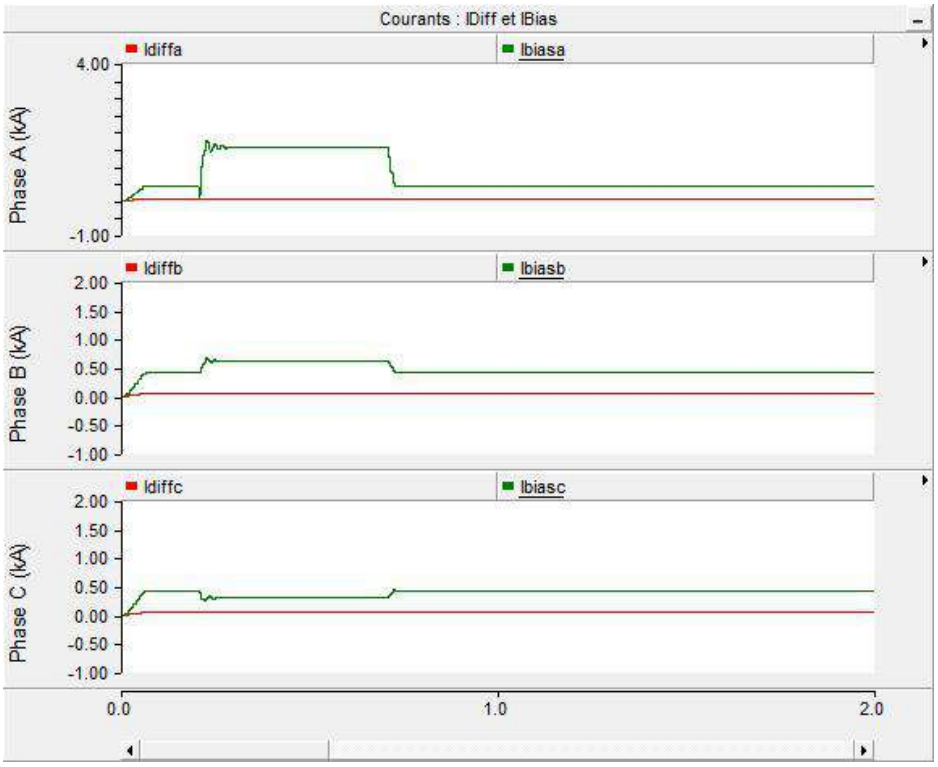
c). Courants de défaut des extrémités de la Ligne 1 et Top de déclenchement.

Figure IV.28 : Comportement de la protection pour un défaut interne.

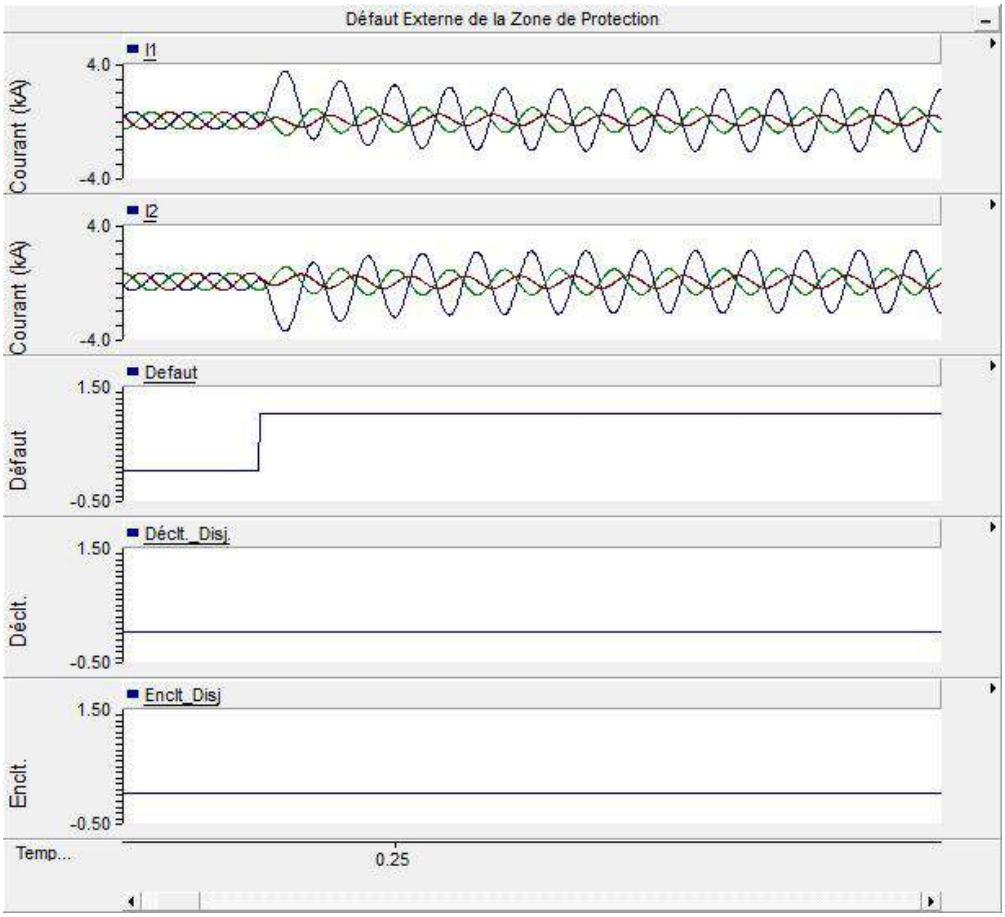
IV.3.3.2.2. Défaut externe de la zone de protection :



a). Pente de caractéristique et valeurs des courants I_{Diff} et I_{Bias}.



b). Formes des courants I_{Diff} et I_{Bias} des trois Phases.



c). Courants de défaut des extrémités de la Ligne 1 et Top de déclenchement.

Figure IV.29 : Comportement de la protection pour un défaut externe.

IV.3.4. Protection à maximum de courant :

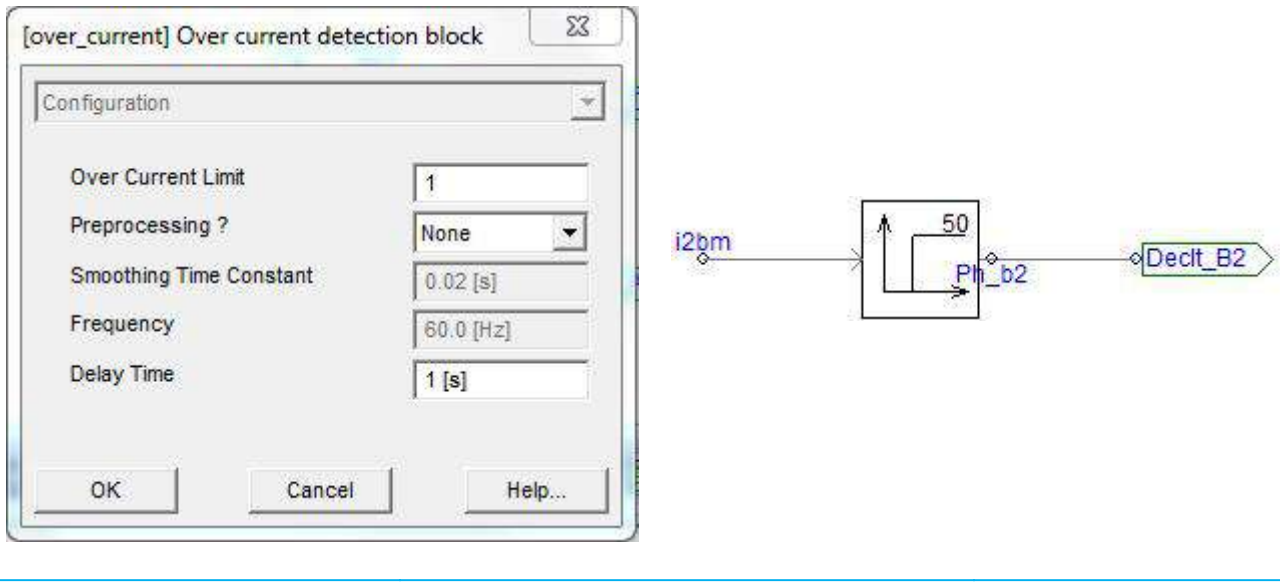
La protection à maximum de courant protège des lignes contres les perturbations qui provoquent des courants importants comme les courts-circuits, les surcharges et les défauts à la terre.

Les relais de protection à maximum de courant sont principalement définis par leurs caractéristiques temps/courant. On distingue deux types :

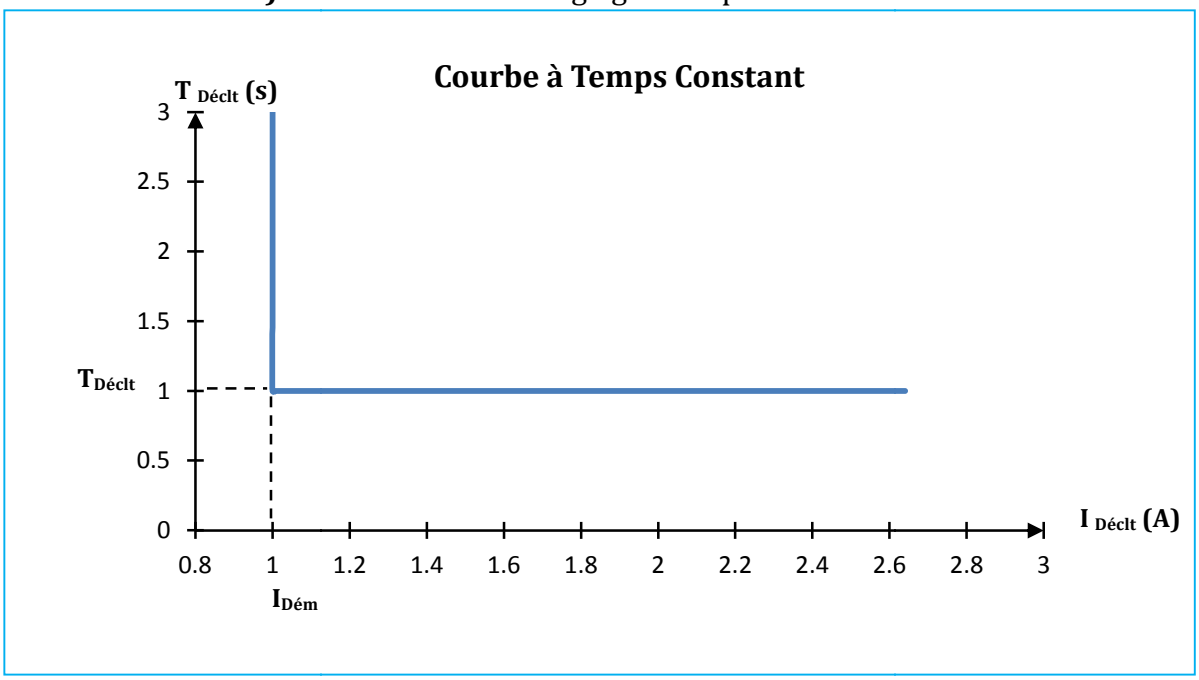
- Protection à maximum de courant à temps constant ;
- Protection à maximum de courant à temps inverse.

IV.3.4.1. Protection à Maximum de courant à temps constant :

La **Figure IV.30.a** représente le module de la protection à maximum de courant à temps constant ainsi le bloc de réglage du seuil de fonctionnement en courant (Over Current Limit) et la temporisation de déclenchement (Delay Time).



a). Module et Bloc de réglage de la protection.



b). Caractéristique de la protection.

Figure IV.30 : Protection maximum de courant à temps constant.

IV.3.4.2. Protection à maximum de courant à temps inverse :

La **Figure IV.31.a** représente le module de la protection à maximum de courant à temps inverse ainsi le bloc de réglage des paramètres de la caractéristique de la courbe à temps inverse calculer par l'équation suivante :

$$t_{Déclt} = TD\left(\frac{A}{(I/I_P)^p - 1} + B\right) + K \qquad \text{(IV.10)}$$

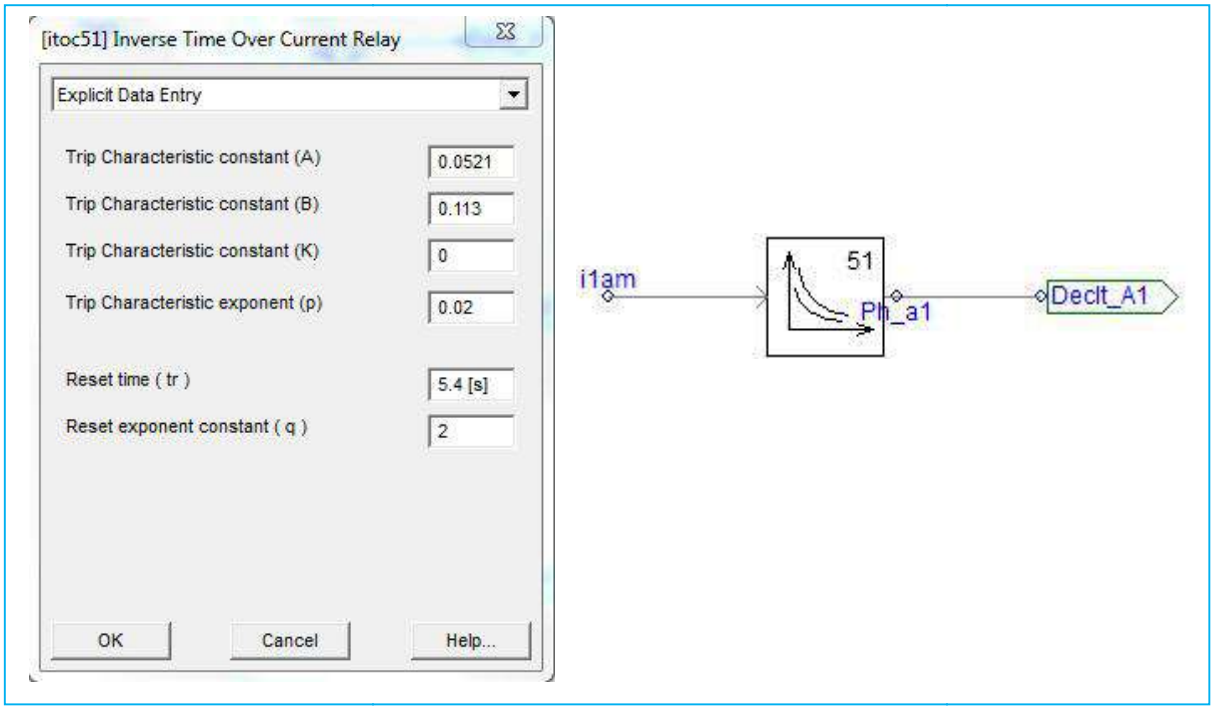
Avec :

TD : Valeur de réglage de Multiplicateur de Temps.

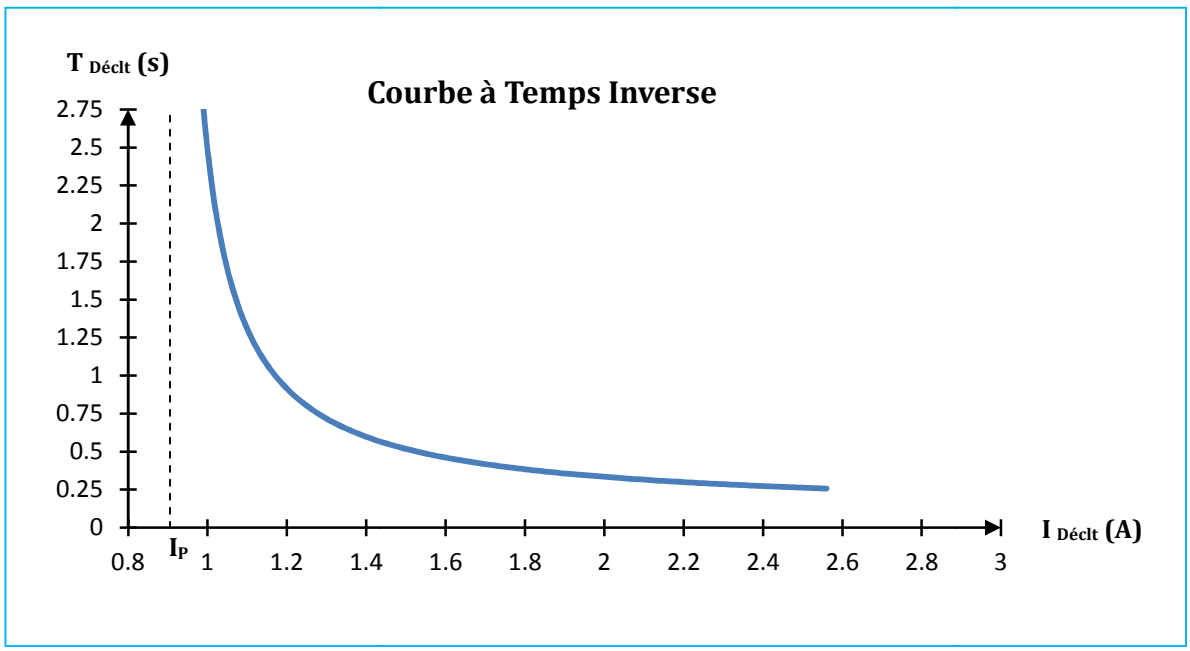
I : Courant de Défaut.

I_P : Valeur de réglage de courant d'excitation.

A, B, K, p : Constants de la caractéristique.



a). Module et Bloc de réglage de la protection.



b). Caractéristique de la protection

Figure IV.31 : Protection maximum de courant à temps inverse.

IV.3.4.3. Résultats de simulation :

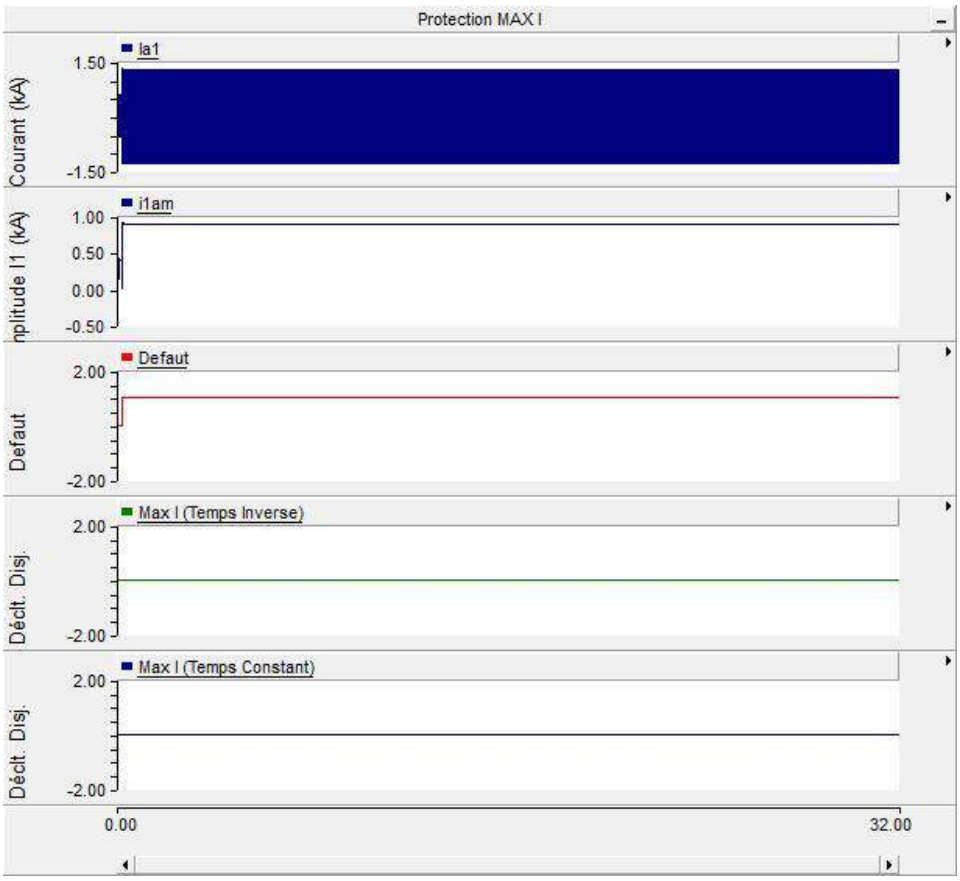
Dans notre cas d'étude, on a activé les deux caractéristiques de la protection à maximum de courant (MAX I à Temps Constant et MAX I à Temps Inverse) pour la protection de Ligne 1.

Les paramètres de réglages des deux protections sont résumés dans le Tableau suivant :

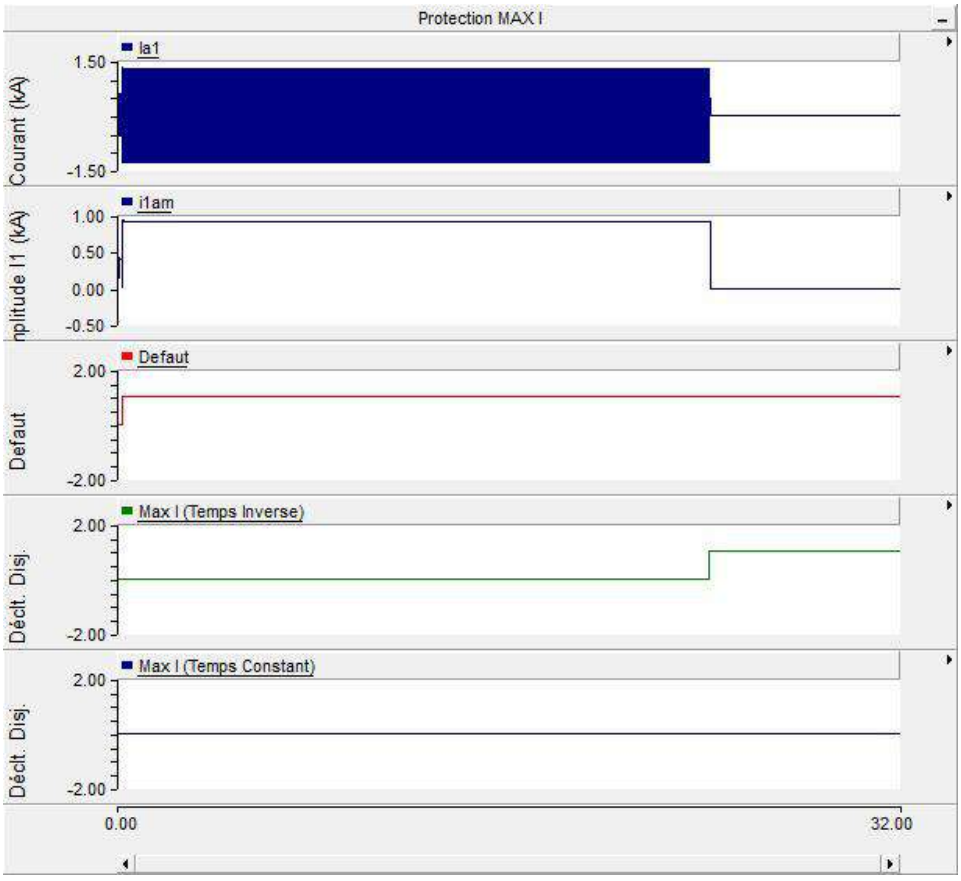
Tableau IV.3 : Paramètres de réglage des Protection à maximum de courant.

Paramètre	Valeur de Réglage
Protection à Temps Constant	
Seuil du Courant de Déclenchement :	$\mathbf{I_{Déclt.}}$ = 1.0 Ka
Temporisation de Déclenchement :	$\mathbf{T_{Déclt.}}$ = 1.0 s
Protection à Temps Inverse	
Multiplicateur de Temps :	$\mathbf{T_D}$ = 0.02
Valeur de réglage de courant d'excitation :	$\mathbf{I_P}$ = 0.9 Ka
Constants de la caractéristique :	**A** = 0.0521 ; **B** = 0.113 ; **K** = 0 ; **p** = 0.02
Equation de la Caractéristique : $\mathbf{I=f(t_{Déclt})}$	$t_{Déclt} = TD\left(\frac{A}{(I/I_P)^p - 1} + B\right) + K$

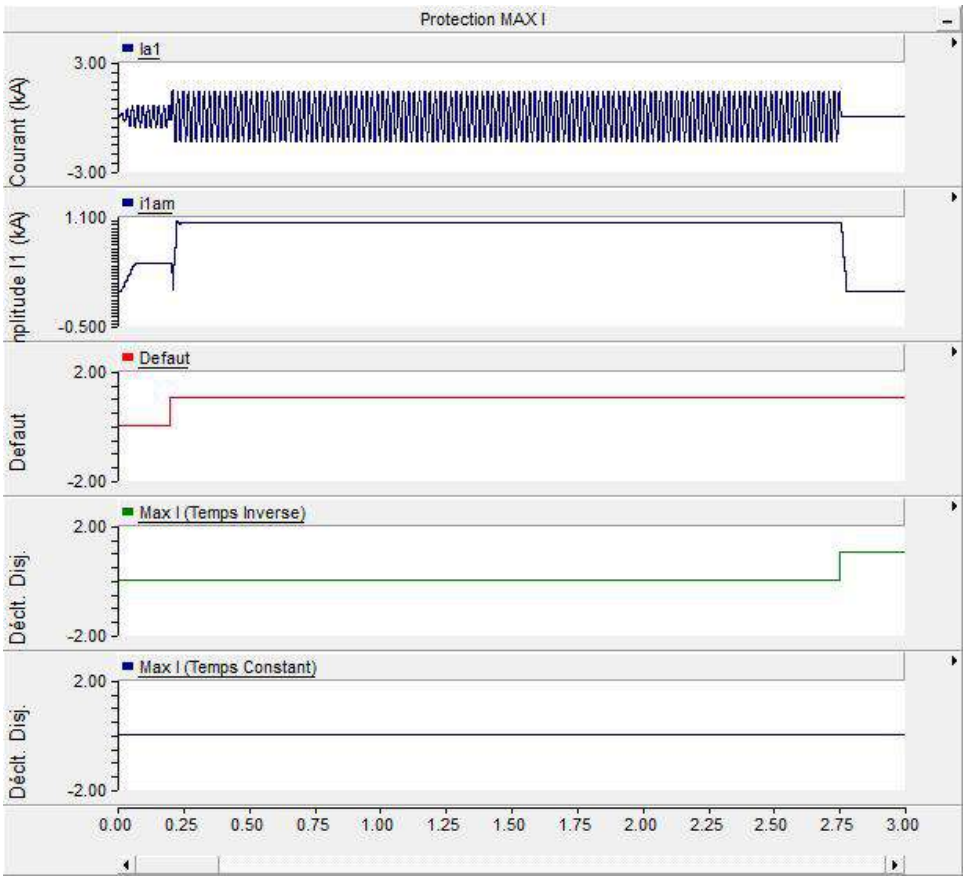
La simulation de la protection à maximum de courant est réalisée par l'application des différentes valeurs de courants de défaut Phase-Terre de **0.9 kA**, **091 kA**, **0.99 kA**, **1 kA** et **2 kA** dont les résultats sont représentés sur les Figures **IV.32.a**, **IV.32.b**, **IV.32.c**, **IV.32.d** et **IV.32.e** respectivement.



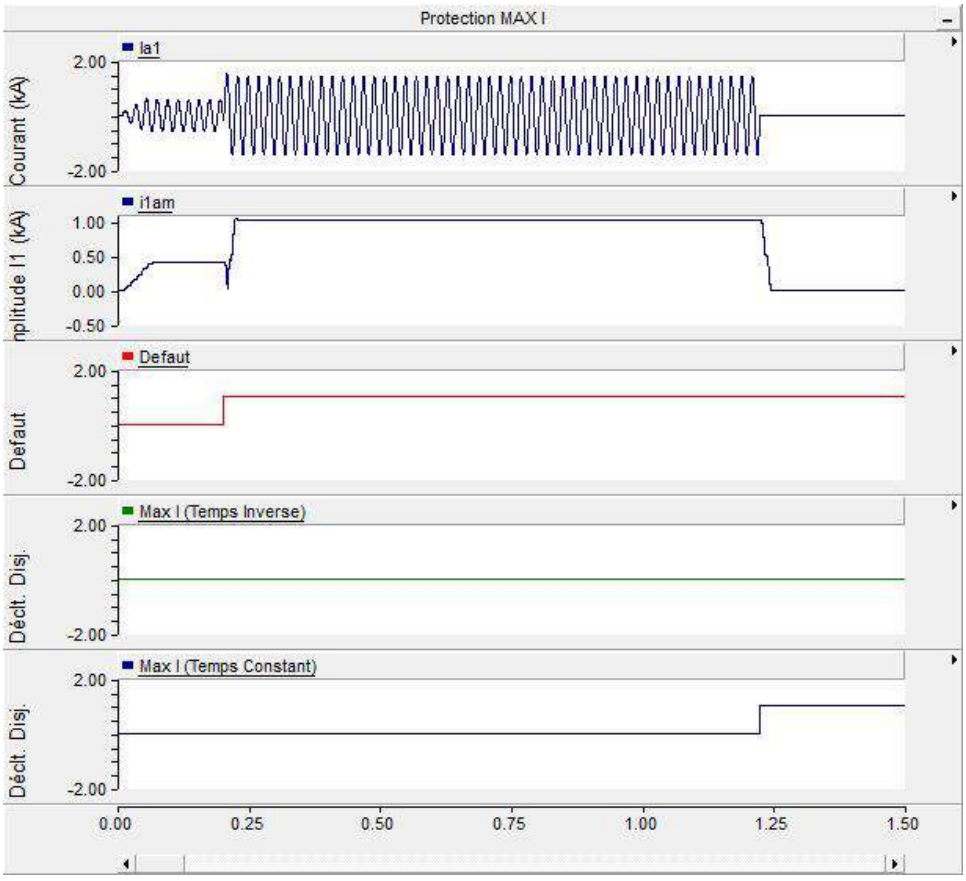
a). Courant de défaut $\mathbf{I_{Défaut}}$ **= 0.9 kA**.



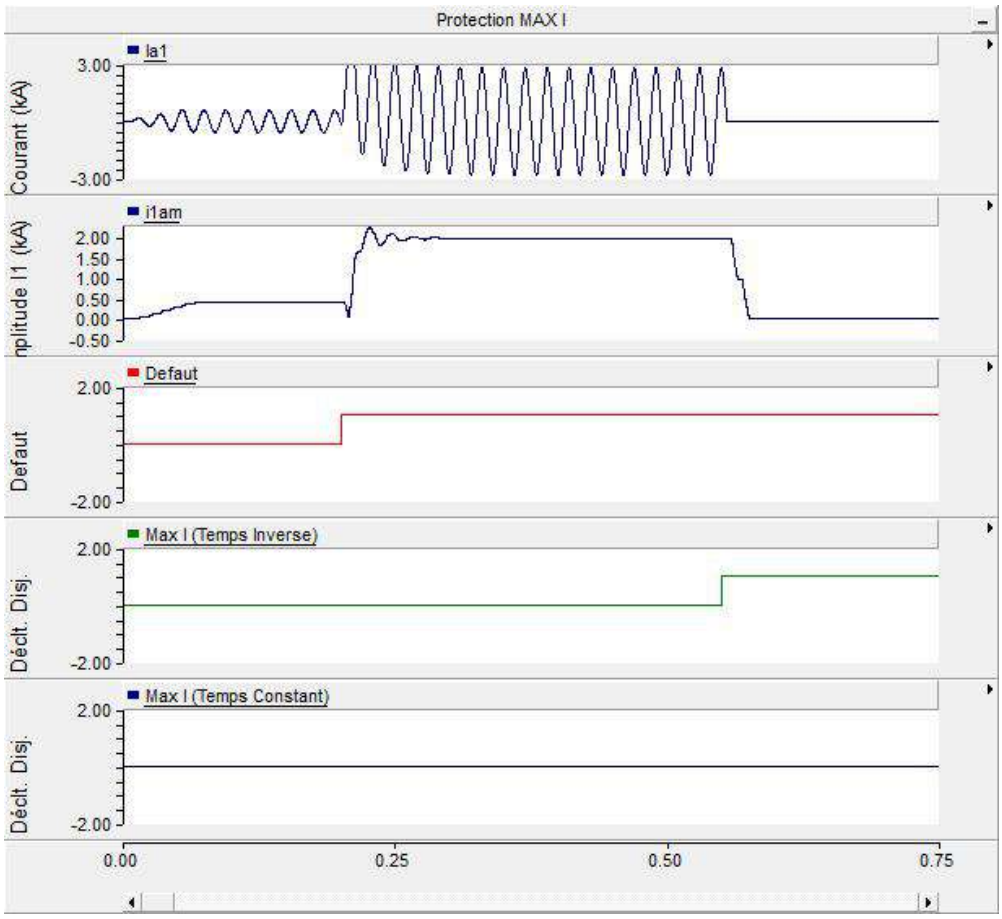
b). Courant de défaut $\mathbf{I_{Défaut}}$ **= 0.91 kA**.



c). Courant de défaut $\mathbf{I_{Défaut}}$ **= 0.99 kA**.



d). Courant de défaut $\mathbf{I_{Défaut}}$ **= 1 kA**.



e). Courant de défaut $\mathbf{I_{Défaut}}$ **= 2 kA**.

Figure IV.32 : Formes de courant de défaut et Top de fonctionnement de la Protection.

L'utilisation de relais à maximum de courant à temps inverse est préférable lorsque l'exploitation comporte la possibilité de surcharge important et de court durée ou dans le cas ou la sélectivité doit être coordonnée avec la réserve thermique de l'objet protégé.

Le relais à maximum de courant à temps constant possède une temporisation fixe pour toutes les valeurs de courant de défaut supérieur au courant de réglage.

Les relais de protection à maximum de courant, à temps constant qu'à temps inverse, possèdent un seuil instantané (seuil de courant violant) pour la détection rapide des courants de court-circuit élevés.

IV.4 Conclusion :

Dans ce dernier chapitre, nous avons élaboré des modèles de simulation da la protection des lignes de transport de l'électricité (Protection de distance, protection différentielle ligne et protection et protection à maximum de courant), on utilisant le logiciel de simulation PSCAD.

En premier, nous avons présenté la performance de la protection de distance qui utilise la caractéristique Mho pour des différents endroits de défaut (Zone 1, Zone 2 et Zone 3), des différents types de défaut (Phase-Terre, Phase-Phase, …) et avec des différentes résistances de défaut.

Un deuxième modèle de simulation de la protection différentielle ligne qui a été présenté dans notre étude. Pour voir le comportement du fonctionnement et de la stabilité de la protection, nous avons simulé des défauts internes et externes de la zone de protection.

En dernier, nous avons simulé un modèle de la protection à maximum de courant à temps constant et à temps inverse.

Conclusion Générale

Ce projet porte sur l'étude de la protection des lignes de transport de l'électricité Haute Tension contre les différentes perturbations auxquelles il peut être soumis tels que les courts-circuits et les surcharges électriques.

Les objectifs de ce travail ont été assignés et pris en charge à travers ces quatre chapitres constituant ce mémoire :

Dans le premier chapitre nous avons caractérisé la structure, l'architecture et l'exploitation du réseau électrique, l'étude des différents types des défauts notamment les courts-circuits et leurs origines et leurs conséquences sur le système électrique, afin de préserver le système de ces perturbations, il est nécessaire d'équiper le réseau par un système de protection approprié.

En effet, pour assurer la protection du réseau électrique, une étude des différents types de protection a été présentée dans le deuxième chapitre. Nous avons présenté en premier, le principe de fonctionnement de la protection à maximum de courant avec ces différentes caractéristiques à temps constant et à temps inverse. La description et les principes de fonctionnement de la protection différentielle et la protection de distances sont présentés par la suite. Enfin, la présentation et la description des différentes caractéristiques et réglages des zones de protection de distance, les erreurs de mesure dans la protection et ces fonctions supplémentaires.

Le troisième chapitre, traite la structure et la conception d'un relais de protection numérique. Les principaux modules internes du modèle de relais numérique sont présentés dans ce troisième chapitre. Ces modules sont : le module de mesure analogique, module de filtrage, module de conversion analogique-numérique (CAN), module de l'algorithme d'estimation des quantités des phases et le module de logique de relais (Microprocesseur).

La simulation des différentes modèles des relais de protection numérique tels que la protection de distance, la protection différentielle et la protection à maximum de courant est décrite dans le dernier chapitre. La méthodologie proposée consiste à intégrer les modèles de relais numériques dans un modèle du système électrique on utilisant l'environnement PSCAD/EMTDC. Les Composants du PSCAD/EMTDC qui sont utilisés pour le modèle du système électrique et les modèles des relais de protection numérique présentés dans notre simulation sont également présentés dans ce dernier chapitre.

Les modèles de simulation présentés dans le dernier chapitre sont réparties comme suit :

- Présentation des résultats de simulation des formes des signaux d'entrées analogiques (avant et après le traitement des signaux d'entrées par le module FFT).
- Simulation de la protection de distance d'une ligne en utilisant la caractéristique Mho avec application des différents types de défauts sur différentes endroits de la ligne pour définir les limites des zones de fonctionnement et la sélectivité chronométrique de la protection ainsi la logique de fonctionnement du réenclencheur et le comportement de la protection lors des différentes type de défaut Phase-Terre et Phase-Phase. Les résultats de simulation lors de l'application des différents défauts avec différentes résistance de défaut ont expliqués l'insensibilité de la protection de distance qui utilise la caractéristique Mho pour les défauts résistants.
- Simulation d'un modèle d'une protection différentielle de ligne avec application des défauts internes de la zone de protection et des défauts externes, les résultats obtenus expliquent le bon fonctionnement de la protection lors des défauts internes et sa stabilité pour défauts externe de la zone de protection.
- En dernier, la simulation de la protection à maximum de courant à temps constant et à temps inverse avec application de différentes valeurs de courant de défaut.

Finalement, nous espérons que notre travail sera fort utile pour l'amélioration des connaissances des étudiants et constituera une étape pour aborder une étude plus approfondie sur la simulation des protections de réseau électriques par l'utilisation du logiciel de simulation PSCAD/EMTDC et d'autre logiciel.

Références Bibliographiques

[1] G. RAMI, **« Contrôle de tension auto adaptatif pour des productions décentralisées d'énergies connectées au réseau électrique de distribution »**. Ph. D. Thesis, INP Gronoble, 2006.

[2] A. HAMMOUD, **« Etude des convertisseurs haute tension pour la protection et la coordination de réseau de distribution »**. Thèse pour le grade de Docteur en Génie Electrique, INSA de Lyon, 2010.

[3] SIEMENS, **« Power Engineering Guide - Transmission and Distribution »** 4th Edition, 2005.

[4] J.M. DELBARRE, **« Postes à HT et THT - Rôle et Structure »**, Techniques de l'Ingénieur, Traité Génie électrique, D 4570, 2004.

[5] M. ZELLAGUI, **« Etudes des protections des réseaux électriques MT (30 & 10kV) »**, Mémoire de Magistère en Electrotechnique, Université Mentouri Constantine, 2010.

[6] Groupe Sonelgaz, XD, **« Guide Technique de Distribution »**, Document technique de Groupe SONELGAZ, 1984.

[7] Schneider Electric, **« Architecteur de Réseau de Distribution »**, 2007.

[8] SONELGAZ Prévention et Sécurité, **« Prévention du Risque Electrique »**, Carnet de Prescriptions au Personnel du Groupe SONELGAZ, Edition 2001.

[9] Schneider Electric, **« Protections des Réseaux Electriques »**, Guide de la Protection, 2008.

[10] M. LAMI, **« Protection et Surveillance des Réseaux de Transport d'Énergie Électrique »**, Volume 2, Electricité de France (EDF), février 2003.

[11] C. PRÉVÉ, **« Protection des Réseaux Electriques »**, Edition HERMES, Paris 1998.

[12] C. RUSSELL MASON, **« The Art and Science of Protective Relaying »**, 1956 - New York.

[13] C. CLAUDE & D. PIERRE, **« Protection des Réseaux de Transport et de Répartition »**, Direction de la Production et du Transport d'Electricité (EDF), octobre 2005.

[14] R. LADJEROUD, **« Protection Adaptative par Relais à Minimum d'Impédance »**, Mémoire de Magistère en Génie Electrique, Université M'Hamed BOUGARA, Boumerdes, 2006.

[15] L. G HEWITSON, M. BROWN, R. BALAKRISHNAN, **« Guide de la protection des équipements électriques »**, Paris : Dunod, 2007.

[16] G. ZIEGLER, **« Numerical Distance Protection, Principe and Application »** Third Edition, Siemens Aktiengesellschaft, Berlin und München, 2008.

[17] GE Digital Energy, **« Line Protection with Distance Relay »,** Article : Art14.

[18] J.G. ANDRICHAK, G.E. ALEXANDER, « Distance Relay Fundamentals », GE Power Manager.

[19] G. ZIEGLER, **« Numerical Distance Protection, Principe and Application »** Fourth Edition, Siemens Aktiengesellschaft, Berlin und München, 2011.

[20] Alsthom, **« Network Protection and Automation Guide: Protective Relays, Measurement and Control »**, Second Edition, 2011.

[21] M. PETARD. **« Généralités sur la Protection des réseaux d'énergie Electrique: Relais de protection »**, EDF, 1961.

[22] Guide for Application of Current Transformers: used for Protective Purposes C37.110 IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 14, N°, 1, January 1999.

[23] J.L. BLACKBURN, **« Protective relaying. Principles and applications »**, New York Basel, Marcel Dekker Inc. Distribué en France par Librairie Lavoisier (1987).

[24] Newcombe, et al. « **Protective Relay Application Guide »**, 1975, Scolor Press.

[25] **« Site Internet EDF partie protection HTB/HTA »**, Année 2008.

[26] Dj. LABED, **« Production Décentralisée et Couplage au Réseau »** Thèse Doctorat D'Etat, Université Mentouri Constantine, Année 2008.

[27] S.G. AQUILES PEREZ, **« Modeling Relays For Power System Protection Studies »**, Ph. D. Thesis, University of Saskatchewan Saskatoon, Saskatchewan, Canada, 2006.

[28] T. BOUTHIBA, **« Contribution au Développement de nouvelles techniques pour la protection des lignes de transport THT contre les surtensions de manœuvre et les défauts électriques »**, Thèse de Doctorat, USTO, 2004.

[29] M^{elle} F.Z. ELMEZOUAR & M^{elle} A. RAOUDl. **« La protection Numérique d'une Ligne Haute Tension »**, Thèse Ingénieur d'Etat ; Université Djillali Liabes de Sidi Bel Abbès, Promotion 2008-2009.

[30] R. C. JAEGER, **« Tutorial: Analog Data Acquisition Technology »**, IEEE Micro, February 1982.

[31] P. G. McLaren, K. Mustaphi, G. Benmouyal, S. Chano, A. Girgis, C. Henville, M. Kezunovic, L. Kojovic, R. Marttila, M. Meisinger, G. Michel, M. S. Sachdev, V. Skendzic, T. S. Sidhu, and D. Tziouvaras, **« Software Models for Relays »**, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 16, No. 12, April 2001, pp. 238-45.

[32] Dr. Hamid H. Sherwali and Eng. Abdlmnam A. Abdlrahem, **« Simulation of numerical distance relays »**, Al-Fatah University, Tripoli-Libya.

[33] H. A. ELEKERMI, **« Localisation des Défauts dans les Lignes de Transport en utilisant les Valeurs Instantanées des Signaux »**, Mémoire de Magistère, USTO, 2008.

[34] SIEMENS AG, **« Protection de Distance 7SA6 V. 4.6 »**, 7SA6 Manuel, 2004.

[35] Craig Muller, « **User Guide: On The Use Of PSCAD, Manitoba HVDC Research Centre »**, Canada, 2005.

[36] LEE KAH CHOON, **« SIMULATION STUDY AND SETTING OF DISTANCE RELAYS ON DOUBLE CIRCUIT TRANSMISSION LINES USING PSCAD »**, Bachelor of Engineering (Electrical), Faculty of Electrical Engineering Universiti Teknologi Malaysia, 2003.

[37] Abdullah Asuhaimi bin Mohd. Zin, Md Shah Majid, Ahmad Safawi Mokhtar & Saifulnizam Abd. Khalid, **« Power System Engineering »**, Faculty of Electrical Engineering, 2012.

[38] GRTE/AL (SONELGAZ), Référence « Direction Maintenance et Travaux – Division Essais et Contrôle » et « Direction Exploitation – Département Méthodes et Coordination ».

A.1. Forme d'un court circuit :

Le réseau amont d'un court circuit peut se mettre sous la forme d'un schéma équivalent constitué d'une source de tension alternative d'amplitude constante E et d'une impédance en série Z_{CC} (voir **Figure A.2**).

Z_{CC} est l'impédance de court circuit, elle est égale à l'impédance équivalente aux câbles, aux lignes et aux transformateurs parcourus par le courant de court circuit. Toutes les impédances doivent être ramenées à la tension simple E (voir **Figure A.1**). L'impédance Z_{CC} est alors équivalente à une réactance X et une résistance R en série.

$$Z_{CC} = \sqrt{R^2 + X^2} \qquad (A.1)$$

Avec $X = L \cdot \omega$

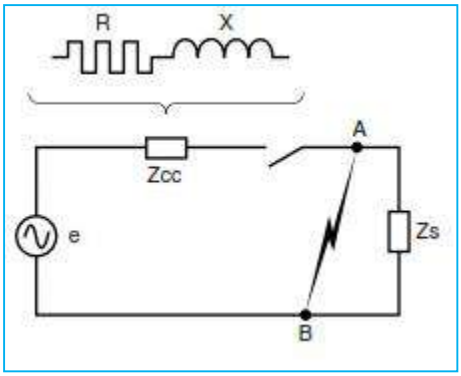


Figure A.1 : Schéma équivalent du réseau amont au court circuit

Ainsi, lors d'un court circuit on applique une tension $e = E \cdot \sqrt{2}\, sin(\omega t + \alpha)$ à un circuit composé d'une réactance et d'une résistance en série.

α est l'angle d'enclenchement, il définit la phase de la tension à l'instant d'apparition du court circuit (voir **Figure A.2**).

Appelons φ le déphasage entre la tension et le courant en régime établir, on a alors $tg(\varphi) = X/R$. On démontre que l'expression du courant de court circuit est :

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

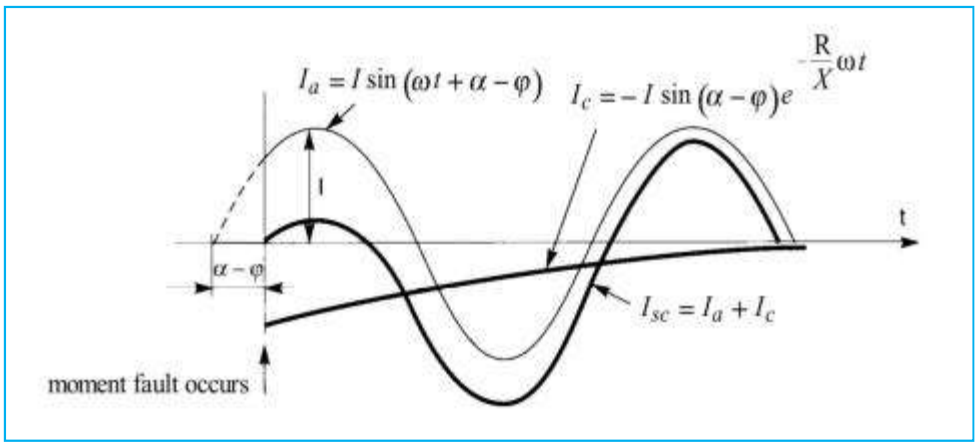


Figure A.2 : Décomposition du courant de court circuit.

Le courant I_{CC} est donc la somme d'un courant sinusoïdal :

$$I_a = \frac{E\sqrt{2}}{Z_{CC}} \sin(\omega t + \alpha - \varphi) \quad (A.3)$$

Et d'un courant apériodique tendant vers **0** de façon exponentielle :

$$I_c = \frac{E\sqrt{2}}{Z_{CC}} \sin(\alpha - \varphi) e^{-\frac{R}{X}\omega t} \quad (A.4)$$

La valeur efficace du courant en régime établir est donc :

$$I_{eff} = \frac{E}{Z_{CC}} \quad (A.5)$$

Si l'angle d'enclenchement $\alpha = \varphi$, la composante apériodique est nulle, le régime est dit symétrique. Si l'angle d'enclenchement $\alpha = \varphi$, 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 :

$$I_{cc} = \frac{E\sqrt{2}}{Z_{CC}} \left[\sin\left(\omega t + \frac{\pi}{2}\right) - e^{-\frac{R}{X}\omega t}\right] \quad (A.6)$$

Donc, la valeur crête maximale du courant est donc :

$$\hat{I} = \frac{E\sqrt{2}}{\sqrt{R^2+X^2}} \cdot \left[1 + e^{-\frac{R}{X}\pi}\right] \quad (A.7)$$

A.2. Composantes symétriques :

La théorie des composantes symétriques s'applique tout aussi bien à des vecteurs tournants tels que des tensions et des courants qu'à des vecteurs fixes tels que des impédances ou des admittances même si la théorie son développé pour des tensions, elle a tout aussi peut être démontrée pour des courants ou des, impédances doit on ne mentionnera que les équations intéressantes. Les composantes symétriques permettent surtout d'étudier le fonctionnement d'un réseau polyphasé de constitution symétrique lorsque l'on branche en un de ses points un récepteur déséquilibré.

Soit parce qu'il s'agit effectivement d'une charge non équilibrée soit plus fréquemment lorsque se produit un défaut. Cette méthode est celle des composantes symétriques qui est applicable aux tensions, courants, puissances … etc.

Les composants symétriques comportent trois systèmes de vecteurs équilibrés, indépendants l'une de l'autre au point de vue amplitude et angle de phase. Un système triphasé quelconque peut être décomposé en trois (03) systèmes :

- Système Direct (**Vd**) ;
- Système Inverse (**Vi**) ;
- Système Homopolaire (**Vo**).
-

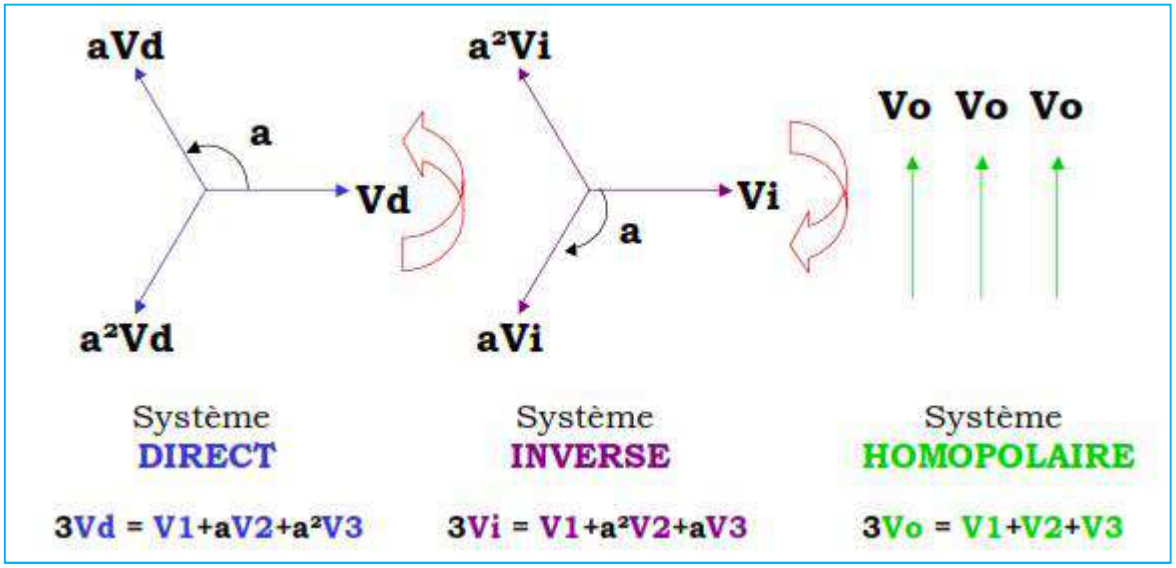


Figure A.3 : Système triphasé quelconque obtenu en trois systèmes équilibré.

A.3. Calcul du courant de court circuit :

Tableau A.1 : Les courants et les tensions des phases en fonction de type de court-circuit.

Types de Défauts	Les courants électriques			Les tensions électrique		
	I_{L1}	I_{L2}	I_{L3}	V_{L1}	V_{L2}	V_{L3}
Triphasés symétriques isolé	$\frac{E}{Z_1}$	$a^2.\frac{E}{Z_1}$	$a^2.\frac{E}{Z_1}$	0	0	0
Biphasés isolés (Ph2-Ph3)	0	$\frac{E.(a^2-a)}{Z_1+Z_2}$	$\frac{E.(a-a^2)}{Z_1+Z_2}$	$\frac{2.E.Z_2}{Z_1+Z_2}$	$\frac{E.Z_2(a^2+a)}{Z_1+Z_2}$	$\frac{E.Z_2(a^2+a)}{Z_1+Z_2}$
Biphasés à la terre (Ph2-Ph3-T)	$3.E.\frac{Z_1+Z_0}{\alpha+\beta+\gamma}$	$\frac{E.\left[Z_2.(a^2-1)+Z_0.(a^2-a)\right]}{\alpha+\beta+\gamma}$	$\frac{E\left[Z_1.(a-1)+Z_0.(a-a^2)\right]}{\alpha-\beta+\gamma}$	$\frac{3E.(Z_1+Z_0)}{\alpha+\beta+\gamma}$	0	0
Monophasés Ph 3 à la terre ($Z_n = 0$)	$\frac{3.E}{K}$	0	0	0	$\frac{EZ_2(a^2-a)+EZ_0(a^2-1)}{K}$	$\frac{EZ_2(a-a^2)+EZ_0(a-1)}{K}$
Monophasés Ph 3 à la terre ($Z_n \neq 0$)	$\frac{3.E}{K+3.Z_n}$	0	0	$\frac{3.E.Z_n}{K+3.Z_n}$	$\frac{EZ_2(a^2-a)+EZ_0(a^2-1)}{K+3Z_n}$	$\frac{EZ_2(a-a^2)+EZ_0(a-1)}{K+3Z_n}$

Tableau A.2 : Les courants et les tensions symétrique en fonction de type de court-circuit.

Types de Défauts	Les courants symétrique			Les tension symétrique		
	I_1	I_2	I_0	V_1	V_2	V_0
Triphasés symétriques isolé	$\frac{E}{Z_1}$	0	0	0	0	0
Biphasés isolés (Ph2-Ph3)	$\frac{E}{Z_1+Z_2}$	$\frac{-E}{Z_1+Z_2}$	0	$\frac{E.Z_2}{Z_1+Z_2}$		0
Biphasés à la terre (Ph2-Ph3-T)	$\frac{E.(Z_2+Z_0)}{\alpha+\beta+\gamma}$	$\frac{-EZ_0}{\alpha+\beta+\gamma}$	$\frac{EZ_2}{\alpha+\beta+\gamma}$	$\frac{E.(Z_1+Z_0)}{\alpha+\beta+\gamma}$		
Monophasés Ph 3 à la terre ($Z_n = 0$)	$\frac{E}{K}$			$\frac{E.(Z_2+Z_0)}{K}$	$\frac{-E.Z_2}{K}$	$\frac{-E.Z_0}{K}$
Monophasés Ph 3 à la terre ($Z_n \neq 0$)	$\frac{E}{K+3.Z_n}$			$\frac{3E.(Z_2+Z_0+3Z_n-2Z_1)}{K+3Z_n}$	$\frac{-3.E.Z_2}{K+3.Z_n}$	$\frac{-3.E.(Z_0+Z_n)}{K+3.Z_n}$

Avec : $K = Z_1+Z_2+Z_0$; $\alpha = Z_1.Z_2$; $\beta = Z_1.Z_0$; $\gamma = Z_2.Z_0$