الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE DR. YAHIA FARES DE MEDEA

FACULTE DES SCIENCES ET DE LA TECHNOLOGIE

Département du Génie Électrique et de l'Informatique



Projet de fin d'études

Présenté pour l'obtention du Diplôme
De Master en Electrotechnique

Spécialité : Réseaux Electriques

Thème

Etude du fonctionnement de protection sur une ligne de 400kV

Proposé et dirigé par :

Dr. ABDI Sif Eddine

Préparé et présenté par :

M. BECHOU Kamal

M. BENMOKLA Karim

Remerciements

Remerciements

Nos remerciements Allah, le tout puissant, le miséricordieux.
Nos remerciements notre encadreur monsieur Mr ***ABDI Sif Eddine*** *pour ses encouragements, ses indulgences, et ses sympathie pendant la réalisation de ce travail. Également à nôtres frère monsieur* ***ABBACI mohamed****.*
Nos remerciements s'adressent également à tous nos professeurs de l'université de Medéa pour leurs générosités et la grande patience dont ils ont su faire preuve malgré leurs charges académique et professionnelles.

Nos profonds remerciements tous les membres du jury qui ont accepté de participer à la valorisation de ce travail.
Enfin, j'adresse mes plus sincères remerciements à tous nous proches et amis, qui nous ont toujours encouragées au cours de la réalisation de ce mémoire, toutes l'équipes de service transport de l'électricité de Blida.

Dédicaces

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à mes parents les plus chères, pour leur sacrifice, leur tendresse, pour l'amour qu'ils m'ont offert, que dieu les garde pour moi.

A mes frères et mes sœurs et leurs familles

A tous les membres de ma famille

Ensuite à mes amis tout entiers

A tous mes amis et collègues de la Société Transport - Electricité surtout l'équipe de subdivision maintenance poste HT

A tous les agents de SONELGAZ et GRTE/DTE/AL

Egalement à mes professeurs et enseignants qui m'en appris tous le savoir durant tout mon cursus d'études et enfin à mon partenaire

A tous mes amis de promotion 2eme année Master Réseaux électrique.

A Mon binôme.

BECHOU kamal

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à mes parents les plus chères.

Ma chère femme et mes chers enfants.

Mes frères et leurs familles et ma sœur Meriem.

A tous les membres de ma famille.

En suite à mes amis tout entiers.

Tous mes collègues de travail (Sonelgaz, GRTE).

Egalement à mes professeurs et enseignants qui m'en appris tous le savoir durant tout mon cursus d'études.

Toute la promotion 2015/2016 Master Réseaux Electrique.

Mon binôme.

BEN MOKLA Karim

Résumé

RÉSUMÉ :

ملخـــص

تقدم هاته المذكرة مقارنة لدراسة نظرية وتطبيقية ومحاكاة لأنواع مختلفة من أجهزة حماية خطوط نقل الكهرباء ذات التوتر العالي. النمذجة والمحاكاة لأجهزة الحماية الرقمية من خلال منهجية تقوم على استخدام حسابات رقمية وبرامج تطبيقية (SIGR DIGSI), بمساعدة صندوق التجارب (CMC OMECRON 256 plus) و برنامج المحاكاة 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، وقد أظهرت النتائج المتحصل عليها أن النماذج النظرية والعملية ونماذج المحاكاة كانت مطابقة وفقا لنتائج الاختبار المتوقع.

كلمات مفتاحية: جهاز الحماية للممانعة الناقصة للخطوط الكهربائية، جهاز الحماية التفاضلي للخطوط الكهربائية، نقل الكهرباء،

Résumé

Cette thèse présente une étude comparative entre une étude théorique pratique et une simulation 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 est basé sur l'utilisation des calculs numérique et des logiciels pratique (DIGSI, SIGRA) a l'aide d'une caisse d'injection OMICRON CMC 256 plus et un logiciel PSCAD/EMTDC. (Simulation des systèmes de puissance par computer)

Ce logiciel utilise des ressources appelées les *Composante*, 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 pratique et par simulation de la protection de distance (à minimum d'impédance), un modèle de la protection différentielle ligne.

Les résultats obtenus ont montrés que les modèles théorique pratique et par simulation 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, Transport électrique.

Abstract

This thesis presents a comparative study between Theoretical study and Practical simulation of different types of electrical transmission lines protection. Modeling and simulation of digital protection relay with a methodology based on the use of numerical calculation and practical software (DIGSI, SIGRA) is using a box injection OMICRON CMC 256 more and software 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.

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, Electrical transmission,.

Table des Matières

Tables des Matières

Liste des Figures…… i
Liste des Tableaux…… x
Liste des Abréviations…… xi
Liste des Symbole…… xiv
Introduction Générale : ……..... 1

Chapitre I Les Réseaux de transport d'énergie électrique.

I.1. Introduction :…….. 3
I.2. Structure de réseaux électrique : …… 5
I.2.1. Réseaux de transport et d'interconnexion : ……. 5
I.2.2. Réseaux de répartition : …… 5
I.2.3. Réseaux de distribution : …… 5
I.2.3.1. Réseaux de distribution à moyenne tension : ……. 5
I.2.3.2. Réseaux de distribution à basse tension : …… 6
I.3. Les niveaux de tension : …… 6
I.4. Architecture des réseaux électrique : …… 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.a. Architecture : …….. 7
I.4.2.1.b. Mode d'exploitation : ……. 7
I.4.2.1.c. Avantages et inconvénient : …… 8
I.4.2.2. Double antenne : ……. 8
I.4.2.2.a. Architecture : ……. 8
I.4.2.2.b. Mode d'exploitation : ……. 8
I.4.2.2.c. Avantages et inconvénient : ……... 9
I.4.2.3. Double antenne avec double jeu de barres : ……... 9
I.4.2.3.a. Architecture : ……. 9
I.4.2.3.b. Mode d'exploitation : ……. 9
I.4.2.3.c. Avantages et inconvénient : ……... 10
I.5. Les différents types de défaut dans le réseau électrique : …… 10
I.5.1. Introduction : ……... 10
I.5.2. Les courts-circuits : ……. 11

I.5.2.1. Origines : …… 11
I.5.2.2. Caractéristiques : …… 11
I.5.2.3. Courant de court-circuit : ……... 12
I.5.2.4. Les effets des courts-circuits : …… 13
I.5.3. Les surtension : …… 13
I.5.4. Les surcharges : ……... 13
I.5.5. Les oscillations : …….. 13
I.5.6. Les déséquilibres : ……... 14
I.6. Analyse du réseau électrique déséquilibré par les composantes symétriques : …… 14
I.7. Conclusion : ……..……... 16

Chapitre II les systèmes des protections des réseaux électriques

II.1. Introduction : …….. 17
II.2. Les éléments de protection : ……... 18
II.2.1. Réducteur de mesure : …… 18
II.2.1.1. Les transformateurs de courants « TC ou TI » de mesure : …….. 18
II.2.1.2. Transformateur de tension « TP ou TT » : …… 19
II.2.2. Disjoncteur : …….. 20
II.2.3. Relais de protection : …… 21
II.3. Les dispositifs de protection : …… 21
II.3.1. Définition : …… 21
II.3.2. Les Contraintes et les caractéristiques : …… 21
II.3.3. Qualité principale d'un système de protection : …… 22
II.3.3.1. Rapidité : …….. 22
II.3.3.2. Sélectivité : …….. 22
II.3.3.2.a. Sélectivité ampèremétrique : …….. 22
II.3.3.2.b. Sélectivité chronométrique : ……... 23
II.3.3.2.c. Sélectivité logique : …… 24
II.3.3.3. Sensibilité : ……. 26
II.3.3.4. Fiabilité : …… 26
II.4. Les différents systèmes de protection : ……. 27
II.4.1. Protection par relais à maximum de courant : ……. 27
II.4.1.1. Protection par relais à maximum de courant non directionnel : ……. 27

II.4.1.2. Relais à temps indépendant : ……. 27
II.4.1.3. Relais à temps dépendant (inverse) : ……. 28
II.4.1.4. Protection par relais à maximum de courant directionnel : ……... 29
II.4.2. Protection différentielle : …… 29
II.4.2.1. Protection différentielle longitudinale : ..…….. 30
II.4.2.2. Protection différentielle transversale équilibrée : ……. 31
II.4.2.3. Utilisation de l'antenne de GPS : ……. 31
II.4.2.4. Protection différentielle courant utilisant comme support des faisceaux hertziens ou des fibres optiques : …… 32
II.4.3. Protection de distance : …….. 33
II.4.3.1. Principe de base : …….. 33
II.4.3.2. Diagramme d'impédance : …… 34
II.4.3.3. Caractéristiques des relais de distance : …… 35
II.4.3.3.a. Caractéristique réactive : …….. 36
II.4.3.3.b. Caractéristique impédante : ……. 36
II.4.3.3.c. Caractéristique Mho : …….. 37
II.4.3.3.d. Caractéristique quadrilatérale : …… 40
II.4.3.3.e. Caractéristique lenticulaire : …… 41
II.5. L'application de la zone de protection dans la protection de distance :…….. 41
II.6. Conclusion : …… 43

Chapitre III Présentation des relais numériques

III.1. Introduction : ……. 44
III.2. Types des relais : …… 44
III.2.1 Relais électromécaniques : ……. 44
III.2.1. Relais statiques (à semi-conducteur) : …….. 44
III.2.2. Relais numériques : …….. 45
III.2.2.1. Économique : …….. 45
III.2.2.2. Rapide : ……. 45
III.2.2.3. Autocontrôle : ……. 45
III.2.2.4. Fonctions multiples : ……..…….. 45
III.2.2.5. Temps mise en marche réduit : …… 45
III.2.2.6. Economie de temps et d'effort : …….. 45

III.2.2.7. Flexibilité : …….. 46
III.2.2.8. Petite taille : ……. 46
III.2.2.9. Remplacement facile : ……. 46
III.3. Schéma bloc d'un relais numérique…… 46
III.3.1. Modules de mesure analogique : …….. 47
III.3.2. Module d'entré des transformateurs de tension : …….. 47
III.3.3. Module d'entré des transformateurs de courant : …….. 48
III.3.4. Filtre anti-repliement : ……... 48
III.3.4.1. Filtre de type Butterworth : …….. 50
III.3.4.2. Filtre de..ype Tchebychev : …….. 50
III.3.4.3. Filtre de type Bessel : …… 50
III.3.4.4 Multiplexage : …… 50
III.3.4.5. Conversion Analogique-Numérique : …….. 51
III.3.4.6. Microprocesseur…… 51
III.4. Commande des organes de coupure…… 51
III.5. Système à microprocesseur d'une protection SIEMENS : …… 52
III.6. Conclusion : ……... 53

Chapitre IV Simulation des protections des lignes de transport de l'électricité
IV.1 Introduction :……. 54
IV.2. Système de protection utilisé :…… 54
IV.2.1. Synchronisation système de protection par GPS :…… 57
IV.2.2. Protection de distance siemens PP2 :7SA612 :…… 58
IV.3. Les calculs numériques des différentes zones de protection :…… 58
IV.3.1. Données de la ligne :…….. 58
IV. 3.2. Données des transformateurs de mesure :……... 59
IV.3.3. Détermination des différentes zones de mesure :…….. 60
IV.4. Simulation des défauts dans les quatre zones :……. 61
IV.4.1. Caisse d'injection numérique CMC 256 plus OMICRON :……... 61
IV.4.2. Essais de la protection de distance :…….. 62
IV.4.2.1. Simulation de défaut N°1 :……... 62
IV.4.2.2. Simulation de défaut N°2 :…… 64
IV.4.2.3. Simulation de défaut N°3 :…….. 66

IV.4.2.4. Simulation de défaut N°4 :…… 68
IV.4.3. Protection différentiel :…… 70
IV.4.3.1. Simulation d'un défaut triphasée :…….. 70
a) Courant différentielle :…… 71
b) Courant de stabilisation :…….. 71

IV.4.4. Comparaison entre les résultats théorique et pratique :…… 72
IV.5. Simulation par le logiciel PSCAD :……. 73
IV.5.1. Modélisation de la protection des lignes de transport électrique :……. 73
IV.5.2. Etapes de traitement des signaux d'entrés :…… 74
IV.5.3. Protection de distance :…….. 77
IV.5.3.1. Schéma de la protection de distance :……. 77
IV.5.3.2. Module de calcul des zones :……... 78
IV.5.3.3. Algorithme de la protection et logique de déclenchement et enclenchement :… 79
IV.5.3.4. Modèle de simulation :……. 81
IV.5.3.5. Résultats de simulation de la protection de distance :…….. 82
a) Défaut phase-terre sur différentes endroits de la ligne :…… 82
A/. Défaut phase-terre à 42 km (zone 1) :……. 83
B/. Défaut phase-terre à 53 km (zone 2) :……. 84
C/. Défaut phase-terre à 74.2 km (zone 3) :…….. 85
D/. Défaut phase-terre à 145 km (hors zone) :…….. 86
b) Défaut phase-terre avec différentes résistances de défaut :…….. 87
c) Fonctionnement du réenclencheur :……... 88
IV.5.4. Protection différentielle ligne :……. 89
IV.5.4.1. Modélisation de la protection différentielle ligne :…… 91
IV.5.4.2. Résultats de simulation de la protection différentielle :……. 92
a) Défaut interne de la zone de protection :…… 93
b) Défaut externe de la zone de protection :…… 94
IV.6. Récapitulation des résultats :……... 96
a) Protection de distance :…….. 96
b) Protection différentielle :…… 97
Conclusion Générale :……. 98
Bibliographie
ANNEXE

FIGURE A : localisateur de défaut N°2…….. 99
FIGURE B : localisateur de défaut N°3…….. 100

Liste des Figures

Figure I.1 : A.rchitecture générale d'un réseau d'énergies électrique. …… 4
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…… 9
Figure I.5 : différents formes des courts-circuits……. 12
Figure I.6 : Conversion d'un système triphasé déséquilibré en composantes symétrique. 15
Figure II.1 : Constitution d'un système de protection. ……. 17
Figure II.2 : Transformateur de courant…… 19
Figure II.3 : Transformateur de tension…… 20
Figure II.4 : Fonctionnement d'une sélectivité ampèremétrique……. 23
Figure II.5 : Principe de la sélectivité chronométrique…… 24
Figure II.6 : Principe de la sélectivité logique…….. 25
Figure II.7 : Fiabilité d'une protection…….. 26
Figure II.8 : Association de protection…….. 27
Figure II.9 : Protection à temps indépendant temporisé…… 27
Figure II.10 : Protection à temps dépendant……. 28
Figure II.11 : Zone de déclenchement de la protection directionnelle pour un angle $\theta = 45°$.. 29
Figure II.12 : Protections différentielles longitudinale d'une ligne à deux extrémités… . 30
Figure II.13 : Protections différentielles transversale de deux lignes en parallèle. …….. 31
Figure II.14 : Utilisation de l'antenne de GPS…….. 32
Figure II.15 : Caractéristique du relais différentiel à pourcentage (protection différentielle….. 33
Figure II.16 : Principe de base du fonctionnement…… 34
Figure II.17 : Impédance de court-circuit et de charge (transit)…… 35
Figure II.18 : Protection de distance. …… 35
Figure II.19 : Caractéristique purement réactive…… 36
Figure II.20 : Caractéristique purement impédante…… 37
Figure II.21 : Caractéristique Mho (L'impédance de la ligne ne passe pas systématiquement par le centre du cercle)……. 38
Figure II.22 : Caractéristique Mho (L'impédance de la ligne passe par le centre du cercle)…… 40
Figure II.23 : Caractéristique quadrilatérale……... 40
Figure II.24 : Caractéristique lenticulaire……... 41
Figure II.25 : Zone de protection et circuit logique de commande pour le relais de distance….. 42
Figure III.1 : Elément de base d'un relais numérique…… 47
Figure III.2 : Module d'entée et d'isolement de signal de tension……..... 48

Figure III.3 : Module d'entée et d'isolement de signal de courant…… 48
Figure III.4 : Filtre anti-repliement analogique……. 49
Figure III.5 : Propriétés de différentes synthèses de filtre……... 50
Figure III.6 : Architecture d'une protection numérique : 7SD52, 7SA612, 7VK61…….. 53

Figure IV.1 : Système de protection…….. 54
Figure IV .2 : Protection de différentiel + protection de distance……... 55
Figure IV.3 : Protection de distance…… 55
Figure IV.4 : Protection de différentiel…… 56
Figure IV.5 : Protection maximum de courant……. 56
Figure IV.6 : Test de synchronisation par GPS……... 57
Figure IV .7: Matériels utilisées…….. 61
Figure IV .8 : Les courants dans les trois phases de la ligne……. 62
Figure IV .9 : Les tensions dans les trois phases de la ligne……... 62
Figure IV .10 : Les tops logiques de la protection 7SA612…….. 63
Figure IV .11 : Localisation de défaut lors d'un court-circuit…….. 64
Figure IV .12 : Caractéristique du défaut 1er stade……..... 64
Figure IV .13 : Les courants dans les trois phases de la ligne…… 64
Figure IV .14 : Les tensions dans les trois phases de la ligne……. 65
Figure IV .15 : Les tops logiques de la protection7SA612……. 65
Figure IV .16 : Les courants dans les trois phases de la ligne……. 66
Figure IV .17 : Les tensions dans les trois phases de la ligne…… 67
Figure IV .18 : Les tops logiques de la protection 7SA612…… 67
Figure IV .19 : Caractéristique de défaut de 3eme stade……. 68
Figure IV .20 : Les courants dans les trois phases de la ligne…… 68
Figure IV .21: Les tensions dans les trois phases de la ligne ……. 69
Figure IV .22 : Les tops logiques de la 7SA612…….. 69
Figure IV .23 : Caractéristique de défaut 4eme stade…… 70
Figure IV .24 : Courants injectés sur la protection différentielle**.** …….. 71
Figure IV .25 : Courant différentielle (I_{Diff})…… 71
Figure IV .26 : Courant stabilisant sur la protection différentielle (I_{Bias})…… 71
Figure IV.27 : Top logique enregistrer sur la protection différentielle**.** …….. 72
Figure IV.28 : Interface utilisateur PSCAD/EMTDC…… 73

Figure IV.29 : Circuit du réseau électrique…… 74
Figure IV.30.a : Etape de traitement des signaux d'entrés…….. 75
Figure IV.30.b : Formes des signaux d'entrées lors d'un défaut phase-terre……. 75
Figure IV.30.c : Formes des signaux à la sortie du module FFT…… 76
Figure IV.30.d : Formes des signaux à la sortie du filtre de séquence…….. 76
Figure IV.31 : Schéma de calcul des zones la protection de distance…… 77
Figure IV.32.a : Bloc de calcul des zones (Mho)…… 78
Figure IV.32.b : Caractéristique Mho de la protection de distance……. 79
Figure IV.33 : Algorithme de déclenchement de la protection de distance……. 80
Figure IV.34 : Schéma bloc de la protection distance sur PSCAD……. 81
Figure IV.35 : Schéma unifilaire du réseau électrique…… 81
Figure IV.36 : Défaut phase-terre à 42 km……. 83
Figure IV.37 : Défaut phase-terre à 53 km…….. 84
Figure IV.38 : Défaut phase-terre à 74.2 km…… 85
Figure IV.39 : Défaut phase-terre à 145 km…… 86
Figure IV.40 : Trajectoire de l'impédance de défaut avec différentes résistance de défaut…….. 88
Figure IV.41 : Logique de réenclencheur pour les défauts phase-phase……. 89
Figure IV.42 : Pente de caractéristique la protection différentielle……. 90
Figure IV.43 : Module de la protection différentielle…….. 91
Figure IV.44 : Modèle de simulation de la protection différentielle sur PSCAD…… 92
Figure IV.45 : Comportement de la protection pour un défaut interne…… 94
Figure IV.46 : Comportement de la protection pour un défaut externe…… 96

Liste des Tableaux

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 IV.1 : les zones de mesure…… 60

Tableau IV.2 : calcul de l'impédance de défaut sur les différents défauts…….. 78

Tableau IV.3 : Paramètres de système électrique (source, ligne et protection)…….. 82

Tableau IV.4. Résumé des résultats de la protection de distance ……... 96

Tableau IV.5. Résumé des résultats de la protection de différentielle …… 97

Liste des Abréviations

Liste des Abréviations

$\boldsymbol{HT, HTA\ ou\ HTB}$: Haute tension.

$\boldsymbol{BT, BTA\ ou\ BTB}$: Basse tension.

$\boldsymbol{TBT}$: Très basse tension.

$\boldsymbol{I_N}$: Courant nominal.

$\boldsymbol{U_N}$: Tension composée nominale.

$\boldsymbol{kV}$: Kilo Volt.

$\boldsymbol{TC}$: Transformateur de courant.

$\boldsymbol{TT}$: Transformateur de tension.

$\boldsymbol{JB}$: Jeu de barre.

$\boldsymbol{TR}$. : Transformateur.

$\boldsymbol{C.E.I}$: Commission électrotechnique internationale.

$\boldsymbol{I_A}$: Courant phase A.

$\boldsymbol{I_B}$: Courant phase B.

$\boldsymbol{I_C}$: Courant phase C.

$\boldsymbol{I_{CC}}$: Courant de court-circuit.

$\boldsymbol{I_{CC_max}}$: Courant de court-circuit maximum.

$\boldsymbol{I_{CC_max}}$ $\boldsymbol{I_{CC_min}}$: Courant de court-circuit minimum.

$\boldsymbol{I_S}$: Seuil de fonctionnement.

$\boldsymbol{T}$: Retard de fonctionnement (temporisation).

$\boldsymbol{I_{Diff}}$: Courant différentiel.

$\boldsymbol{I_{Ret}}$: Courant de retenue.

$\boldsymbol{V_A}$: Tension simple phase A.

$\boldsymbol{V_B}$: Tension simple phase B.

$\boldsymbol{V_C}$: Tension simple phase C.

$\boldsymbol{V_{AB}}$: Tension simple phase AB.

$\boldsymbol{V_{BC}}$: Tension simple phase BC.

$\boldsymbol{V_{CA}}$: Tension simple phase CA.

$\boldsymbol{U_{CC}}$: Tension de court-circuit.

$\boldsymbol{Z_{Source}}$: 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.

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.

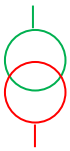
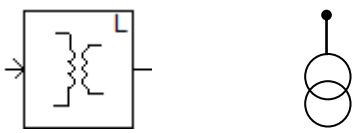
I_P : Valeur de réglage de courant d'excitation.

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

F51 : protection maximum de courant

Liste des Symboles

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

Introduction générale

La protection des réseaux électriques désigne l'ensemble des appareils de surveillance et de protection assurant la stabilité d'un réseau électrique. Cette protection est nécessaire pour éviter la destruction accidentelle des équipements coûteux et assurer une alimentation électrique ininterrompue.

Les réseaux sont 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.

Les différents systèmes de protection comprenant les appareils de protection ont pour but d'éliminer ces défauts et de permettre au réseau un fonctionnement continu.

Le système de protection doit être à la fois sûr, sélectif, rapide, autonome, insensible aux surcharges et aux oscillations et capable de fonctionner dans des conditions d'alimentation défavorables.

En effet, le choix d'une protection adéquate doit répondre à certains critères ; risque de ne pas pouvoir les respecter, 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 le cadre de ce qui précède, notre mémoire s'intéresse à deux parties d'études :
La première est une partie réelle effectuée au niveau du poste électrique EL AFFROUN sur une ligne 400kV, qui permet de simuler plusieurs défauts sur la ligne afin de déduire le degré de stabilité du réseau et le seuil de réglage des protections, et voir le temps de réponse de ces protections réel par rapport au temps théorique.

Dans le Deuxièmes parties nous avons présenté des résultats de simulation par le logiciel PSCAD des mêmes défauts que ceux réalisés en pratique, pour pouvoir comparer entre les résultats théoriques, pratiques et de simulation.

Les différentes types de protection des lignes de transport d''électricité Haute Tension ont été cherché dans ce travail. L'étude est divisée en quatre chapitres.

Introduction générale

Le premier chapitre traite les réseaux de transport d'énergie électrique, architecture de réseau et les effets des différents types de défaut.

Au deuxième chapitre, les systèmes des protections des lignes de transport de l'électricité (TC, TP, protection de distance, protection différentielle ligne, protection à maximum de courant) sont présentés.

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

Dans le dernier chapitre, une étude comparative entre les résultats de calcul numérique, des essais réels sur la ligne et des essais de simulation par le logiciel PSCAD des protections de distance et différentielle est présentée.

Chapitre I :

Les Réseaux de transport d'énergie électrique

I.1. Introduction :

La fonction principale des réseaux de distribution et de transport est d'assurer la mise en commun de tout 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, solaire,….

Traditionnellement, les réseaux électriques peuvent être 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 .Ces réseaux utilisent des courants alternatifs à fréquence industrielle (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.

Chaque ouvrage peut être

- ✓ connecté au reste du réseau, et déconnecté, en charge ou en court-circuit, par un disjoncteur.
- ✓ séparé du reste du réseau, hors charge par des organes à coupure visible : les sectionneurs
- ✓ protégé par des équipements de protection et des automates qui détectent les courts-circuits et les situations anormales du réseau à partir des courants circulant dans les ouvrages, et les tensions sous lesquels ils se trouvent. Ces équipements actionnent ensuite les disjoncteurs. [1-3].

Les protections et les automates n'utilisent pas les tensions et les courants du réseau, mais des grandeurs beaucoup plus faibles qui leur sont proportionnelles. La transformation se fait par des réducteurs de mesure : transformateur de courant (TC) et transformateur de tension (TP) [4].

L'architecteur générale d'un réseau d'énergie électrique et présentée dans la **figure I.1.**

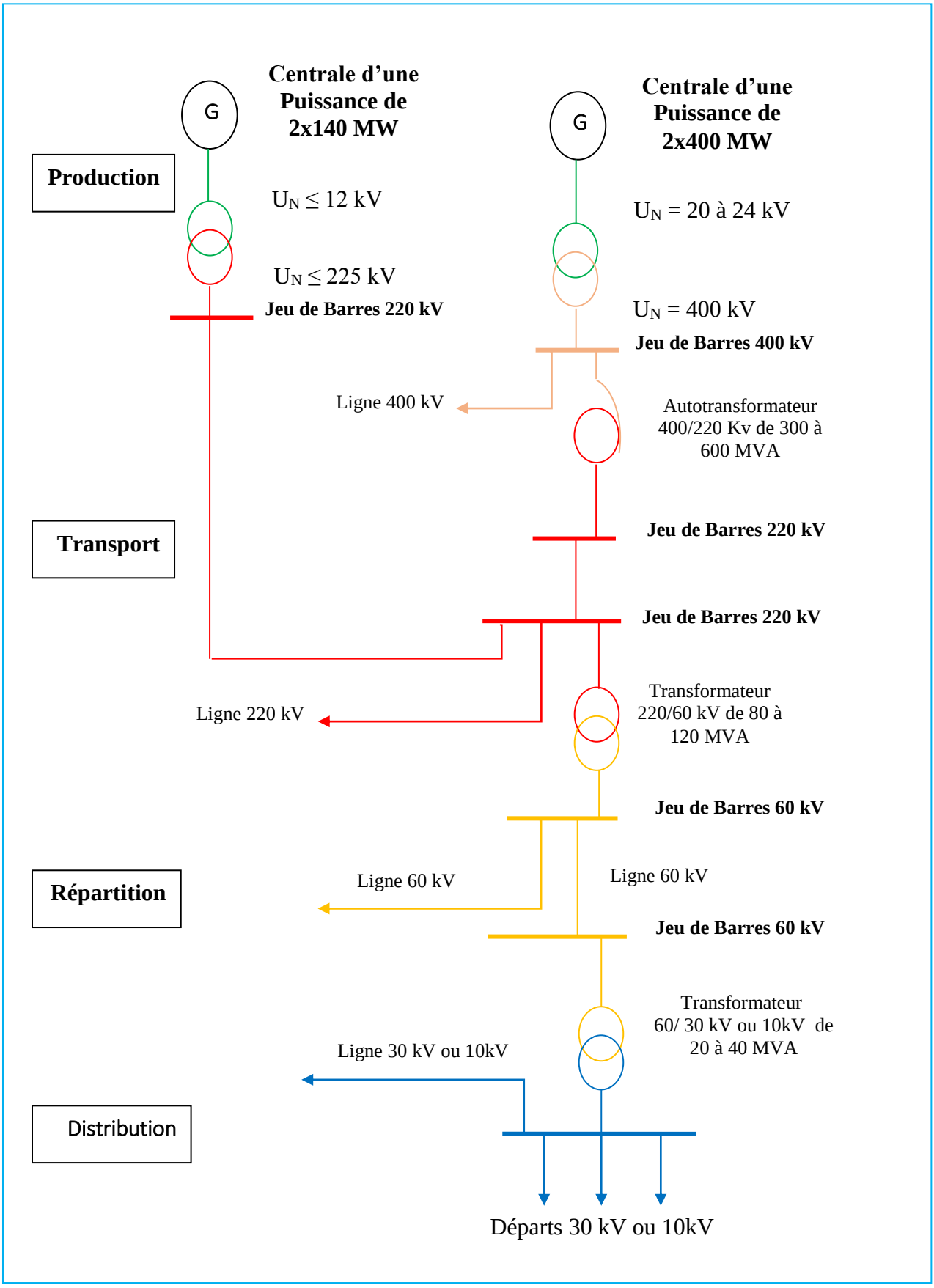


Figure I.1 : Architecture générale d'un réseau d'énergies électrique.

I.2. Structure de réseaux électrique :

I.2.1. Réseaux de transport et d'interconnexion :

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),

Les réseaux sont maillés, le neutre est directement mis à la terre, et La tension est de l'ordre de 150 kV, 220 kV et actuellement 400 kV [5 - 7].

I.2.2. Réseaux de répartition :

Les réseaux de répartition ou réseaux de 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 [5, 7].

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

Ces réseaux en boucle ouverte ou fermée 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, est 90 kV ou 63 kV, le 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,

I.2.3. Réseaux de distribution :

Les tensions des réseaux de distribution est généralement inférieures à 63 kV, cette tension est issue au postes de transformation HTB/HTA à 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 usagers du courant électrique [8, 9].

I.2.3.1. Réseaux de distribution à moyenne tension :

Le réseau de distribution est la partie de réseau relient les poste source de distribution aux poste consommateur. Les lignes du réseau primaire de distribution sont d'un niveau de

tension de (30 et 10 kV) et alimentent les charges d'une zone géographique bien précise, le neutre mis à la terre par une résistance de limitation à 300 A pour les réseaux aériens et 1000 A pour les réseaux souterrains [1,12].

I.2.3.2. Réseaux de distribution à basse tension :

Le réseau basse tension BTA (230 / 400 V) constitue le dernier maillon de système électrique, ses tronçons sont raccordés au réseau MT dans des postes de transformation HTA/BT, le neutre est directement à la terre, le type de réseau radial, maillés et bouclés.

I.3. Les niveaux de tension :

Le choix du niveau de tension et de la fréquence dépend du résultat techno-économique et des considérations historiques. Par ce fait, chaque pays a ses différents niveaux de tensions et aussi ses fréquences [5].

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 [6].

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

Tableau I.2 : Les niveaux de tension en Algérie.

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 des réseaux électriques :

I.4.1. Critères de choix :

L'ensemble des composants du réseau électrique peut être organisé selon différentes structures, dont la complexité est détermine selon 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 [7].

I.4.2. Type d'architecture :

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.a. Architecture :

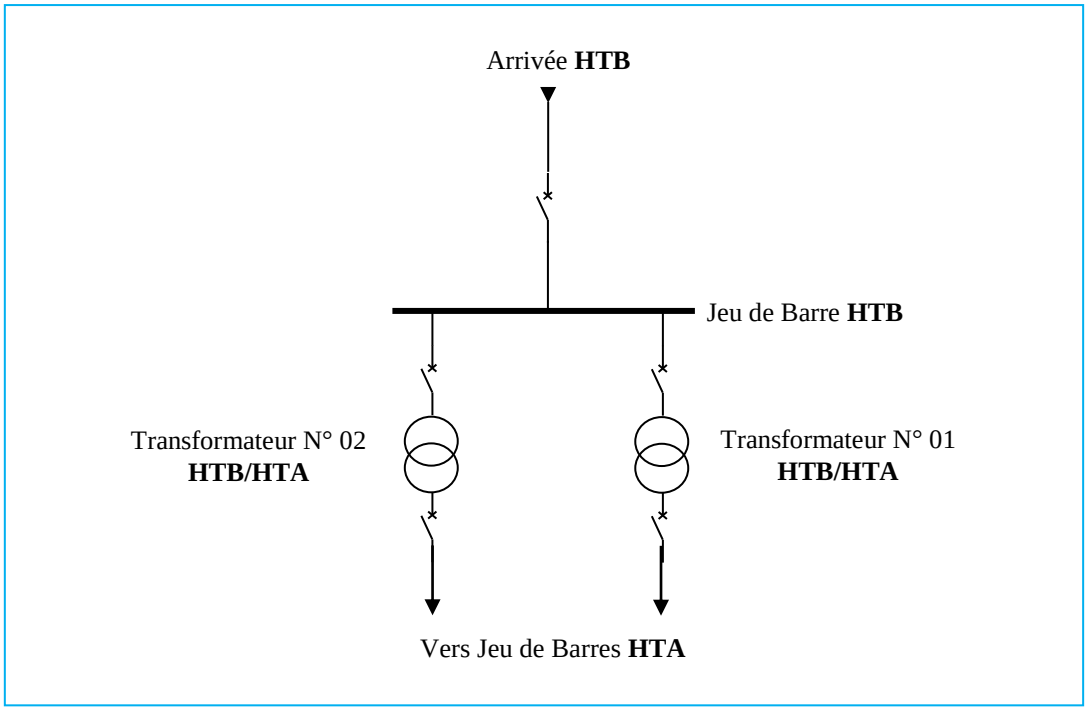


Figure I.2 : Architecture simple antenne.

I.4.2.1.b. 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.c. 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.a. Architecture :

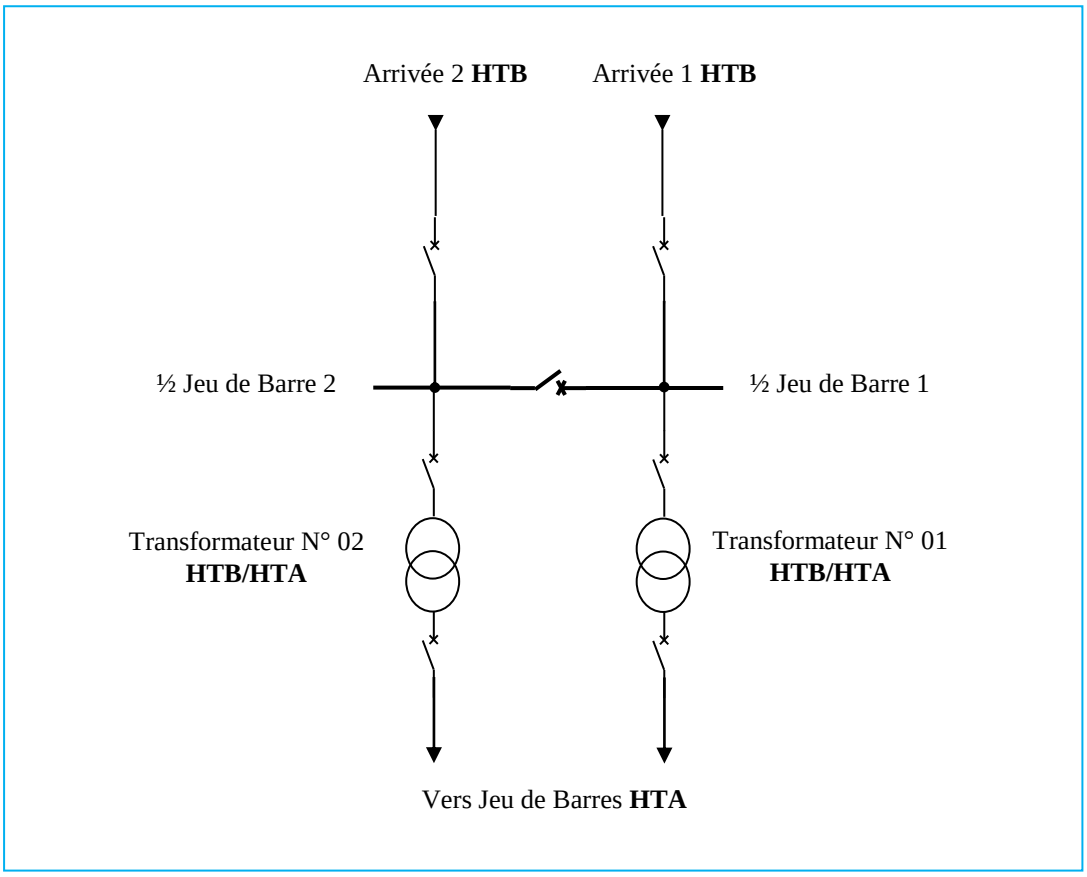


Figure I.3 : Architecture double antenne.

I.4.2.2.b. 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 deux 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.c. 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.a. Architecture :

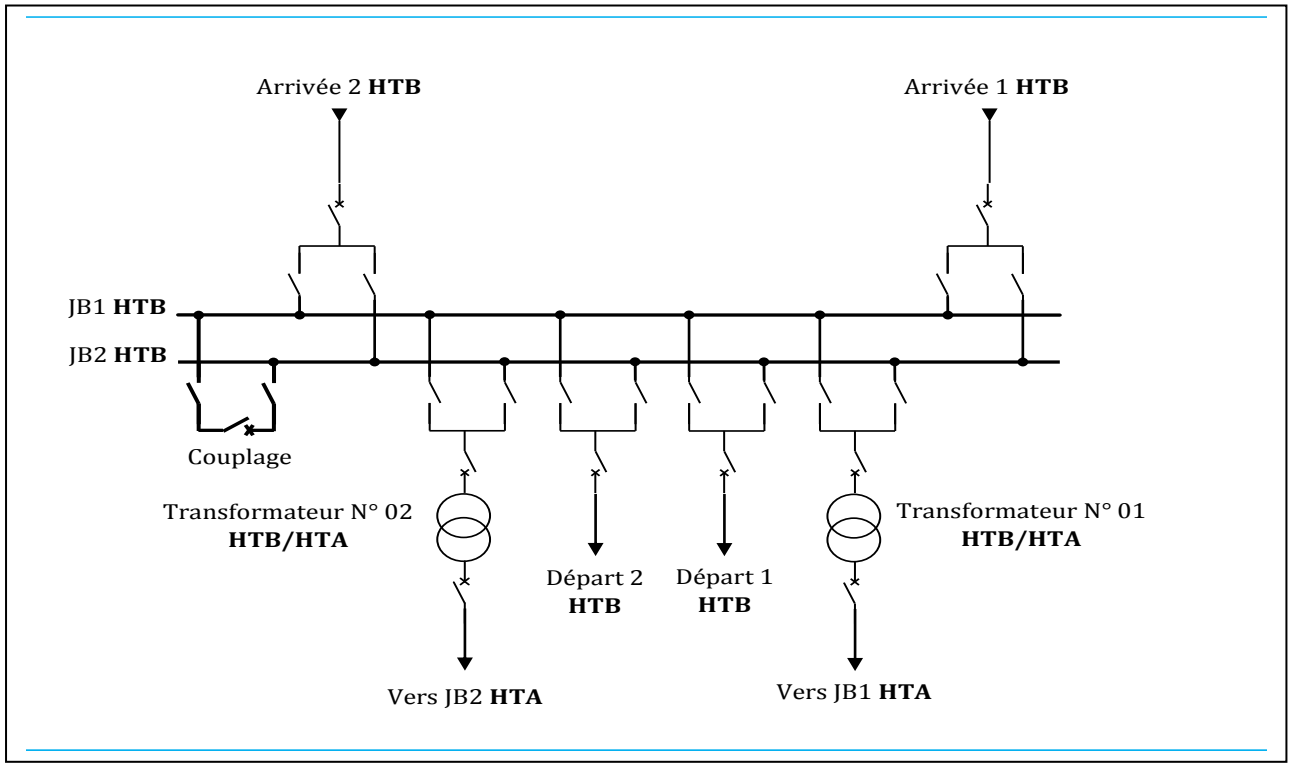


Figure I.4 : Architecture double antenne avec double jeu de barres.

I.4.2.3.b. 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.c. 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 [7, 9].

I.5. Les différents types de défaut dans le réseau électrique :

I.5.1. Introduction :

Les défauts dans le réseau électriques, en particuliers les court-circuits font courir un danger aux personnes, aux équipements électriques présent sur le réseau et à la fourniture d'électricité en termes de stabilité et de continuité.

En effet, en cas de court-circuit, un courant très important circule dans le réseau, nettement plus grand que le courant nominal, tandis que la tension chute fortement. Si le court-circuit n'est pas rapidement éliminé, les générateurs électriques qui alimentent le réseau peuvent s'emballer, les pertes joules causées par le courant peuvent provoquer des dommages importants sur les équipements électriques par échauffement des conducteurs. Par ailleurs, la baisse de tension qu'ils causent nuit à la qualité de l'électricité.

Les surtensions, permanentes ou transitoires, mettent quant à elles en danger les personnes se trouvant à proximité des installations électriques. Les surcharges sur les lignes à haute tension dilatent les conducteurs, provoquant un abaissement de la flèche entre les pylônes. En clair, la distance entre les conducteurs et le sol diminue, et en absence de toute protection un court-circuit peut survenir, mettant également en danger les biens et les personnes [10].

Il est primordial d'identifier correctement les défauts afin de définir la protection adéquate.
Les défauts qui peuvent affectés le réseau sont :

I.5.2. Les courts-circuits :

I.5.2.1. 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.

Les origines des courts-circuits sont [7,11] :

- ✓ **Mécanique :** En cas de chute d'un corps sur un conducteur ou la dégradation mécanique des conducteurs suite à des agressions extérieures par des engins de terrassement par exemple.
- ✓ **Humaines :** Il s'agit des 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 [3].

I.5.2.2. Caractéristiques :

Les courts-circuits sont caractérisés par leur forme, leur durée et l'intensité du courant. Ils peuvent êtres :

- ✓ **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.

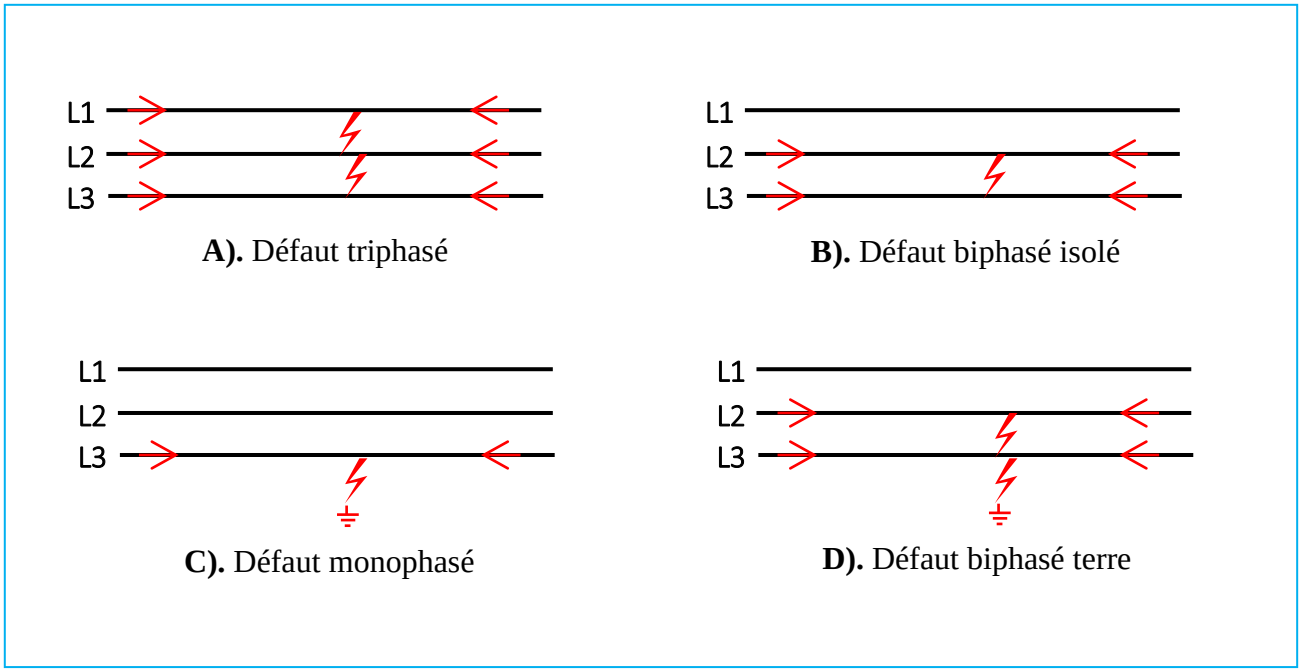


Figure I.5 : différents formes des courts-circuits.

On effectue généralement le classement des défauts en fonction de leur durée. Cette dernière a un impact sur le comportement des protections. On peut distinguer :

- ✓ **Défauts auto-extincteurs :** ce sont ceux qui disparaissent spontanément en des temps très courts sans provoquer de discontinuités dans la fourniture d'énergie électrique.
- ✓ **Défauts fugitifs :** ce sont ceux qui nécessitent une coupure très brève du réseau d'alimentation (de l'ordre de quelques dixièmes de seconde).
- ✓ **Défauts semi permanents :** ce sont ceux qui 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.
- ✓ **Défauts permanents :**ce sont ceux qui 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.

I.5.2.3. Courant de court-circuit :

L'intensité du courant de court-circuit est une caractéristique très 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 [4] ;

I.5.2.4. 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.

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.5.3. Les Surtension :

On distingue différents types de surtension telle que :

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

Les effets de ces surtensions vont de la simple interruption momentanée du travail jusqu'à la destruction totale d'un équipement ou d'une installation.

I.5.4. 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.5.5. 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.5.6. 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, et donnent naissance à la composante inverse du courant, cette composante provoque :

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

I.6. Analyse du réseau électrique déséquilibré par les composantes symétriques :

La méthode des composantes symétriques a été développée pour la première fois en 1918 par L.C.Fortescue. C'est une technique très puissante pour l'analyse des systèmes triphasés déséquilibrés. Cette méthode définit une transformation linéaire des composantes de phase en un nouveau système de composantes dites « composantes symétriques » [12].

Le principe de la composante symétrique est d'exprimer un système des signaux sinusoïdaux triphasé quelconque, mais à la même fréquence (courant ou tension) comme la somme des trois systèmes triphasés particuliers, qui sont le système « direct », « inverse » et « homopolaire » [13].

Par définition un système direct est un système sinusoïdal triphasé équilibré dans lequel on passe respectivement de la phase 1 aux phases 2 et 3 par un déphasage de -120° et -240°. Pour un système inverse on passe de la phase 1 aux phases 2 et 3 par un déphasage de +120° et +240°. Un système homopolaire est un système sinusoïdal triphasé dans lequel les trois phases sont identiques. Chacun de ses système peut être associé à une représentation vectorielle ou encore à un système de nombres complexes et dans la représentation complexe « a » désigne un nombre complexe particulier, associé à la rotation d'angle 120° avec

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

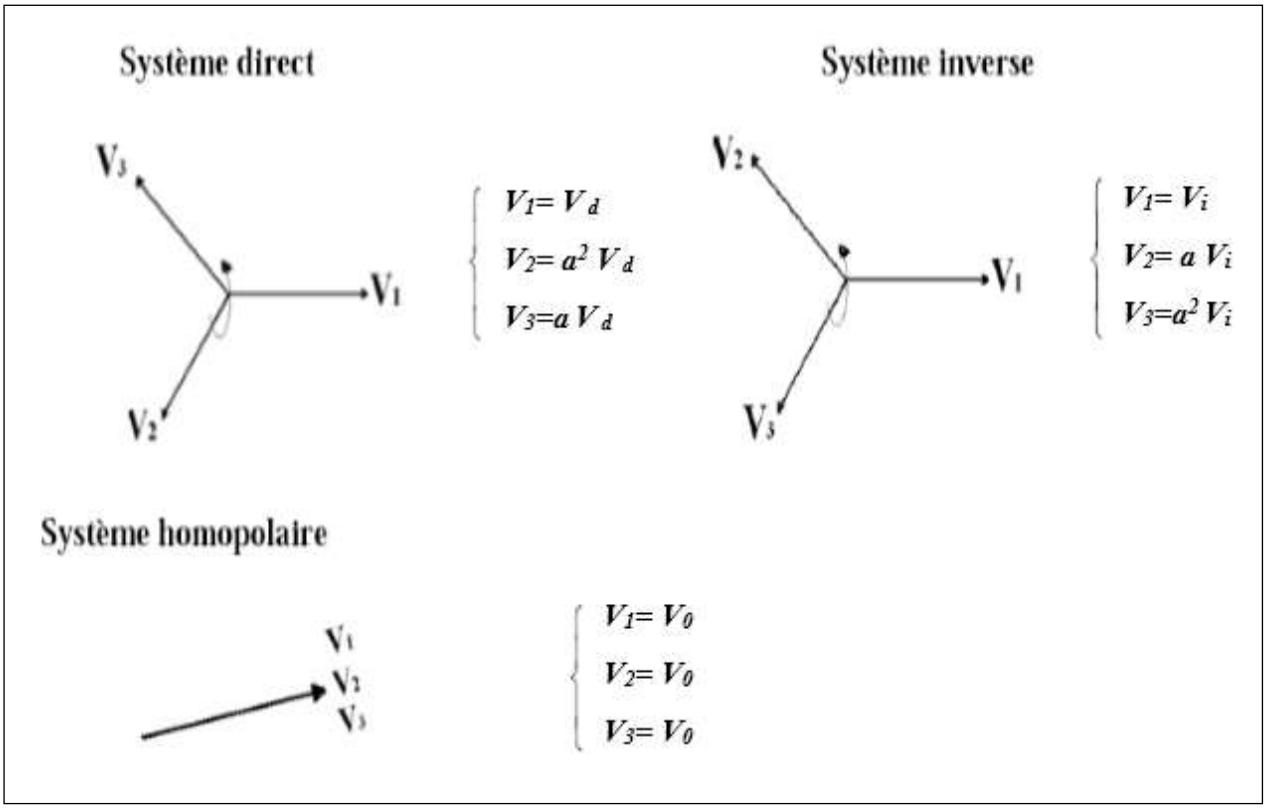


Figure I.6 : Conversion d'un système triphasé déséquilibré en composantes symétrique

Étant donnée un système des signaux triphasés sinusoïdaux quelconques représenté par trois nombres complexes (V_1, V_2, V_3), la décomposition en composantes symétriques consiste à trouver un jeu de systèmes direct, inverse et homopolaire (V_d, V_i, V_o), tel que les trois phases (1, 2 et 3) soient les sommes respectives des premières , deuxième et troisième sinusoïdes des systèmes direct, inverse et homopolaire ; ce qui peut encore s'exprimer dans le domaine complexe par la relation suivante en notation complexe.

$$\begin{cases} V1 = Vo + Vd + Vi \\ V2 = Vo + a^2 Vd + aVi \\ V3 = Vo + aVd + a^2 Vi \end{cases} \qquad \text{Avec : } a = e^{(j2\pi/3)} \quad \text{et} \quad a^2 = e^{(j4\pi/3)}$$

Cette relation peut encore s'exprimer en matrice :

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_o \\ V_d \\ V_i \end{bmatrix} \qquad \text{I.1}$$

Et aussi on peut définir (V_o, V_d, V_i) sous cette forme :

$$\begin{bmatrix} V_o \\ V_d \\ V_i \end{bmatrix} = \frac{1}{3}\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}\begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix} \qquad \text{I.2}$$

On définit la matrice de Fortescue **F3** ainsi :

$$F_3 = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \qquad \text{I.3}$$

Et son inverse $\mathbf{F_3^{-1}}$

$$F_3^{-1} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \qquad \text{I.4}$$

Donc pour obtenir les composantes symétriques on multiplie les composantes réelles du système triphasé par $\mathbf{F_3^{-1}}$ et de multiplier les composantes symétriques par $\mathbf{F_3}$ pour obtenir les composantes réelles.

On résume que :

$$V_{1,2,3} = F_3 \cdot V_{o,d,i} \qquad \text{I.5}$$

$$V_{o,d,i} = F_{3-} \cdot V_{1,2,3} \qquad \text{I.6}$$

I.7. Conclusion :

Ce chapitre donne une description sur le réseau de transport électrique, les différents types de défaut qui peuvent affectés le réseau et leur caractéristique, ainsi que les structures et l'architecteur des réseaux.

Chapitre II :

Les systèmes des protections des réseaux électriques

II.1. Introduction :

Un système de protection peut être défini comme étant un ensemble de dispositifs plus ou moins complexe dont le rôle est la mise hors tension immédiate d'un organe ou élément de réseau quand celui-ci est le siège d'un défaut électrique.

Cette mise hors tension a pour finalité, d'une part, de limiter les dommages qui pourraient être causés à l'élément protégé et, d'autre part, et surtout de préserver le reste du système électrique.

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.

Le système de protection est composé de trois parties fondamentales :

- ✓ Des capteurs ou réducteurs de mesure qui abaissent les valeurs à surveiller à des niveaux utilisables par les protections ;
- ✓ Un appareillage de coupure (un ou plusieurs disjoncteurs).
- ✓ Un système de relais de protection (Relais) ;

Un exemple d'un système de protection pour une ligne HTA est donné par la **figure II.1.** Les deux extrémités de la ligne ont un système de protection similaire qui protège la ligne par l'ouverture du disjoncteur des deux extrémités. Dans le cas d'un défaut, les deux relais ont besoin de fonctionner, donc les deux disjoncteurs s'ouvrent est la ligne est mise hors service [1 , 14].

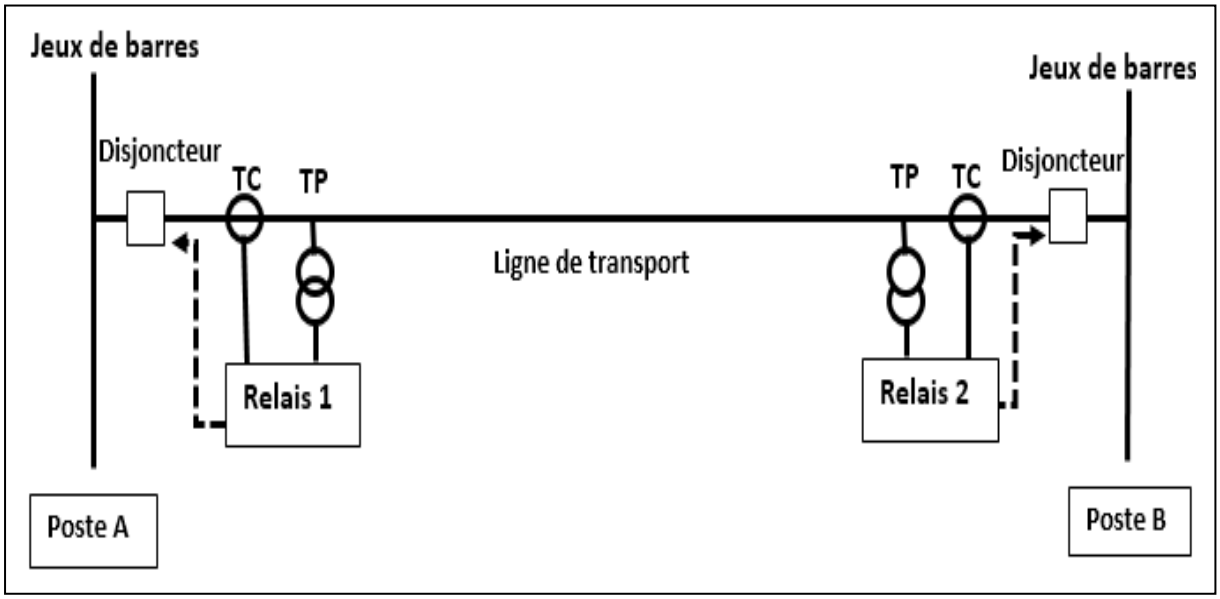


Figure II.1 : Constitution d'un système de protection.

Les relais de protection sont connectés d'une part aux transformateurs pour recevoir des signaux d'entrée, et d'autre part aux disjoncteurs pour délivrer des commandes d'ouverture ou de fermeture. Donc en cas de défaut, la tâche du disjoncteur est d'éliminer le défaut tandis que la tâche du système de relais de protection est de détecter ce défaut. En THT, les relais sont situés dans des sous station. Le temps d'élimination de défauts comprend :

- ✓ Le temps de fonctionnement des protections (détection de défaut) ;
- ✓ Le temps d'ouverture du disjoncteur des disjoncteurs (élimination de défaut).

II.2. Les éléments de protection :

II.2.1. Réducteur de mesure :

Pour des raisons de dimensionnement et de coût, les relais de protection sont prévus pour des courants et des tensions de valeurs réduites. De plus, pour assurer la sécurité des opérateurs, il faut interposer une séparation galvanique entre le réseau surveillé qui se trouve à tension élevée et le circuit de mesure à tension réduite mis à la terre en un point. On utilise pour cela des transformateurs de courant (TC) et des transformateurs de tension (TP ou TT). Pour assurer une bonne protection contre les défauts, la caractéristique essentielle d'un réducteur de mesure est sa précision [4].

II.2.1.1. Les transformateurs de courants « TC ou TI » de mesure :

Les transformateurs de courant sont utilisés pour fournir l'information aux «relais » de protection et/ou de mesure et les protéger. Pour cela, ils doivent délivrer un courant secondaire proportionnel au courant primaire qui les traverse. Ils doivent donc être adaptés aux caractéristiques du réseau : tension, fréquence et courant.

Cet appareil est destiné à alimenter les protections contre les courts-circuits, ainsi que les équipements de mesure et de comptage [2].

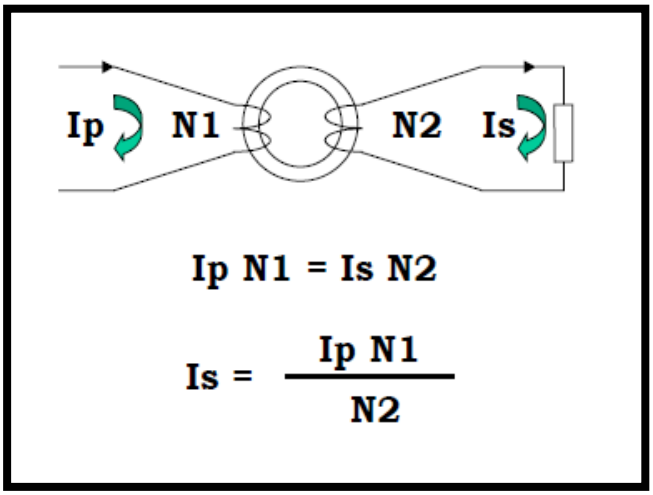


Figure II.2 : Transformateur de courant.

Les transformateurs de courant utilisés permettent de réduire le niveau de courant de milliers d'ampères vers des sorties standards de (5A ou 1A) pour un fonctionnement de réseau normal. Durant le défaut, le niveau de courant de transformateur augmente. Le choix du transformateur est critique pour un fonctionnement correct du relais.

II.2.1.2. Transformateur de tension « TP ou TT » :

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

Les difficultés rencontrées pour la réalisation de cet appareil sont :

- ✓ Fourniture d'une tension secondaire avec la précision requise lorsque la tension primaire est faible. En effet, dans ce cas, les phénomènes d'hystérésis sont particulièrement sensibles.
- ✓ Lors de cycles de déclenchement et réenclenchement, et après l'ouverture des disjoncteurs d'une phase saine, la phase reste chargée. Un régime oscillatoire amorti apparaît, créé par la capacité de la ligne et l'inductance de l'appareil. Elle peut être à très basse fréquence, ce qui provoque la saturation de son circuit magnétique. Au réenclenchement il fournit alors une tension très faible, ce qui peut entraîner un fonctionnement incorrect des protections.

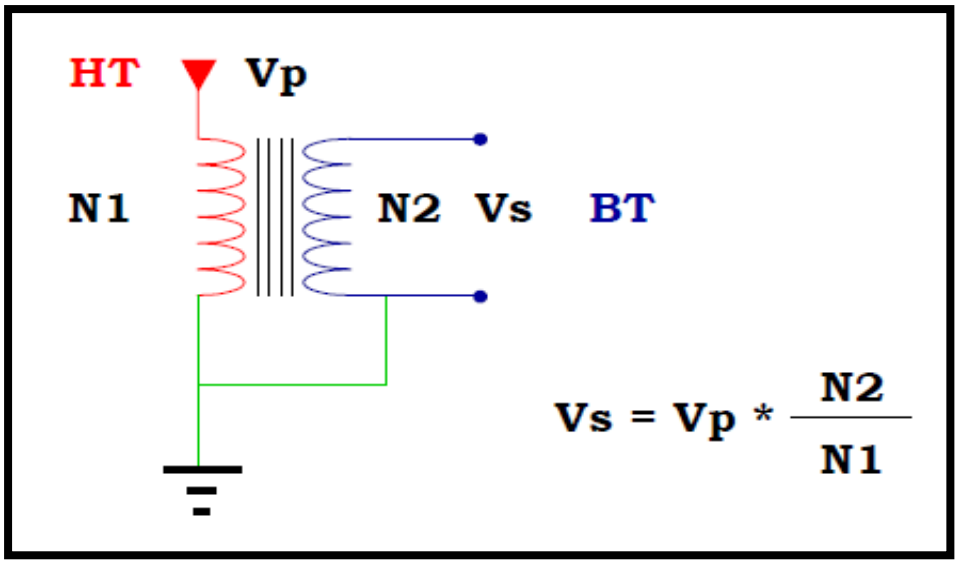


Figure II.3 : Transformateur de tension.

II.2.2. Disjoncteur :

Un disjoncteur est destiné à établir, supporter et interrompre des courants. Sous sa tension assignée (tension maximale du réseau), dans les conditions normales et anormales du réseau. Il est très généralement associé à un système de protection (relais), détectant un défaut et élaborant des ordres au disjoncteur pour éliminer automatiquement le défaut ou pour remettre en service un circuit lorsque le défaut a été éliminer par un autre disjoncteur ou dans le cas où le défaut présente un caractère fugitif.

Sa fonction principale est d'interrompre le flux de courant détecté lors d'un défaut. Le principe de base de tous les disjoncteurs est d'essayer de détecter le passage de courant par la valeur zéro et d'interrompre le flux de courant à ce moment-là (ou le niveau d'énergie à interrompe est à son minimum). C'est l'appareil qui est doté d'une totale capacité d'intervention sans provoquer des surtensions excessives sur le réseau.

Le disjoncteur ne réussit pas souvent à interrompre le courant durant la première tentative, plusieurs cycles de la fréquence fondamentale du courant sont nécessaires pour une interruption complète du flux de courant, ce qui affecte la vitesse du disjoncteur. Les disjoncteurs rapides utilisés en HT sont d'un cycle, par contre ceux utilisés en BT prennent 20 à 50 cycles pour s'ouvrir définitivement. Dans le cas des lignes électriques, beaucoup de défauts sont temporaires. Pour distinguer entre un défaut permanent et un défaut temporaire le concept d'auto-enclenchement est utilisé. Quand le disjoncteur déclenche il reste ouvert un certain temps, ensuite il se ferme automatiquement. Cette action permet au relais de vérifier si

le défaut continu à exister, et dans ce cas de déclencher de nouveau. Si le défaut disparait, le relais ne fonctionne pas et la ligne va rester en service.

Le disjoncteur permet d'établir ou d'interrompre le courant par rapprochement et séparation des contacts jusqu'aux valeurs les plus élevées des courants de défaut. Le disjoncteur HT est caractérisé essentiellement par la technique utilisée pour la coupure, les milieux choisis pour la coupure sont l'air comprimé, L'huile, le vide, et gaz SF6 [2].

II.2.3. Relais 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].

II.3. Les dispositifs de protection :

II.3.1. 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.

II.3.2. Les Contraintes et les caractéristiques :

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.

II.3.3. Qualité principale d'un système de protection :

II.3.3.1. 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 est une performance prioritaire.

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.

II.3.3.2. 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.

II.3.3.2.a. 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 II.4**) 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).

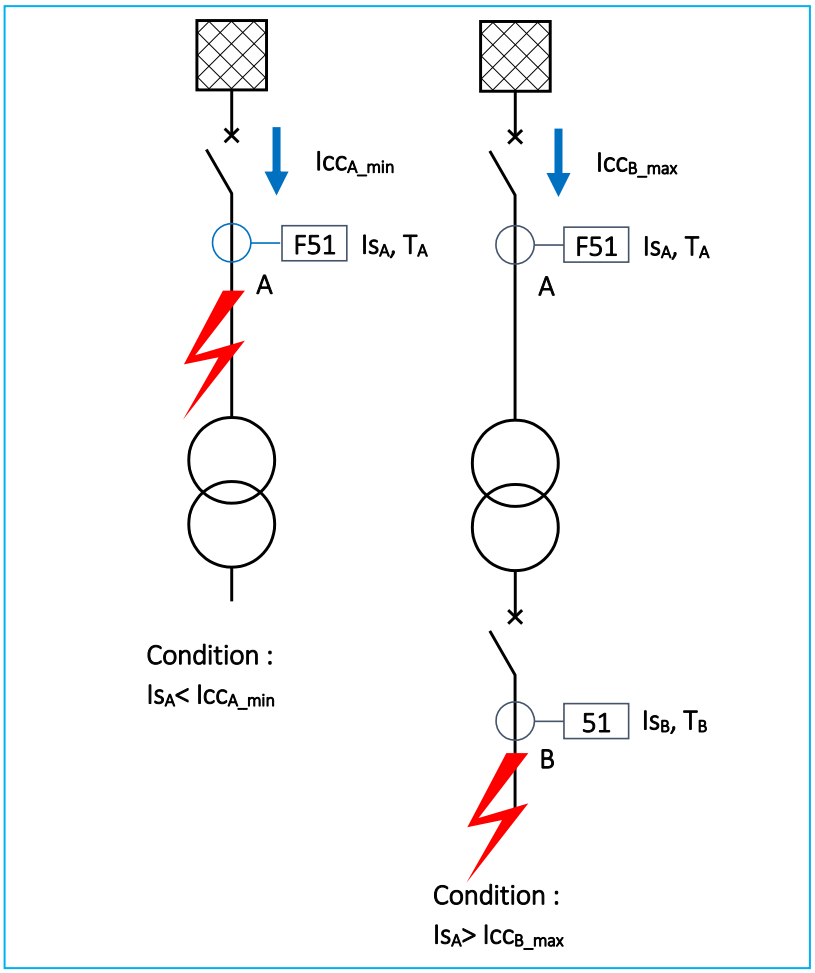


Figure II.4 : Fonctionnement d'une sélectivité ampèremétrique.

II.3.3.2.b. Sélectivité chronométrique :

C'est la 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 II.5**), 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 et reviennent à leur position de veille.

La différence des temps de fonctionnement T entre deux protections successives est l'intervalle de sélectivité.

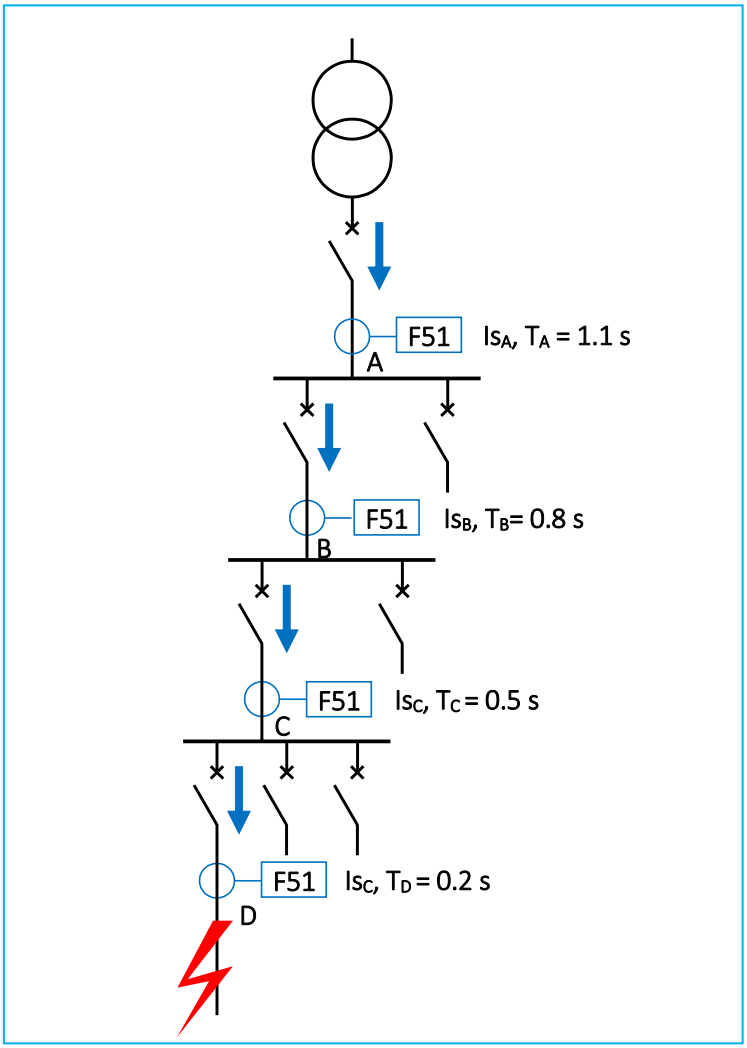


Figure II.5 : Principe de la sélectivité chronométrique.

II.3.3.2.c. Sélectivité logique :

Ce système a été développé pour remédier aux inconvénients de la sélectivité chronométrique. Il est utilisé lorsque l'on souhaite obtenir un temps court d'élimination de défaut (**Figure II.6**)

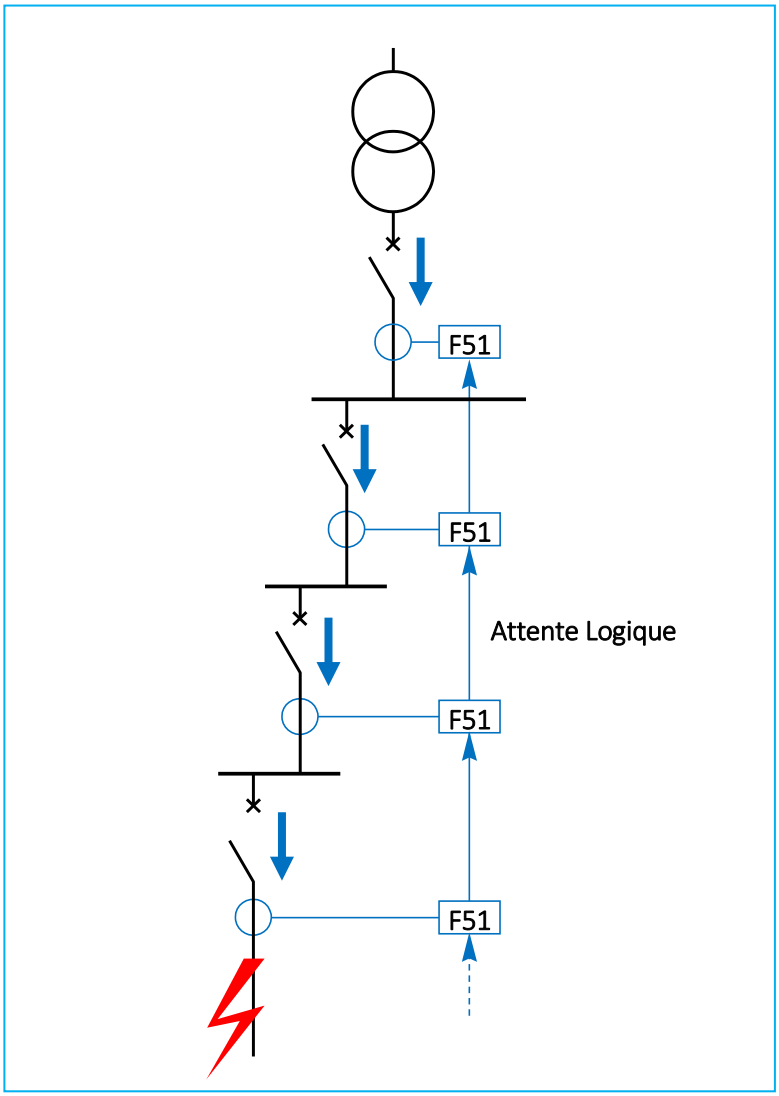


Figure II.6 : Principe de la sélectivité logique.

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 les 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.

II.3.3.3. 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.

II.3.3.4. 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 dû 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 dû fonctionner.
- ✓ La fiabilité d'une protection, qui est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement incorrect (éviter les déclenchements intempestifs), est la combinaison de :
  - **La sûreté :** qui est la probabilité de ne pas avoir de défaut de fonctionnement.
  - **La sécurité :** qui est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement intempestif.

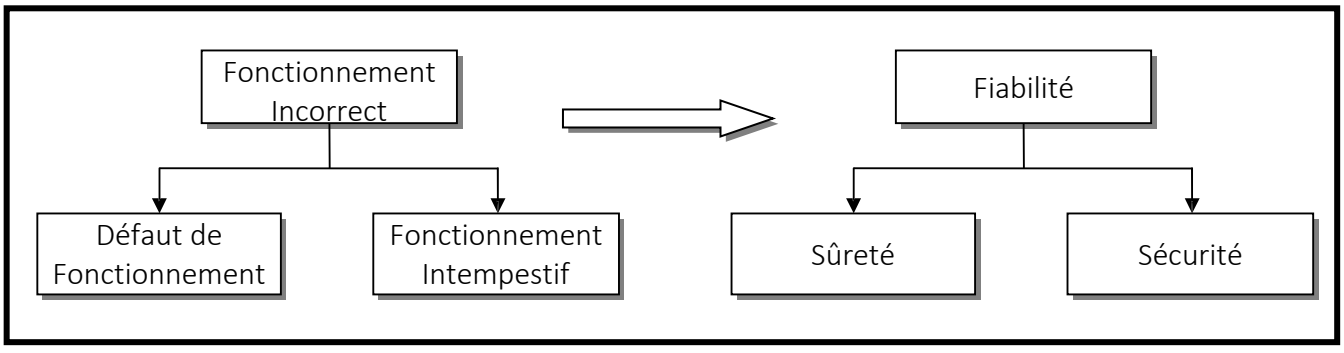


Figure II.7 : Fiabilité d'une protection.

On peut améliorer la fiabilité en associant plusieurs protections, mais, comme on peut le voir sur la **Figure II.7**, sûreté et sécurité sont deux exigences contradictoires (**Figure II.8**) [15 - 18] .

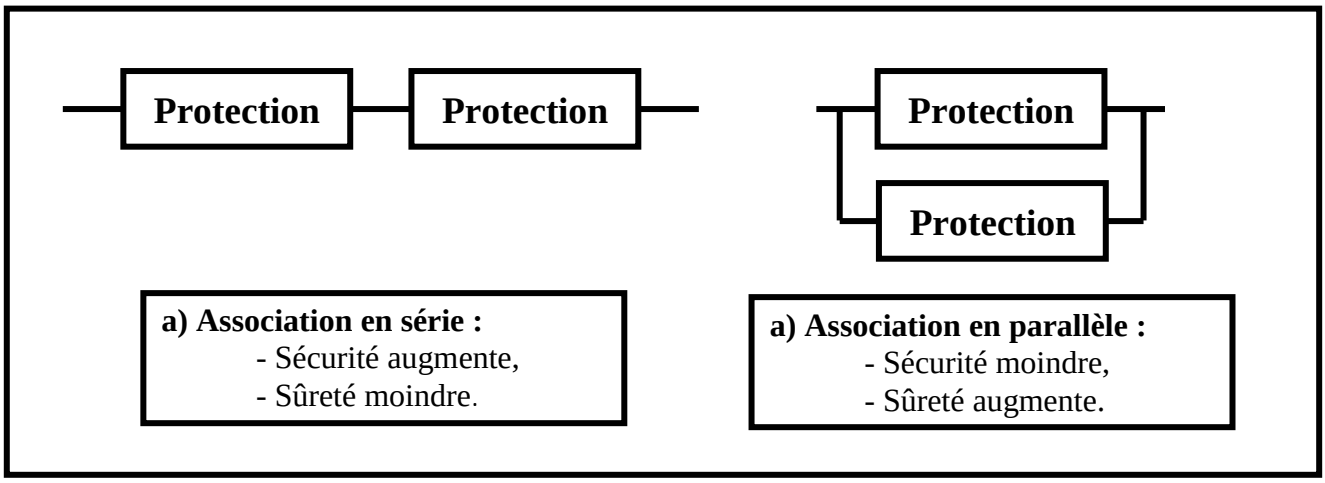


Figure II.8 : Association de protection.

II.4. Les différents systèmes de protection :

II.4.1. Protection par relais à maximum de courant :

II.4.1.1. Protection par relais à maximum de courant non directionnelle :

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.4.1.2. 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.

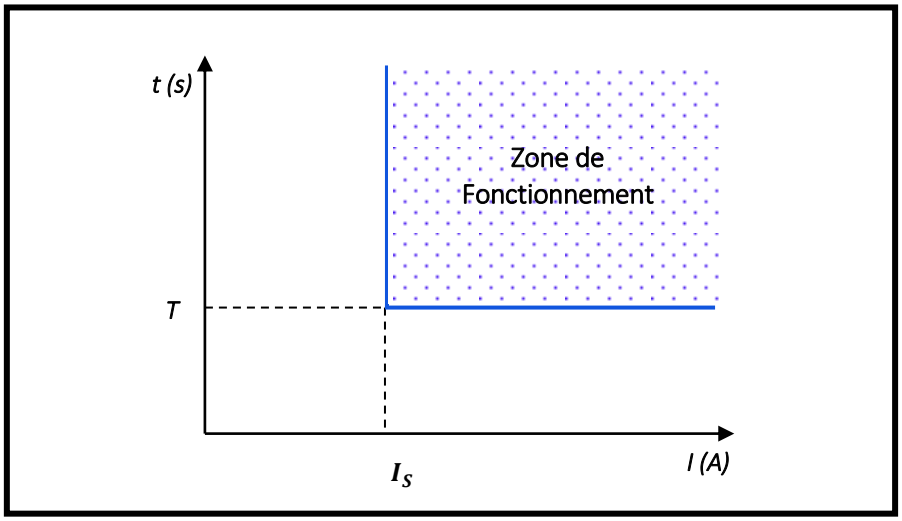


Figure II.9 : Protection à temps indépendant temporisé.

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

T**:** Retard de fonctionnement de la protection (temporisation) [16].

II.4.1.3. 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.10**).

Le fonctionnement de la protection à temps dépendant (inverse) est défini par les normes CEI 255-3. 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 [2,16].

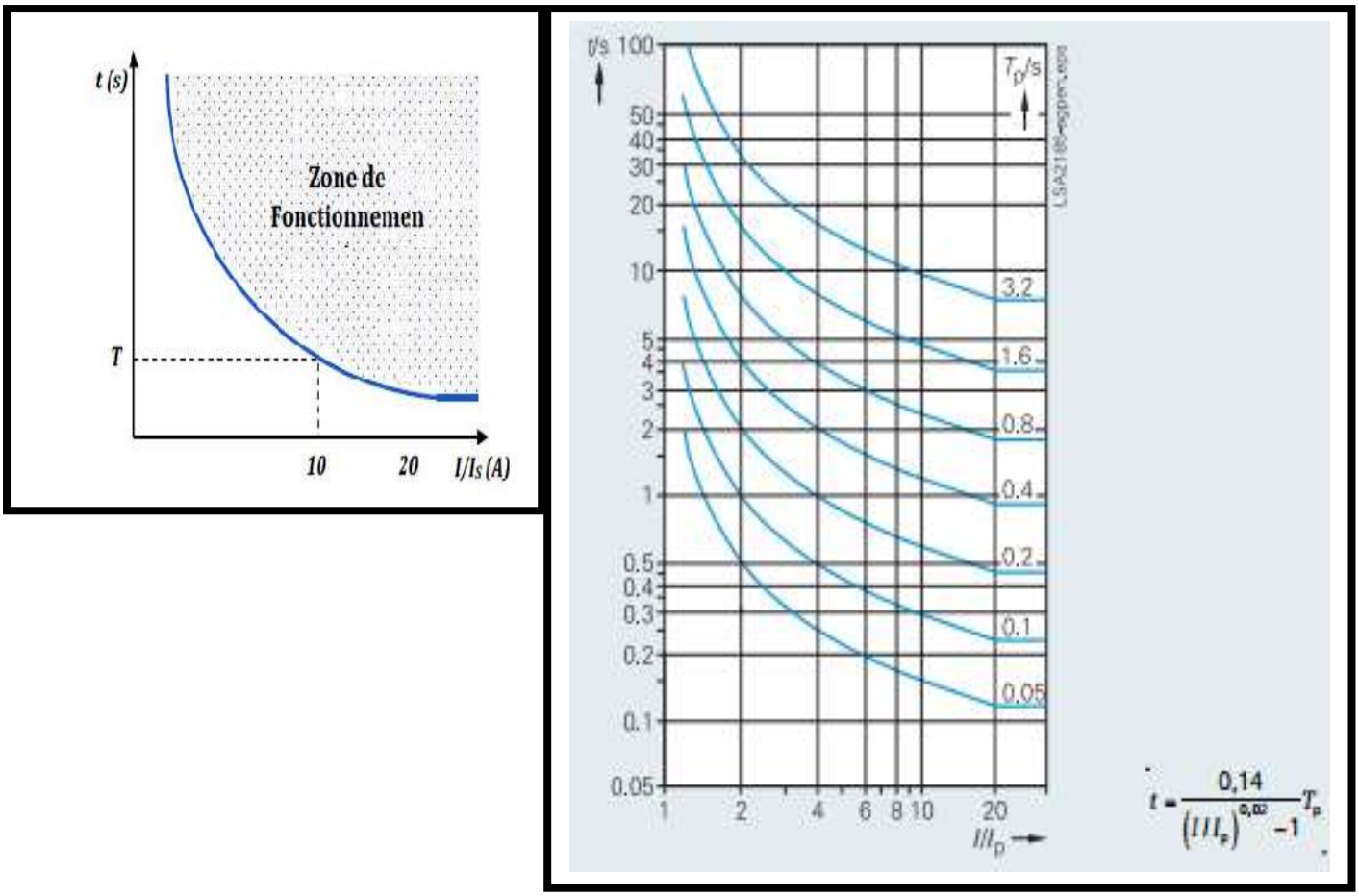


Figure II.10 : Protection à temps dépendant (normal inverse).

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

T**:** Temporisation pour$\mathbf{10}\ I_S$**.**

- ✓ Les caractéristiques suivantes à temps inverse selon IEC 60255-3 et ANSI / IEEE

II.4.1.4. Protection par relais à maximum de courant directionnelle :

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.11** illustre la zone de déclenchement pour $\theta = 45°$. Les valeurs usuelles d'angles caractéristiques sont 30°, 45° et 60°. La valeur généralement utilisée est 45°, On voit sur la figure que le courant $\boldsymbol{I_1}$ est :

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

$\boldsymbol{\beta_1}$est l'angle entre $\boldsymbol{I_1}$et $\boldsymbol{U_{32}}$, il correspond à un déphasage $\boldsymbol{\varphi_1}$entre $\boldsymbol{I_1}$et $\boldsymbol{V_1}$tel que : $\boldsymbol{\varphi_1 = \beta_1 + 90°}$ **[16].**

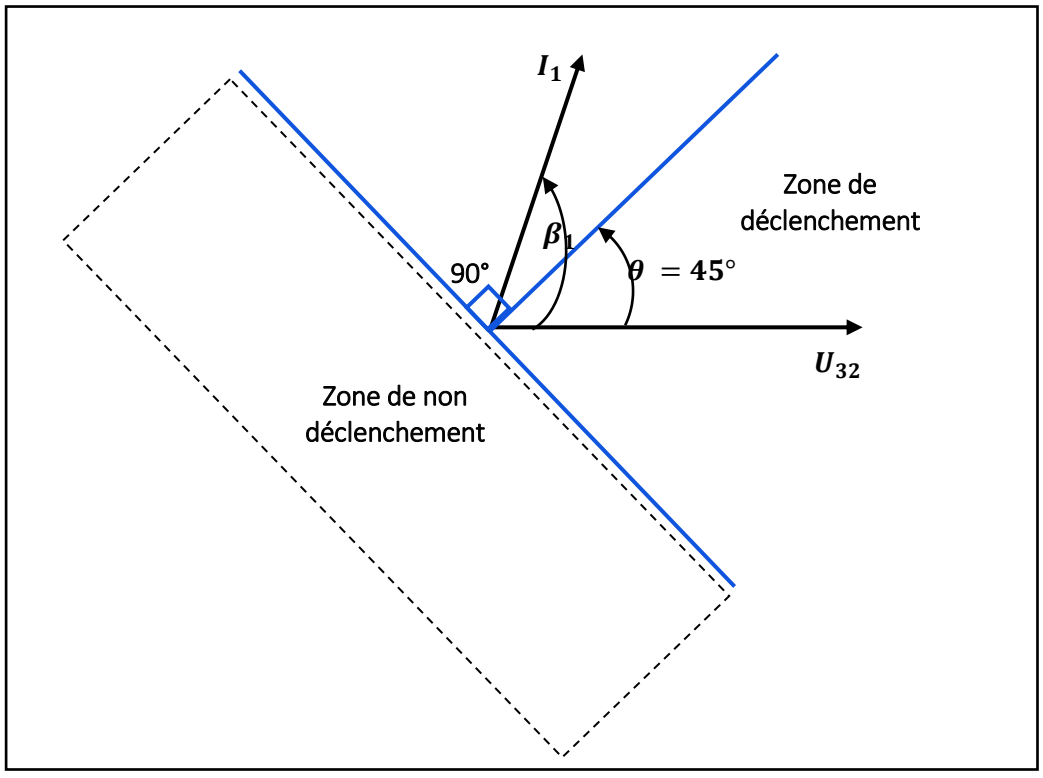


Figure II.11 : Zone de déclenchement de la protection directionnelle pour un angle $\theta = 45°$.

II.4.2. Protection différentielle :

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

II.4.2.1. Protection différentielle longitudinale :

Elle est appelée 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 $\boldsymbol{I_A}$ et $\boldsymbol{I_B}$ soient égaux et coïncident en phase (**Figure II.12).**

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

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

Dans ce cas, la protection ne doit pas fonctionner car le seuil de fonctionnement $\boldsymbol{(I_F)}$ 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$\boldsymbol{I_R}$.

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

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

La protection fonctionne en envoyant le signal de déclenchement aux disjoncteurs [16].

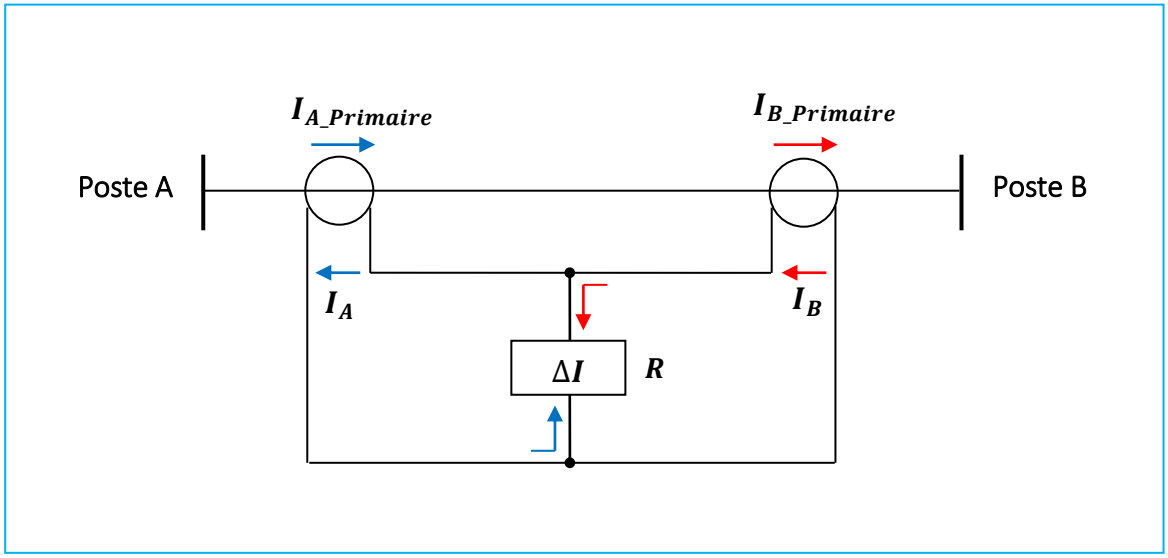


Figure II.12 : Protections différentielles longitudinale d'une ligne à deux extrémités.

II.4.2.2. 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.13)** est bien traversé par la différence géométrique $I_1 - I_2$ des courant des lignes 1 et 2.

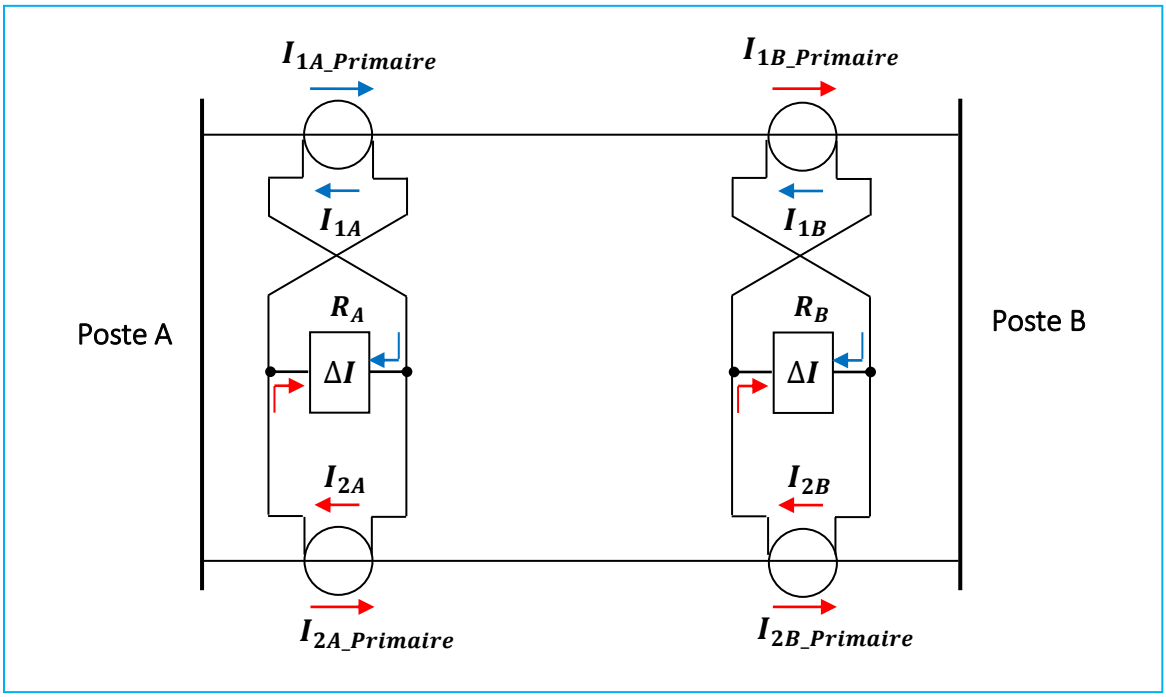


Figure II.13 : Protections différentielles transversale de deux lignes en parallèle.

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.

II.4.2.3. Utilisation de l'antenne de GPS :

Dans certains réseaux de télécommunication ou l'erreur de synchronisation n'est pas connu, une autre méthode de synchronisation est nécessaire. Cette méthode est basée sur une horloge externe indépendante qui est capable de générer un signal de synchronisation aux deux extrémités de la ligne avec une précision de l'ordre de la microseconde. Une solution pour l'horloge externe est le GPS_ horloge avec une sortie 1PPS (1pps one pulse par

seconde).

Le diagramme **Figure II.14** montre l'utilisation de la synchronisation par GPS. Une antenne et horloge GPS est nécessaire à chaque extrémité de la ligne. La sortie 1PPS doit être connectée à l'entrée A des protections.

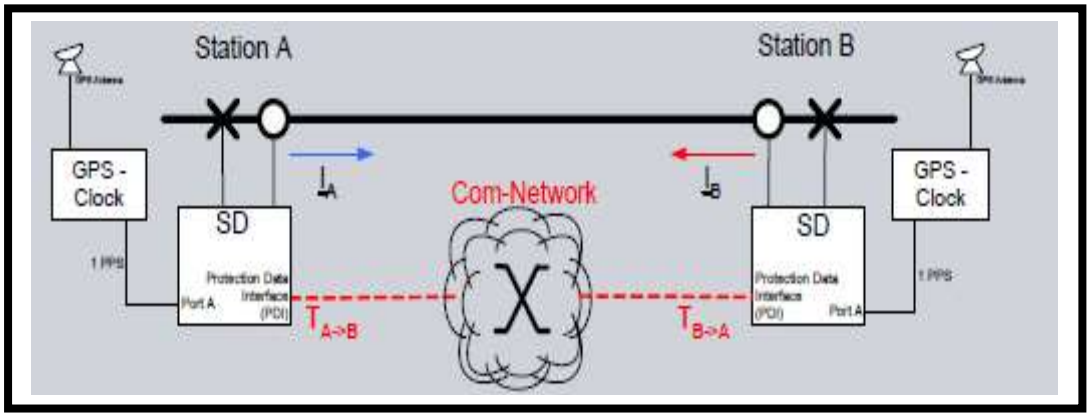


Figure II.14 : Utilisation de l'antenne de GPS.

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 [19].

II.4.2.4. Protection différentielle courant utilisant comme support des faisceaux hertziens ou des fibres optiques :

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.15**) fonctionne lorsque le courant différentiel [18].

$\boldsymbol{I_{Diff}}$ est supérieur à $\boldsymbol{K' \cdot I_{Ret}}$

Avec :

$\boldsymbol{I_{Diff}}$: Courant différentiel ;

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

$\boldsymbol{K'}$: Pourcentage.

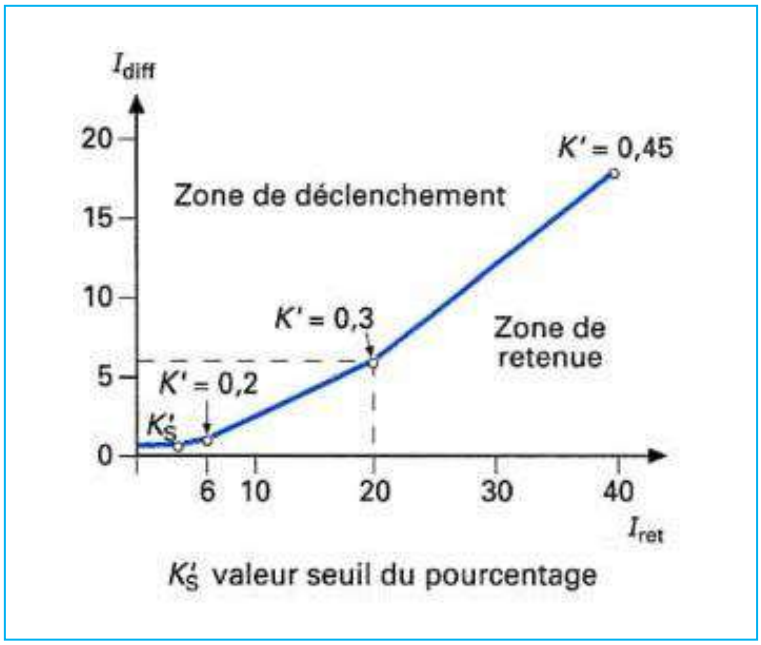


Figure II.15 : Caractéristique du relais différentiel à pourcentage (protection différentielle **DIFL** du constructeur **GEC Alsthom**).

II.4.3. Protection de distance :

II.4.3.1. Principe de base :

La 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.16)** [20].

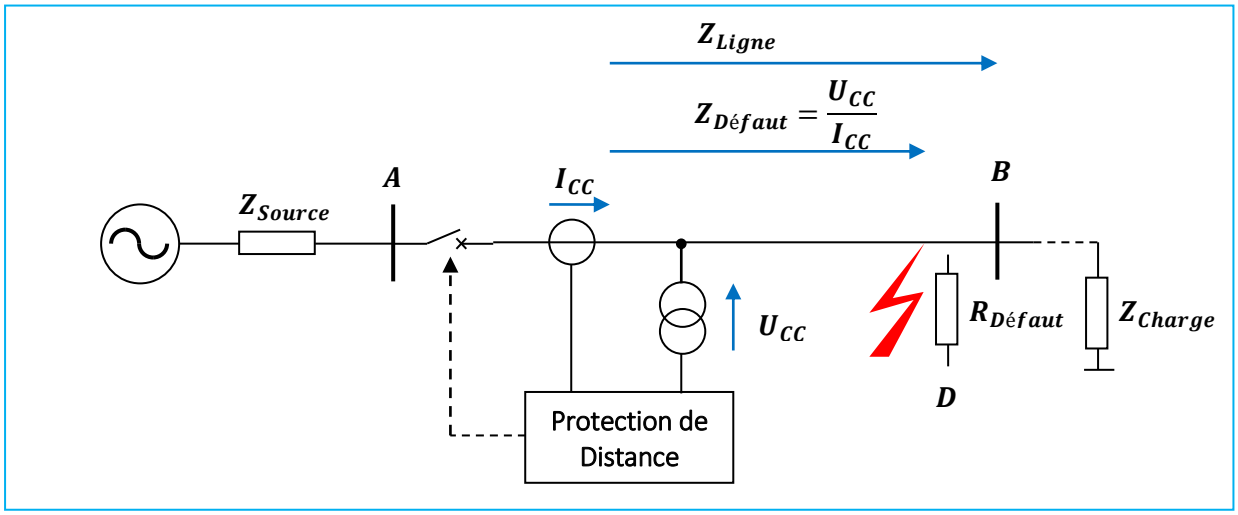


Figure II.16 : Principe de base du fonctionnement.

II.4.3.2. Diagramme d'impédance :

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.17**). 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.

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

L'angle entre le courant et la tension correspond à l'angle de charge φ_{Charge}(**Figure II.17**). 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 [21].

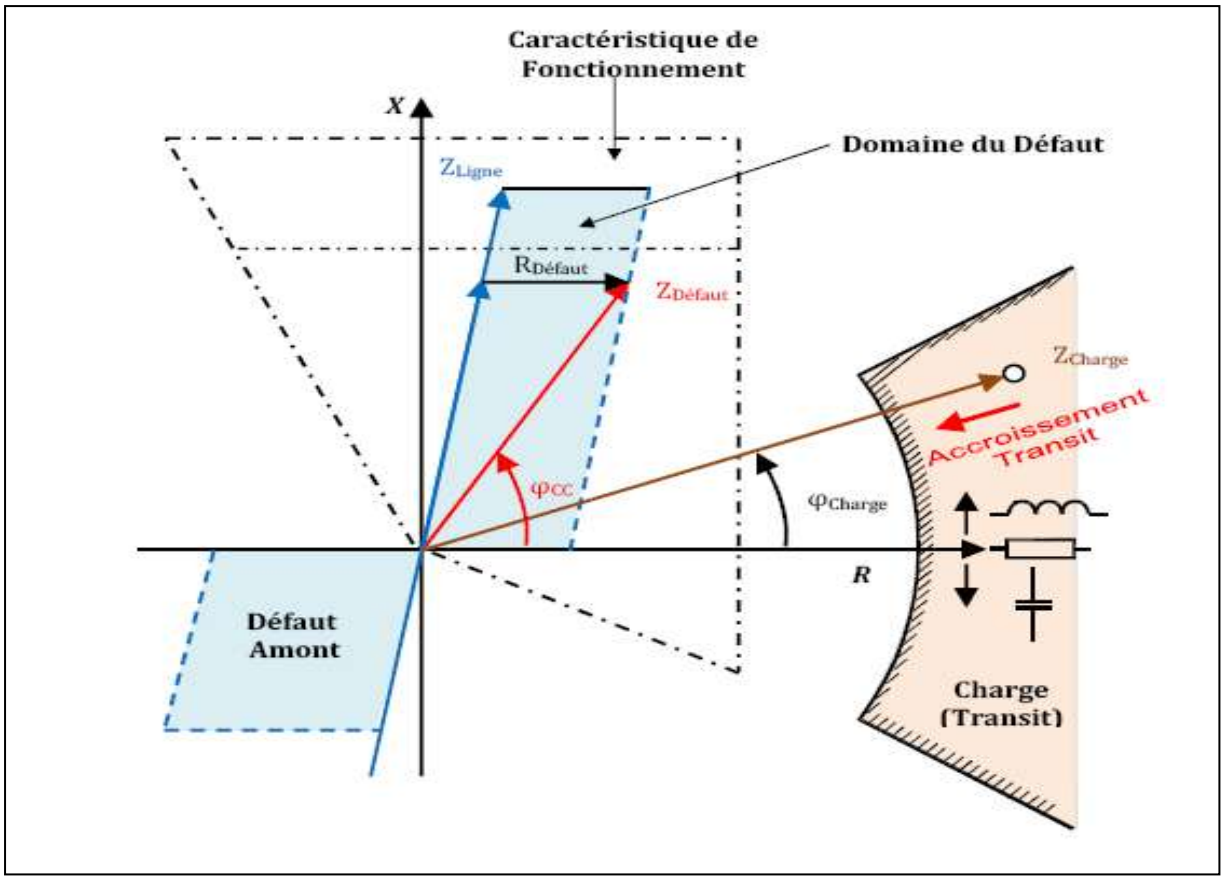


Figure II.17 : Impédance de court-circuit et de charge (transit).

II.4.3.3. 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 ou une frontière entre les impédances de charge que la protection va considérer comme normales, 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.

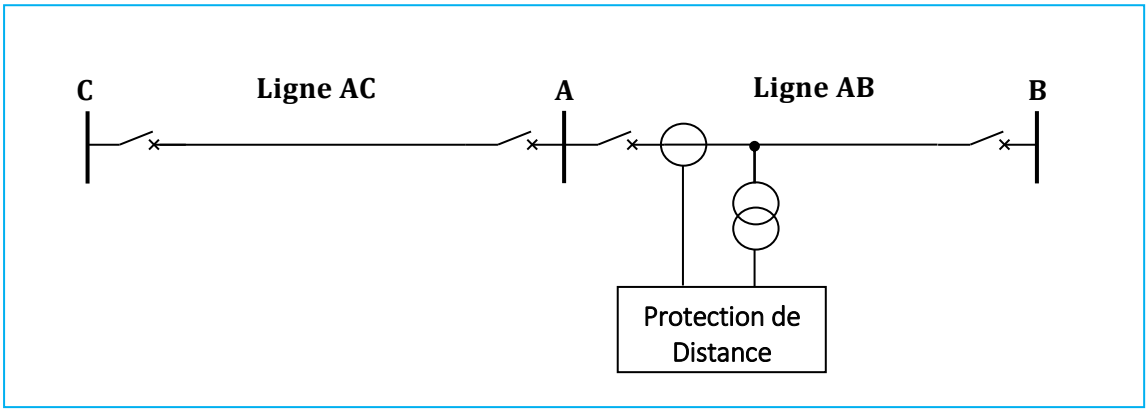


Figure II.18 : Protection de distance.

Les relais numériques peuvent utilisés n'importe quelle caractéristique, il suffit de la programmer. Par contre les relais statiques ou électromécaniques ont une caractéristique liée de leur principe de fonctionnement [22].

II.4.3.3.a. 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 de ce fait idéale pour les protections phase–terre [23,24].

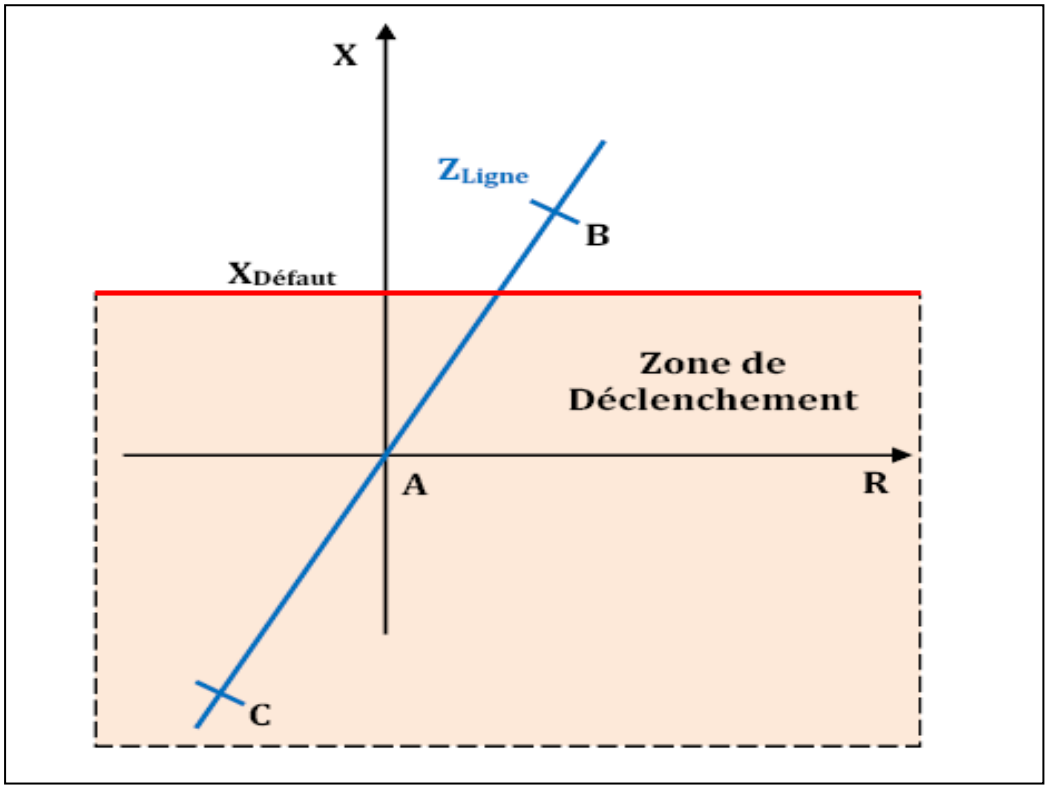


Figure II.19 : Caractéristique purement réactive.

II.4.3.3.b. Caractéristique impédante :

La caractéristique impédante décrit un cercle sur le diagramme R/X, la limite est constituée de tous les ***Z*** tel que ***|Z|=une constante*** [22]. 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 [25].

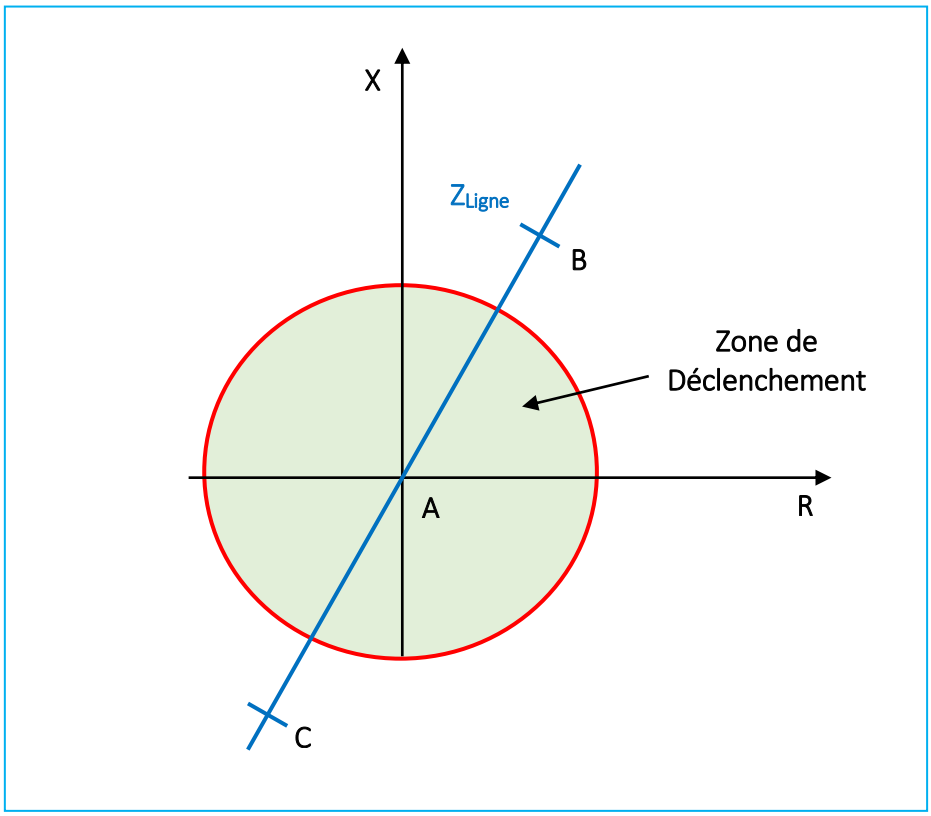


Figure II.20 : Caractéristique purement impédante.

II.4.3.3.c. Caractéristique Mho :

Les protections de distance dans le plan R/X ayant 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 [23].

Les relais Mho sont intrinsèquement directionnels, et 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 [25].

Un désavantage du Mho est qu'en cas de défaut proche du relais, la tension est trop faible et la sensibilité est 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.

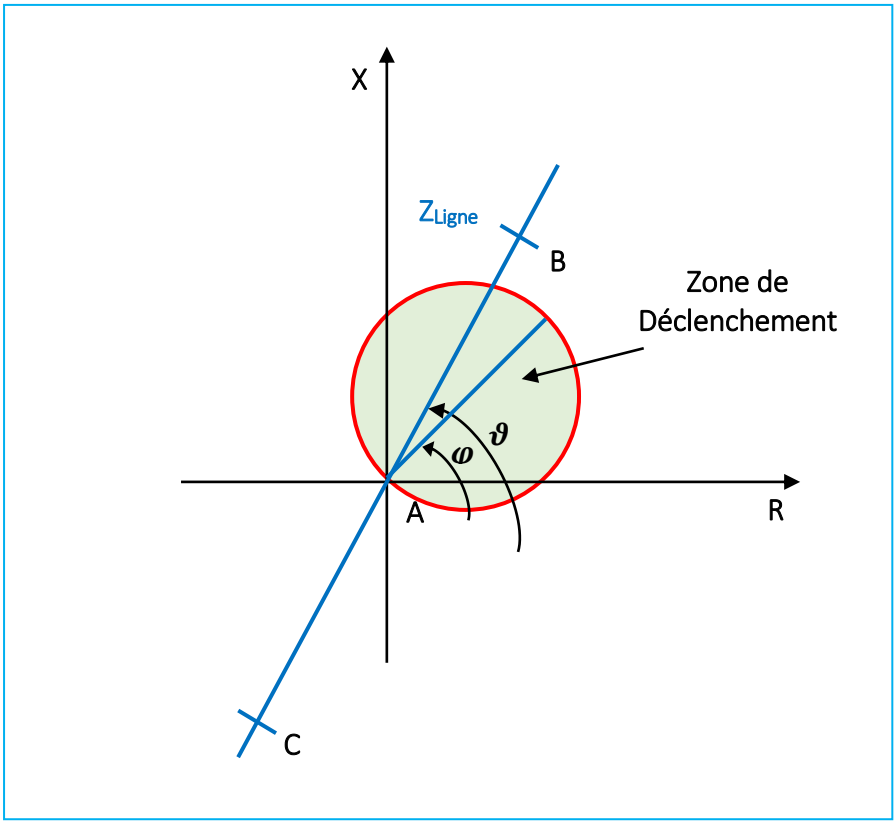


Figure II.21 : Caractéristique Mho (L'impédance de la ligne ne passe pas systématiquement par le centre du cercle).

Les Mho sont plus simples 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 [22].

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 :

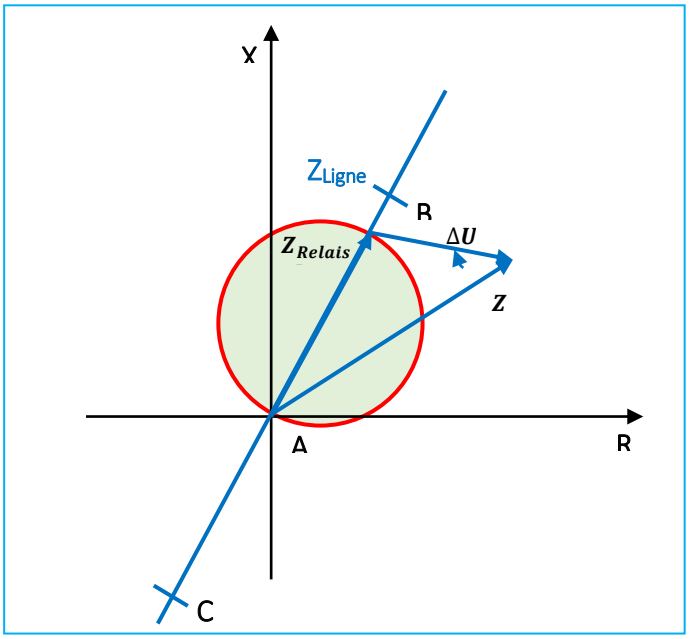
$$\Delta \boldsymbol{U} = (\boldsymbol{Z_{Relais}} \times \boldsymbol{I}) - (\boldsymbol{Z} \times \boldsymbol{I}) \qquad \text{(II.5)}$$

Avec :

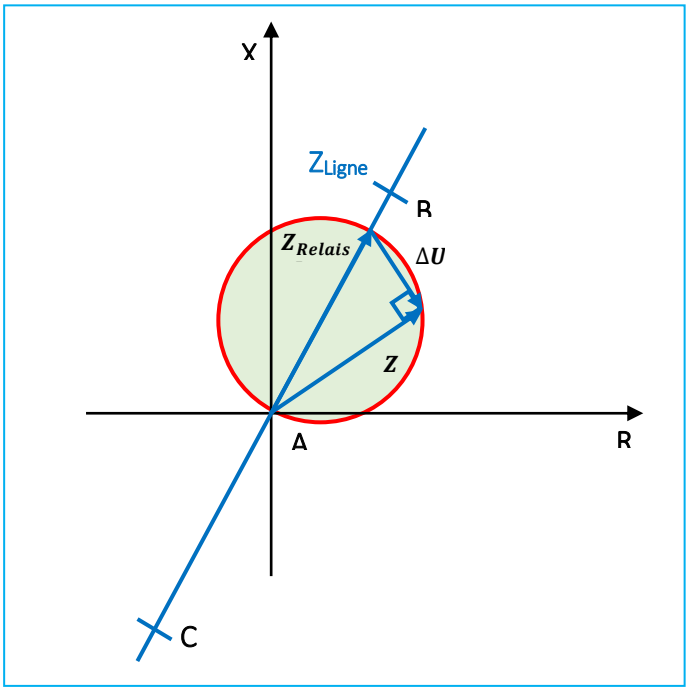
$\boldsymbol{Z_{Relais}}$: L'impédance sur la ligne à partir de laquelle le relais déclenche.

$\boldsymbol{Z}$: L'impédance mesurée.

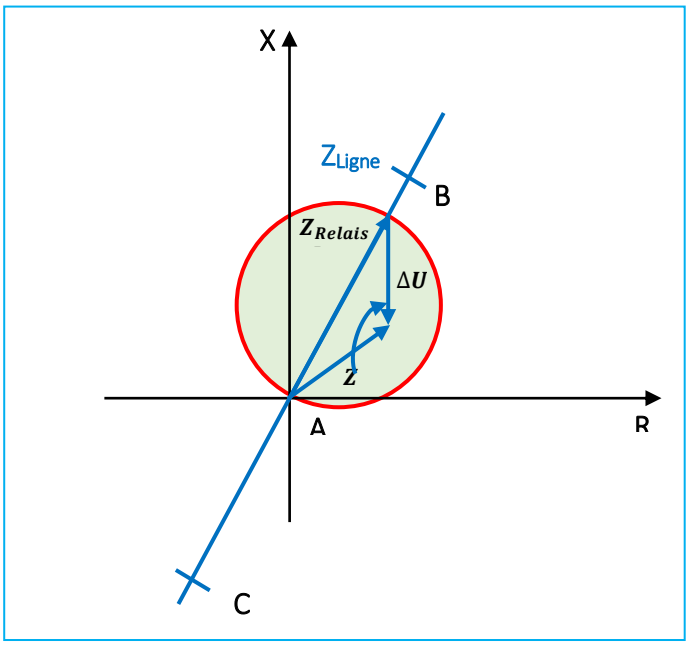
Si l'angle entre $\Delta \boldsymbol{U}$et $\boldsymbol{Z} \times \boldsymbol{I}$est inférieur à 90° alors$\boldsymbol{Z}$ est en dehors du cercle, s'il est égal à 90° $\boldsymbol{Z}$ est sur le cercle et s'il supérieur à 90° $\boldsymbol{Z}$ est dans cercle **(Figure II.14)** [23].



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

II.4.3.3.d. Caractéristique quadrilatérale :

Une caractéristique quadrilatérale est délimitée par 4 droites. Les relais quadrilatéral ont l'avantage d'être plus sensible aux défauts résistifs que les relais Mho. Ces caractéristiques sont très flexibles en termes 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 [22,23].

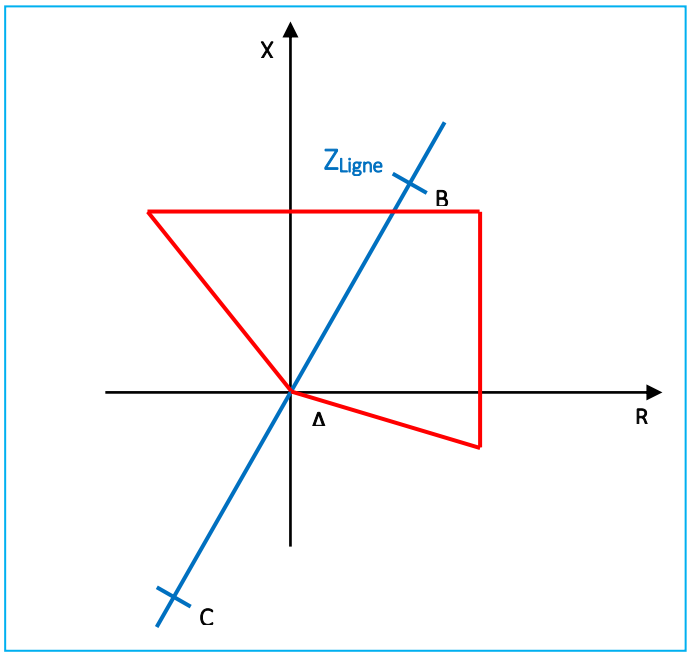


Figure II.23 : Caractéristique quadrilatérale.

II.4.3.3.e. Caractéristique lenticulaire :

Une zone lenticulaire est formée par l'intersection de deux zones circulaires de type Mho, avec l'axe de la lentille est le même que 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 [23].

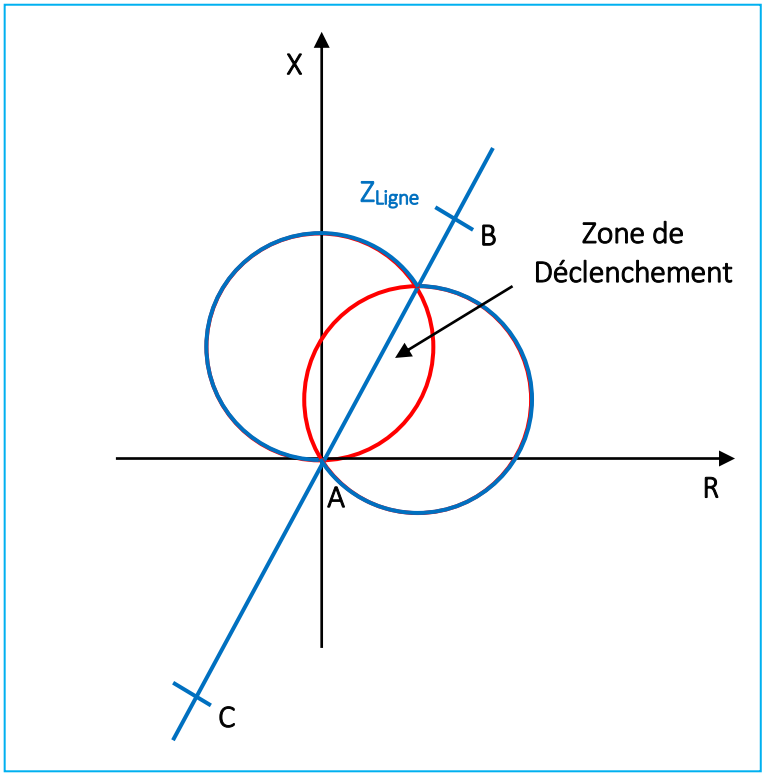


Figure II.24 : Caractéristique lenticulaire.

II.5. L'application de la zone de protection dans la protection de distance :

Plusieurs zones sont utilisées pour protéger une ligne de transport suivant les indications de la **Figure II.25.** La protection doit permettre de définir avec certitude la direction “ aval” ou “amont” du défaut quelle que soit son évolution par rapport au point de mesure.
La première zone, désignée comme zone 1 “ aval”, est mise pour se déclencher instantanément. Dans la pratique, la zone 1 est mise pour couvrir approximativement 80-90% (varié selon le type de relais, électromécanique, statique ou numérique) de la longueur totale de la ligne pour prendre soin des erreurs et pour éviter l'opération inutile pour des défauts au de la de l’autre extrémité. La deuxième zone (zone2) “ aval” est mise pour couvrir le reste de la ligne plus une marge adéquate (environ 20% de la ligne adjacente). Les arrangements de la zone 2 devraient ne jamais surmonter n'importe quelle zone 1 du relais aux lignes adjacentes ; autrement le déclenchement inutile des lignes peut se produire au cas où un défaut se trouverait simultanément en dessous de la portée de la zone 2 des deux relais situés à

la station A et B suivant les indications de la **Figure II.25.** Par conséquent, l'arrangement minimum pour la zone 2 qui assure la couverture totale de la ligne, avec une marge de sûreté, est habituellement 120% de la ligne protégée, à condition que ceci ne dépasse pas 50% de la prochaine ligne la plus courte. Pour assurer la sélectivité, la zone 2 doit être retardée par un temps (gradué) relative à la protection de la ligne adjacente. Le retard de temps typique de la zone 2 est 300ms à 400ms pour les relais électromécaniques et à 250ms à 300ms pour la protection statique et numérique. Ce temps d'évaluation est un résultat de la somme du temps de fonctionnement de la zone 1 et le temps de fonctionnement de disjoncteur de la ligne adjacente, la période de remise de relais de distance, des erreurs des temporisateurs internes de relais de distance, et une marge de sûreté [13].

La zone 3 " aval" couvre les distances supérieures pour protéger la ligne adjacente (Remote back up protection) (décision temporisée d'environ 1.5 secondes). La **Figure II.25 b** montre le circuit logique de commande des zones de protection.

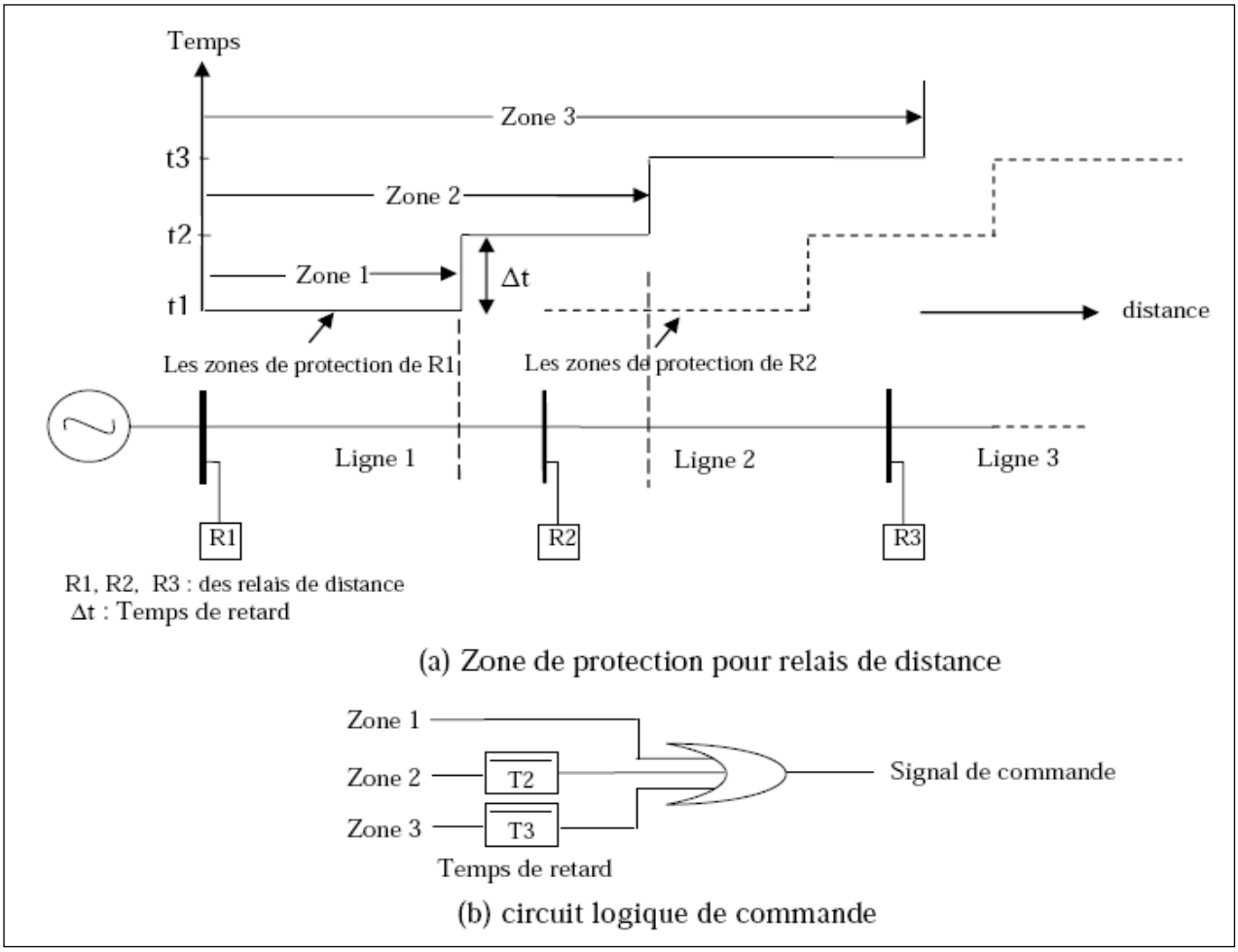


Figure II.25 : Zone de protection et circuit logique de commande pour le relais de distance.

II.6. Conclusion :

Un système protection des lignes de transport d'énergie électrique a importance primordiale. Dans ce chapitre nous avons présenté un aperçu sur les équipements de mesure, coupeur et différents types de protections, la plus convenable, du point de vue technique et économique, est la protection de distance. Celle a généralement, les meilleures performances et elle permet d'obtenir une sélectivité satisfaisante.

Chapitre III :

Présentation des relais numériques

III.1. Introduction :

L'application des relais de protection dans les systèmes d'alimentation remonte depuis plus d'un siècle. Dès 1902, la technologie utilisée pour construire les relais a amélioré spectaculairement la taille, le poids, le coût et la fonctionnalité. Basé sur la technologie utilisée pour leur construction, les relais peuvent être chronologiquement classifiés comme électromécaniques, statiques ou à semi-conducteur et numérique [1,13].

III.2. Types des relais :

III.2.1 Relais électromécaniques :

Les premiers relais utilisés dans l'industrie électrique étaient des dispositifs électromécaniques. Leur principe de fonctionnement est base sur la création d'une force mécanique pour actionner les contacts de relais en réponse à une situation de défaut. La force mécanique a été établie par l'écoulement d'un courant qui a reflété le courant de défaut à travers les enroulements montés dans des noyaux magnétiques. En raison de la nature de son principe de fonctionnement, les relais électromécaniques sont relativement plus lourds et plus volumineux que des relais construits avec d'autres technologies. En plus, la charge de ces relais peut être extrêmement haut, affectant le but de la protection. Cependant, les relais électromécaniques ont été tellement utilisés en grande partie, que même les relais modernes utilisent leur principe de fonctionnement, et représentent toujours un bon choix pour certaines conditions d'application.

III.2.1. Relais statiques (à semi-conducteur) :

Les relais statiques sont des dispositifs à semi-conducteur composés de composants électroniques comme les résistances, les diodes, les transistors etc. Ces relais n'ont pas des pièces mobiles ce qui les a rendu plus légers et plus petit que les relais électromagnétiques. Les relais à semi-conducteur exécutent les mêmes fonctions que les relais électromagnétiques sauf qu'elles ont besoin de moins de tension pour fonctionner et la commutation peut être exécutée à des durées très brèves. Les relais statiques sont fiables mais les composants électroniques peuvent dériver en raison de la température ambiante et du vieillissement élevé. Les relais à semi-conducteur activent le déclenchement des circuits utilisant des dispositifs électroniques tels que les redresseurs à silicium et, en conséquence, il n'y a aucun arc pendant la commutation. Les commutateurs dans les relais à semi-conducteur ont toujours des courants de fuite indépendamment du fait que les commutateurs sont ouverts ou fermés.

III.2.2. Relais numériques :

La protection des systèmes électriques a beaucoup changé depuis l'évolution des microprocesseurs. Leur intégration à très grande échelle a permis de réunir de nombreux composants dans une simple puce. La technologie numérique a fait sa place dans le domaine de la protection des systèmes électriques. Aujourd'hui, les relais numériques sont mis en application pour protéger presque tous les composants des systèmes électriques. Les techniques fondamentalement numériques emploient les mêmes principes qui ont étaient employé par les relais électromécaniques et statiques. Les relais numériques ont beaucoup d'avantages telle que :

III.2.2.1. Économique :

La raison principale de l'acceptation des relais numériques est qu'ils présentent beaucoup de dispositifs au prix raisonnable.

III.2.2.2. Rapide :

Il y a deux raisons du fonctionnement rapide des relais numériques ; un, les relais numériques n'emploient aucune partie mécanique, deux, l'utilisation des processeurs à grande vitesse ont fait de ces relais très rapides.

III.2.2.3. Autocontrôle :

Les relais numériques contrôlent eux-mêmes sans interruption. Par contre les relais électromécaniques doivent être examinés par le personnel à intervalles réguliers. D'autre part, Le dispositif à autocontrôle épargne le temps aussi bien que l'argent.

III.2.2.4. Fonctions multiples :

Les relais, les compteurs, les commutateurs de commande, les indicateurs, et les appareils de communication peuvent être intégré dans un relais protecteur simple à microprocesseur. Les schémas de sous-station/système et les diagrammes de câblage sont facilement produits en raison du nombre réduit de dispositifs et de câblage relatif.

III.2.2.5. Temps mise en marche réduit :

La mise en marche est un processus de vérification des performances d'un équipement avant qu'il ne soit mis en service. Les relais numériques ont des dispositifs de mesure et les compatibilités à distance, qui font la mise en marche simple et moins longue.

III.2.2.6. Economie de temps et d'effort :

La localisation rapide de l'endroit du défaut par les relais numériques dans les lignes de transport réduit le temps de coupure électrique considérablement.

III.2.2.7. Flexibilité :

Les relais numériques peuvent être conçus et construits en prenant compte l'usage universel du matériel. Un relais peut être employé pour protéger différents composants de système d'énergie en chargeant différents logiciels.

III.2.2.8. Petite taille :

Les relais numériques sont plus légers dans le poids et ont besoin de moins d'espace que les relais électromécaniques et à semi-conducteur. Pour cette raison, il est facile de transporter ces dispositifs.

III.2.2.9. Remplacement facile :

Si un relais numérique tombe en panne, il peut être remplacé complètement. Ceci économise le temps et le travail nécessaire pour les réparations.

III.3. Schéma bloc d'un relais numérique

Le relais numérique est un dispositif à base de microprocesseur qui utilise un logiciel pour le traitement des signaux échantillonnés et mettre en application la logique du relais.

La majeure partie de la recherche dans le secteur de la protection à relais numériques est liée au développement des algorithmes pour des applications spécifiques. Les éléments de base d'un relais numérique sont résumés sur la **Figure III.1.**

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.1** montre le schéma bloc d'un relais numérique.

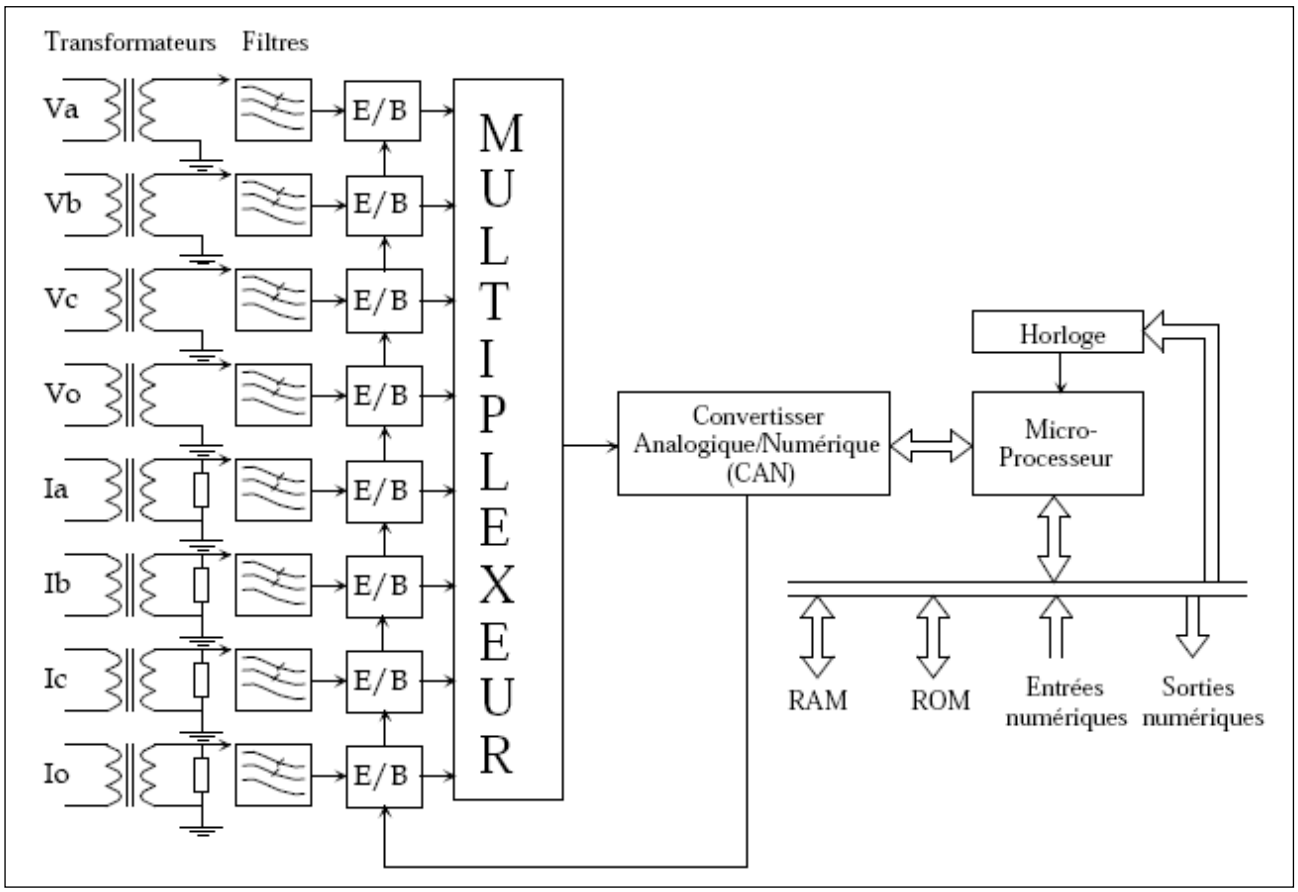


Figure III.1 : Elément de base d'un relais numérique.

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.3.2. Module d'entré des transformateurs de tension :

Dans la **Figure III.2** 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 [13].

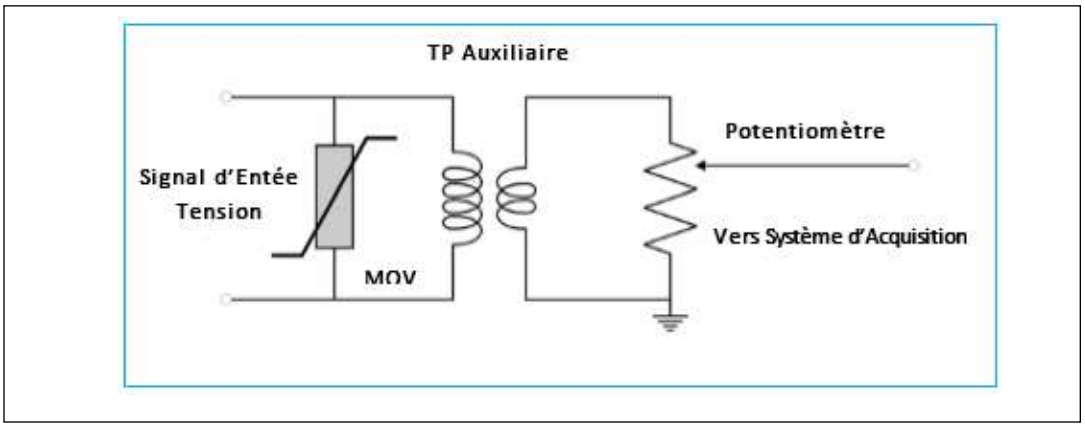


Figure III.2 : Module d'entée et d'isolement de signal de tension.

III.3.3. Module d'entré des transformateurs de courant :

La **Figure III.3** 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 [13].

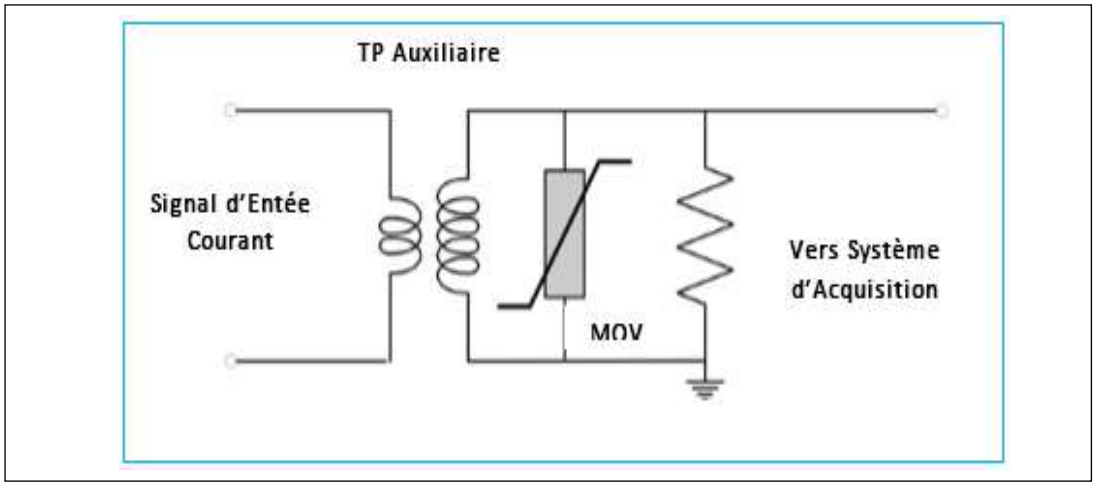


Figure III.3 : Module d'entée et d'isolement de signal de courant.

III.3.4. 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 où 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 $\boldsymbol{2f_{max}}$, $\boldsymbol{f_{max}}$ 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.4**. [26, 27]

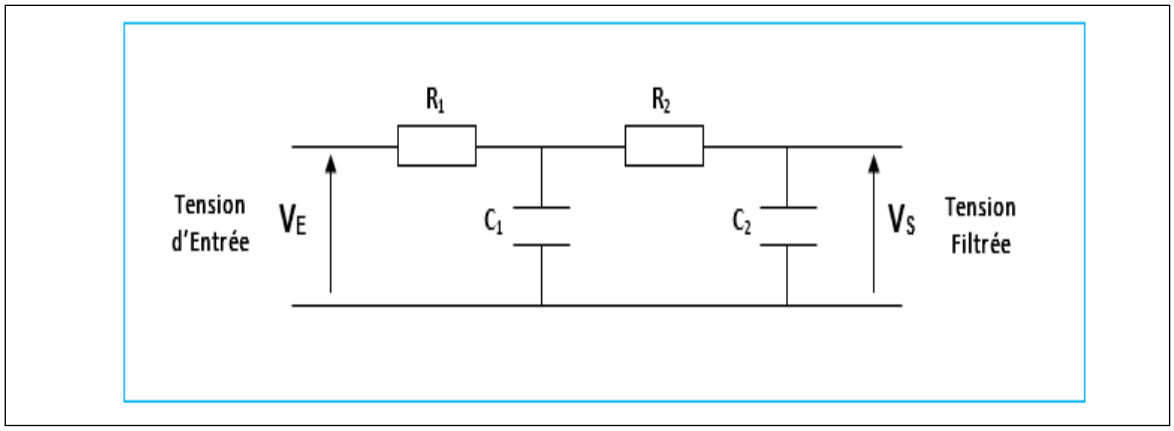


Figure III.4 : Filtre anti-repliement analogique.

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 :

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

D'où :

$\boldsymbol{N}$: Ordre de filtre ;

$\boldsymbol{f_0}$: La fréquence de coupure.

III.3.4.1. 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 $\boldsymbol{f_c/2}$.

III.3.4.2. 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.3.4.3. Filtre de type Bessel :

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

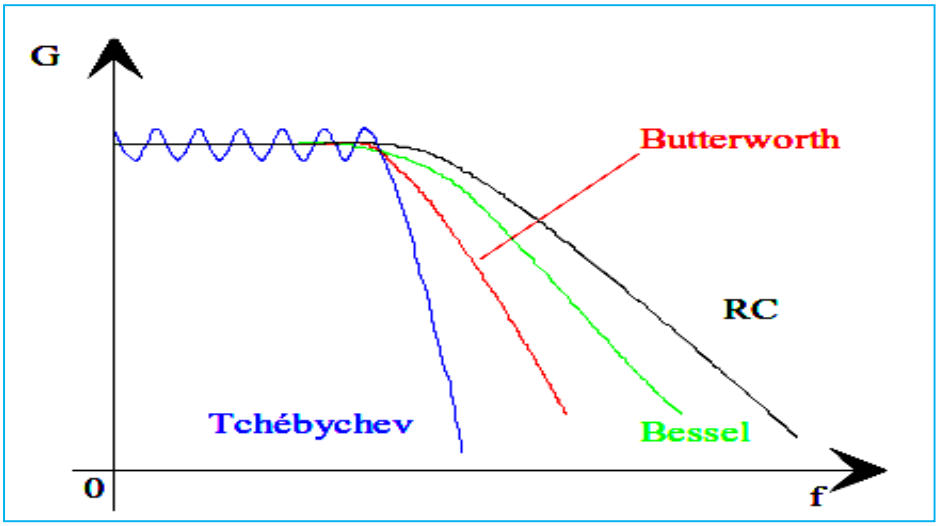


Figure III.5 : Propriétés de différentes synthèses de filtre.

III.3.4.4 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 [26,27].

III.3.4.5. Conversion Analogique-Numérique :

La conversion numérique d'un signal 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 [27].

III.3.4.6. 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.

Un microprocesseur est un composant électronique minuscule, fabriqué le plus souvent en silicium, qui regroupe un certain nombre de transistors élémentaires interconnectes. Le microprocesseur exécute les fonctions de l'unité centrale d'ordinateur (CPU). Il interprète les instructions et traite les données du programme.

III.4. Commande des organes de coupure

Apres détection du défaut et identification de l'ouvrage atteint. La protection élabore un ordre de sortie qui sert à commander l'ouverture du disjoncteur associe 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.

III.5. Système à microprocesseur d'une protection SIEMENS :

Les véritables fonctions de protection et de commande sont traitées au niveau du système à microprocesseur (μP). Outre la supervision et le contrôle des grandeurs mesurées, le système à microprocesseur gère les tâches suivantes :

- ✓ Filtrage et conditionnement des grandeurs mesurées,
- ✓ Supervision continue des grandeurs mesurées,
- ✓ Supervision des conditions d'excitation des fonctions de protection individuelles,
- ✓ Calcul des grandeurs locales de la protection différentielle (analyse des vecteurs de phase et calcul de charge) et création du protocole de communication,
- ✓ Décodage des protocoles de transmission entrants, synchronisation des mesures des différentes protection différentielle et sommation des courants différentiels et des calculs de charge Qdiff,
- ✓ Supervision des liaisons avec les autres appareils du système de la protection différentielle,
- ✓ Comparaison entre les valeurs mesurées et les valeurs limites de fonctionnement et contrôle des durées de traitement,
- ✓ Pilotage des signaux pour les fonctions logiques,
- ✓ Contrôle des ordres de déclenchement et d'enclenchement,
- ✓ Enregistrement des messages et données relatives aux événements, alarmes, défauts et mise à disposition de ces données pour analyse,
- ✓ Gestion du système d'exploitation et des fonctions associées comme : enregistrement de données, horloge temps réel, communications, interfaces, etc.

Les informations sont mises à disposition au travers des amplificateurs de sortie AS.

Le système de protection utilisé sur la ligne 400 kV est constitué par les protections numériques siemens suivantes [28] :

- Protection de différentielle 7SD522.
- Protection de distance 7SA612.
- Un dispositif de reenclenchement automatique 7VK61.
- Protection complémentaire P141.
- Protection de défaillance disjoncteur DRS_LA4.

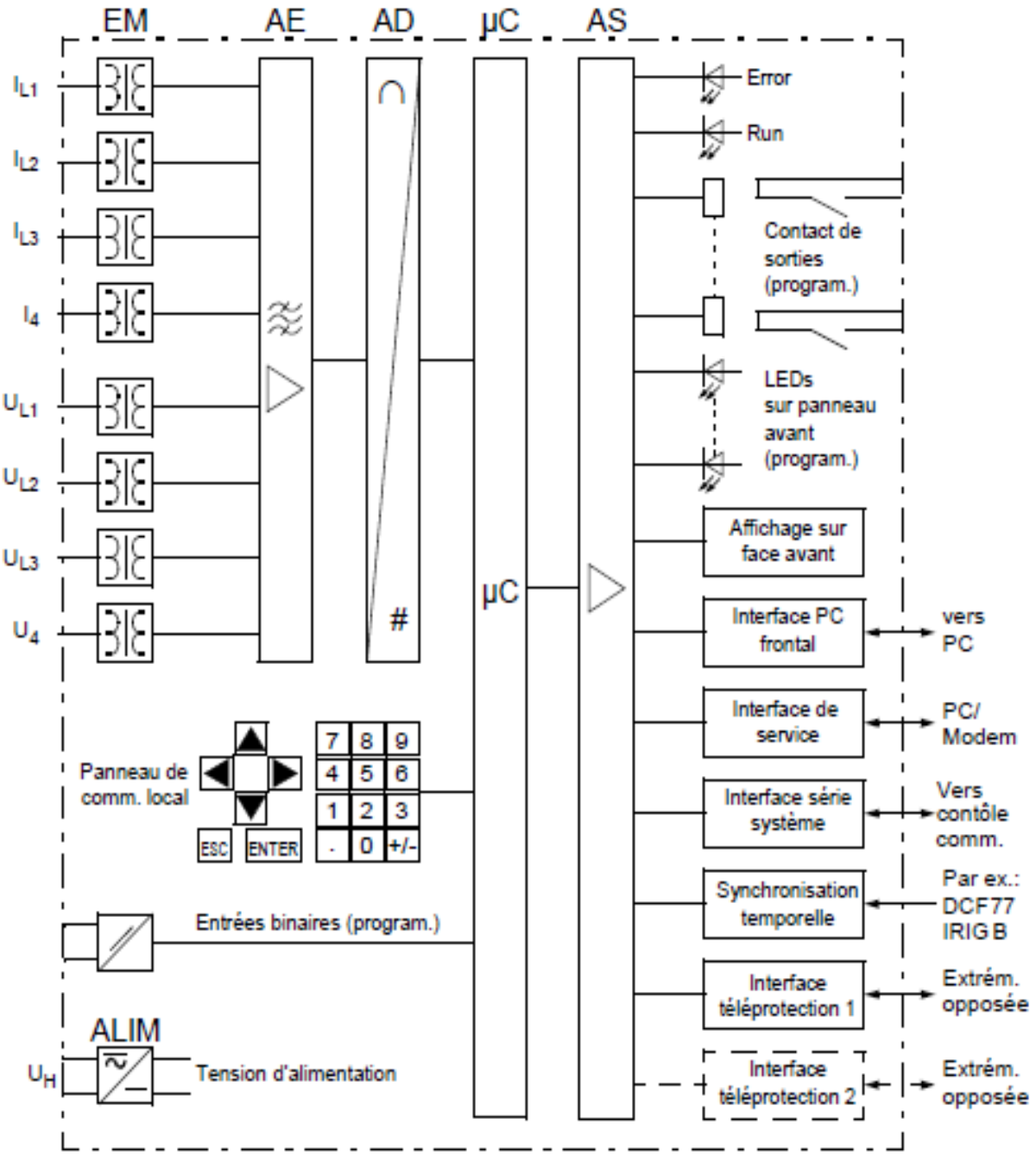


Figure III.6 : Architecture d'une protection numérique : 7SD52, 7SA612, 7VK61.

III.6. Conclusion :

Ce chapitre donne 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.

Chapitre IV :

Simulation des protections des lignes de transport de l'électricité

IV.1 Introduction :

La partie expérimentale réalisée dans ce chapitre est dérivée en deux partie, la 1premiere partie est basée sur des essais réel de différents défauts dans une ligne 400 kV El Affroun – Shariket kahraba hadjret ennous (SKH) , afin de déterminer l'impact de ces défauts sur les appareils de protection ; la deuxième partie est basée sur des simulations de différents types de défaut par le logiciel PSCAD . Les résultats théoriques, réels et ceux de simulation sont par la suite comparés entre eux.

Différents types de défauts monophasés situés sur les différents zone de protection (zone 1, zone 2, zone 3 et zone 4) sont injectés aux systèmes de protection par une caisse d'injection numérique CMC 256 plus OMICRON. Ces systèmes de protection sont la protection principale différentielle N°1, et la protection principale de distance N°2.

IV.2. Système de protection utilisé :

Dans la ligne 400 kV HADJRET ENNOUS groupe N° 01, les protections utilisées sont :

- ✓ Une protection principale différentielle N°1 (7SD522).
- ✓ Une protection principale de distance N°2 (7SA612).
- ✓ Un dispositif de reenclencheur automatique (7VK61).
- ✓ Une protection complémentaire (P141).
- ✓ Une protection de défaillance disjoncteur(DRS_LA4).

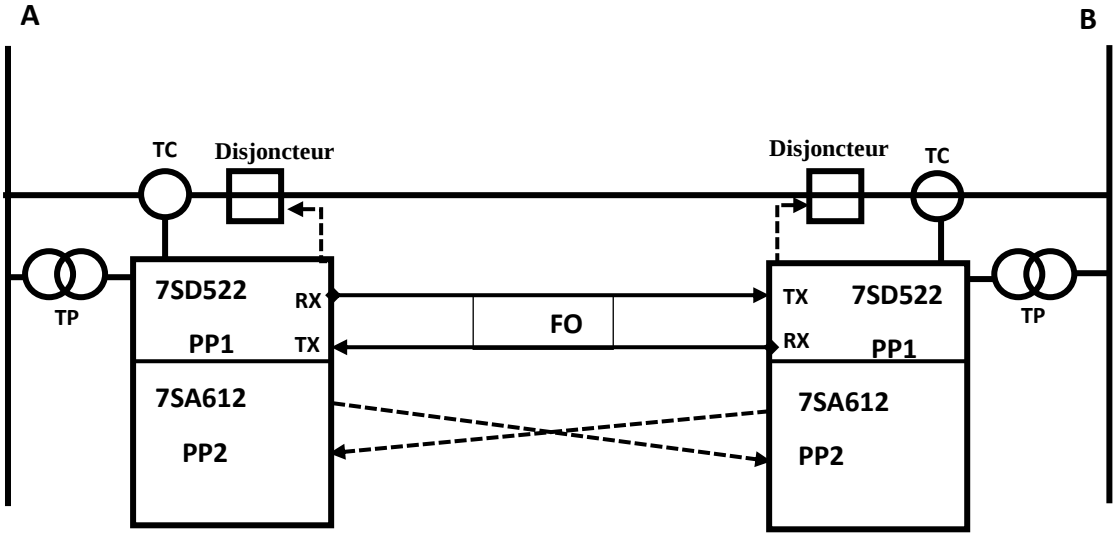


Figure IV.1 : Système de protection.

La mise en œuvre de cette philosophie d'essais nécessite la réalisation d'un dialogue inter protection fiable (FO).

Les deux types d'essais (de distance et différentielle) sont présentés dans la figure IV.2 :

1) le premier essai nécessitant l'installation de deux équipements de protection en parallèle 7SA612 du constructeur Siemens.
2) Le deuxième essai effectué par la réalisation d'un dialogue inter protection est basé sur la mise en concurrence de deux protections différentielle ligne de même constructeur siemens7SD522.

La disponibilité d'une protection maximale et la sélectivité :

Dans des conditions normales de fonctionnement la protection est :

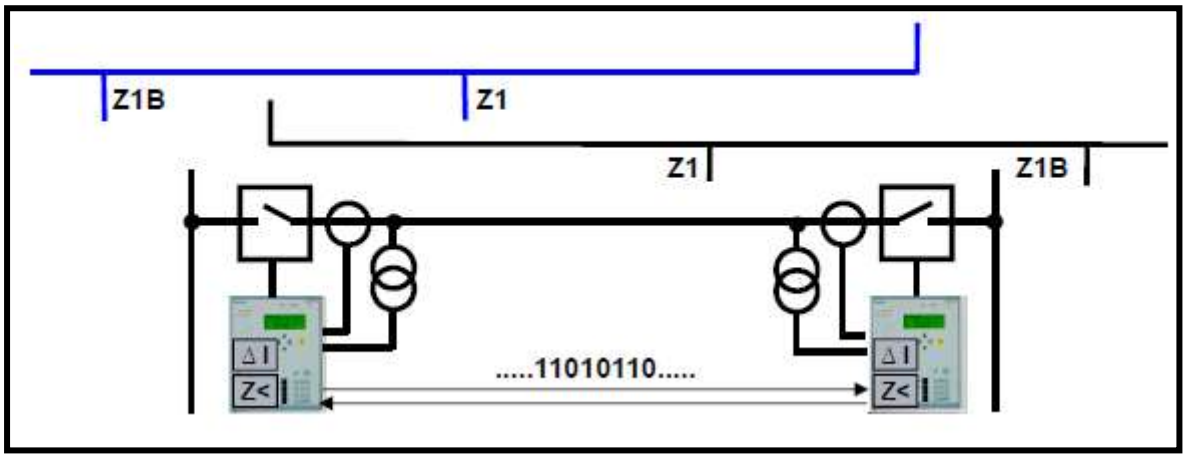


Figure IV .2 : Protection de différentiel + protection de distance.

Si le lien de communication échoue, la protection différentielle fonctionne comme une protection distance **figure IV.3**.

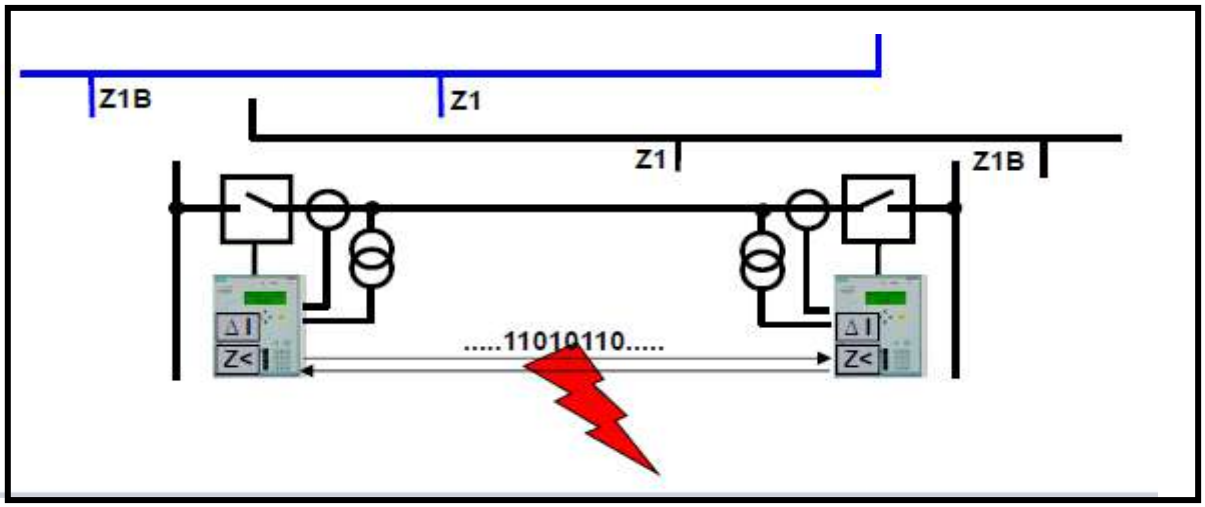


Figure IV.3 : Protection de distance.

Lors d'un problème de mesure de tension la protection différentielle fonctionne normalement.

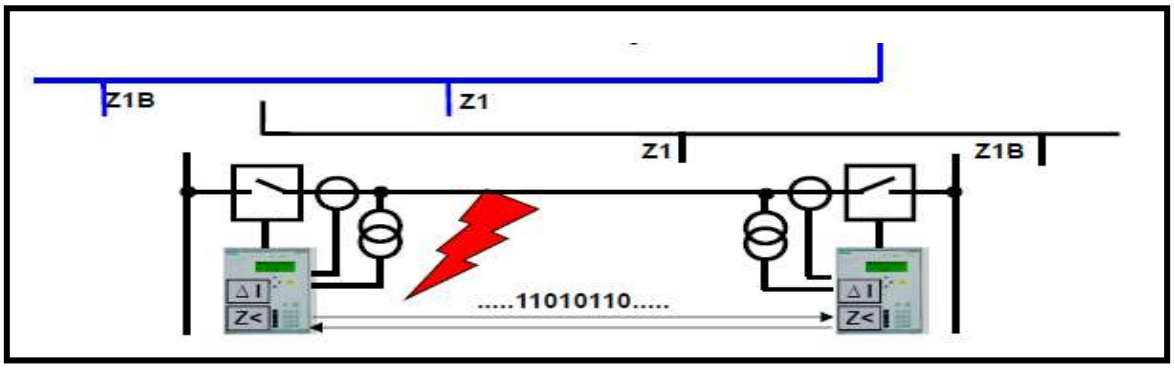


Figure IV.4 : Protection de différentiel.

Lors d'un double problème de mesure de tension et de communication la protection fonctionne comme une protection maximum de courant.

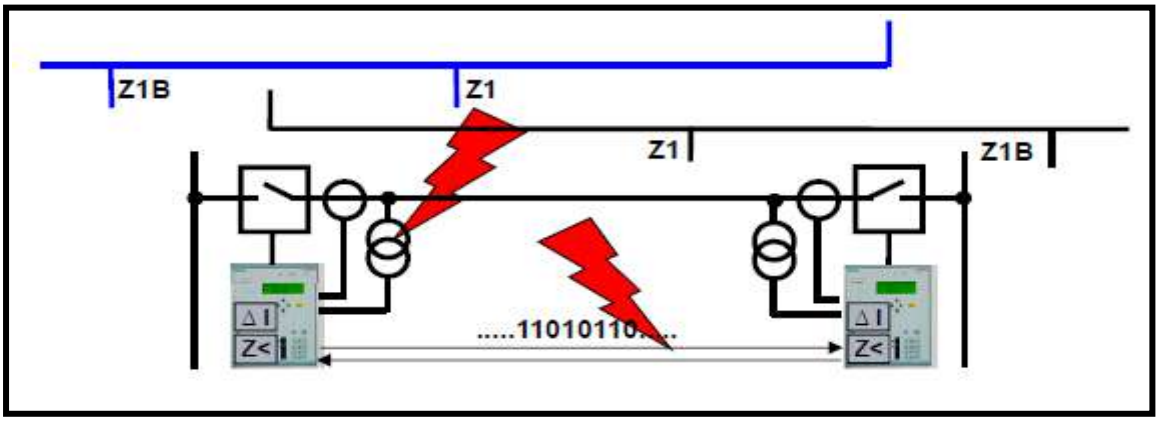


Figure IV.5 : Protection maximum de courant.

IV.2.1. Synchronisation système de protection par GPS :

Les essais des systèmes de protection des réseaux électriques de communication sur le site sont réalisés en utilisant le système de satellites GPS pour la synchronisation des tests.

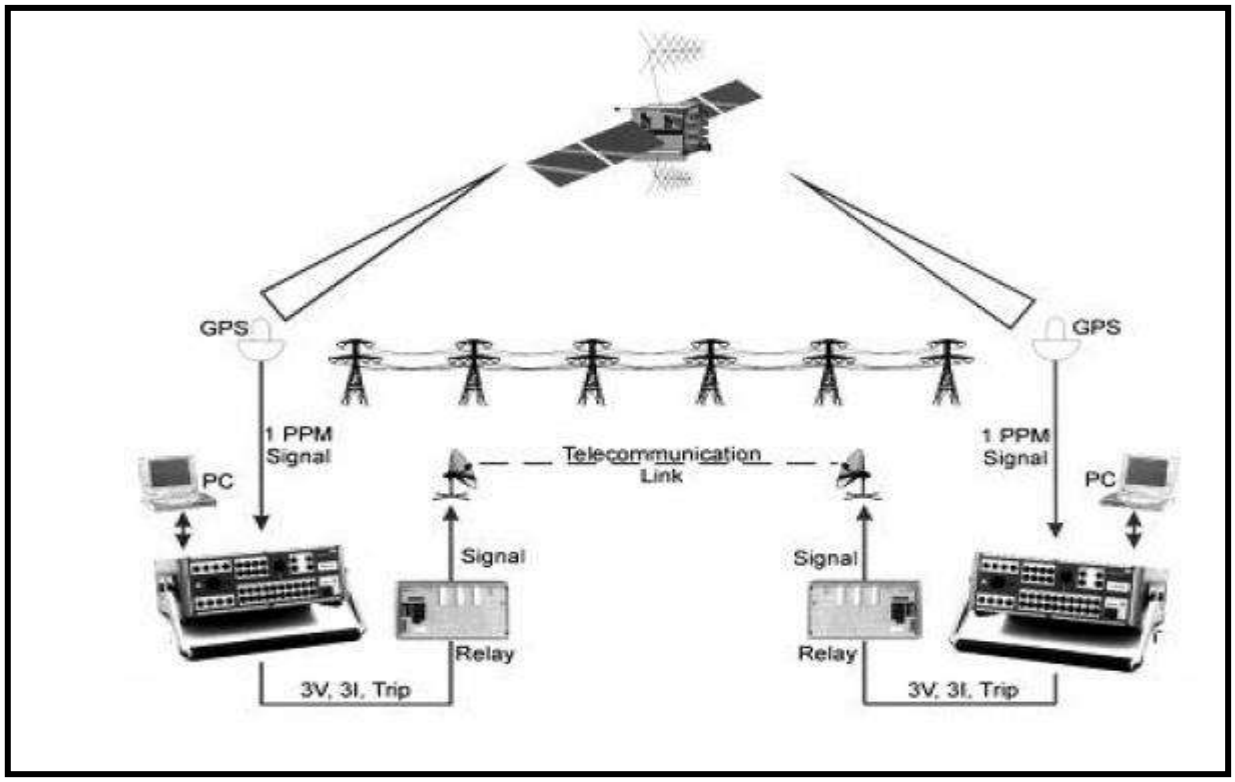


Figure IV.6 : Test de synchronisation par GPS.

Les tests de relais de protection multifonctions à distance exigent une compréhension complète de leur fonctionnalité, des principes des différents éléments et des différents régimes de protection à distance d'exploitations .les outils logiciels et le matériels pour simuler de manière appropriée les conditions d'essai permissive, de blocage ou d'autres signaux d'état reçues du relais en cours du test sont essentielles pour l'évaluation de la performance du système. Le test doit suivre l'hiérarchie fonctionnelle du relais de protection de distance, il doit commencer par l'essai du traitement et des mesures du signal analogique, suivie d'une protection individuelle ou d'autres éléments, pour finir avec la distance et les schémas logiques de protection.

L'essai des caractéristiques de distance complexes, en utilisant des méthodes différentes pour une seule phase -terre, phase- phase ou trois défauts de phase, est une étape importante dans le processus de test global du relais de distance. Les principes et les algorithmes d'exploitation mises en œuvre dans le relais doivent être prises en considération lors du choix de la méthode de simulation de faute, y compris pour les tests des défauts internes et externes.

IV.2.2. Protection de distance siemens PP2 :7SA612 :

Cette protection fait partie de la famille des protections de distance numériques siemens 7SA, qui sont des dispositifs de protections des lignes aériennes sélective, et rapides , elle remplit toutes les fonctions nécessaires à la protection complète de la ligne. La fonction protection distance est la fonction de base de ces dispositifs qui permet d'apprécier l'éloignement d'un défaut en effectuant une mesure de distance [28].

Pour programmer et communiquer avec les protections Siemens 7SD522, 7SA612 et 7VK61, on utilise le logiciel DIGSI4.87 de SIEMENS qui est un outil graphique pour gérer des composantes au sein des systèmes de protection SIEMENS.

Par la suite, le programme d'application SIGRA4 (logiciel d'exploitation et d'enregistrement de défauts) nous assiste pour exploiter sous forme graphique les données enregistrées pendant le défaut (dysfonctionnement) sur la base des valeurs de mesure. Ainsi que le calcul d'autres valeurs complémentaires telles que les impédances, les puissances et les valeurs effectives qui facilitent l'exploitation de l'enregistrement des défauts.

On peut choisir les grandeurs librement sur les diagrammes des affichages.

- ✓ Signaux de temps
- ✓ Image de pointeur
- ✓ Lieux géométriques
- ✓ Harmoniques
- ✓ Localisateur de défauts
- ✓ Tableaux

IV.3. Les calculs numériques des différentes zones de protection :

IV.3.1. Données de la ligne :

Les paramètres de la ligne 400 kV EL AFFROUN _ SKH sont :

- Tension nominale de ligne 400.0 kV
- Tension nominale secondaire 100V
- Courant nominale de la ligne 2000A
- Courant secondaire équipement 1 A
- Angle de la ligne 85°
- Réactance de la ligne 0.332Ω/km
- Longueur de la ligne 53.0 km
- Résistance de la ligne RL1= 0,029 Ω/km
- $Z_L=R_L+JX_L=0,029+j0,332\Omega/km=0,333\ \Omega/km$

- arctg=x /r = 85°
- Z_L =17,649 Ω

Le rapport de transformation d'impédance :

- Kz =K_{TP}/K_{TC}=4000/2000= 2
- L'impédance de la ligne cotée primaire du transformateur de courant

(Valeur Réelle) ZL_{HT}=ZL*L=0,333*53=17,649Ω

- La résistance de la ligne cotée primaire du transformateur de courant

(Valeur Réelle) RL_{HT}=RL*L=0,029*53=1,53Ω

- L'impédance de la ligne cotée secondaire du transformateur de courant

(Valeur Image) $Z_{BT}=Z_{HT}/k_Z$= 17.649/2=8.8245Ω

- La résistance de la ligne cotée primaire du transformateur de courant (Valeur Réelle)

$R_{BT}=R_{HT}/k_Z$= 1,53/2= 0,768Ω

- Le type et section du conducteur ALMELEC S=2*570mm^2

IV. 3.2. Données des transformateurs de mesure :

- Rapport de transformation du TT K_{TP}=400000V/$\sqrt{3}$/100V/$\sqrt{3}$=4000
- Rapport de transformation du TI K_{TC}= 2000A/1A=2000
- Rapport de transformation d'Impédance K_Z = 2
- Facteur d'Impédance de terre complexes K_O=1/3[(Z_O/ Z_1) -1]=0,6666

Ces données sont nécessaires pour le calcul des zones de mesures des deux protections de distance.

IV.3.3. Détermination des différentes zones de mesure :

☞ **1ère zone de mesure en avale (80% de la ligne à protégée)**

- Z_1=80%*ZL=R_1+jX_1
- Z_1=Z_{BT}* 80%= 8 ,8245 * 0.8 =7,06Ω
- Temps théorique de déclenchement du disjoncteur est à t=0s (instantané).

☞ **2éme zone de mesure en avale (120% de la ligne à protégée)**

- Z_2= 120%*ZL=R_2+jX_2
- Z_2=Z_{BT}*120%=8,8245 *1,20 = 10.59Ω
- Temps théorique de déclenchement du disjoncteur est à t= 0,3s

☞ **3éme zone de mesure en avale (140% de la ligne à protégée)**

- Z_3= 140%*ZL =R_3+jX_3
- Z_3=Z_{BT}*140%=8,8245*1,40=12,35Ω
- Temps théorique de déclenchement du disjoncteur est à t= 1,5s

☞ **4éme zone de mesure en amont (40% de la ligne à protégée)**

- Z 4 = 40% * ZL = R 4 +jX 4
- Z_4=Z_{BT} *40% = 8,8245*0,40 =3,53Ω
- Temps théorique de déclenchement du disjoncteur est à t= 3s

Les zones de mesure sont résumées dans le tableau suivant IV.1 [33] :

Tableau IV. 1 : Les zones de mesure.

	Z1	Z2	Z3	Z4
Impédance (Ω)	7,06	10,59	12,35	3,53
Temporisation (s)	0	0.3	1.5	3

La mise en route de la zone de démarrage en aval est :

$Z_{Dém_Aval}$ (l'impédance de démarrage en aval)

$Z_{Dém_Aval}$ =Z_{BT}*140%= 8,8245* 1,40 =12,35Ω

La mise en route de la zone de démarrage en amont est :

$Z_{Dém_Amont}$ (l'impédance de démarrage en amont)

$Z_{Dém_Amont}$ =Z_{BT}*40%= 8, 8245*0, 40 =3,53Ω

IV.4. Simulation des défauts dans les quatre zones :

IV.4.1. Caisse d'injection numérique CMC 256 plus OMICRON :

Le CMC 256plus est le choix de préférence pour les applications exigeant une très grande précision. Cette unité n'est pas seulement un excellent appareil de test pour les équipements de protection de toute sorte, mais c'est aussi un calibreur universel.

Sa grande précision permet d'étalonner une grande diversité d'appareils de mesure, incluant : les compteurs d'énergie de classe 0.2, les convertisseurs de mesure, les appareils de mesure de la qualité de l'alimentation et les appareils de mesure de synchrophaseur (PMU).

Des atouts inédits, tels que la précision et la souplesse d'utilisation, font du CMC 256plus un appareil idéal pour les fabricants d'appareils de mesure et de protection dans les phases de recherche et développement, de production et de test de type [29].

Le matériel utilisé avec le CMC 256plus est :

- ✓ Caisse d'injection CMC 256 plus (constructeur OMICRON).
- ✓ Microordinateur (PC).
- ✓ Deux protections numériques siemens (7SD522 et 7SA612).
- ✓ Câbles de communication (PC et Caisse).

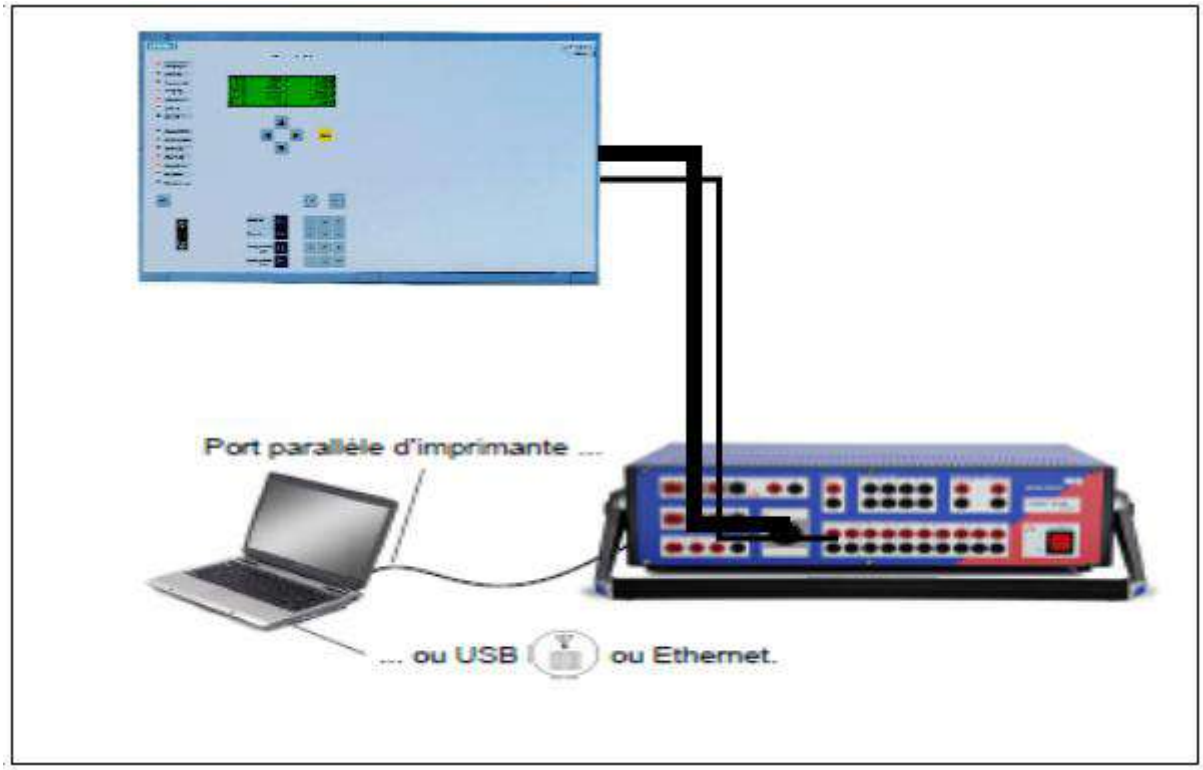


Figure IV .7: Matériels utilisées.

IV.4.2. Essais de la protection de distance :

IV.4.2.1. Simulation de défaut N°1 :

On injecte un défaut monophasé entre phase « 0 » (L1) par rapport à la terre en 1er stade :

Les variations des courants sont les suivants :

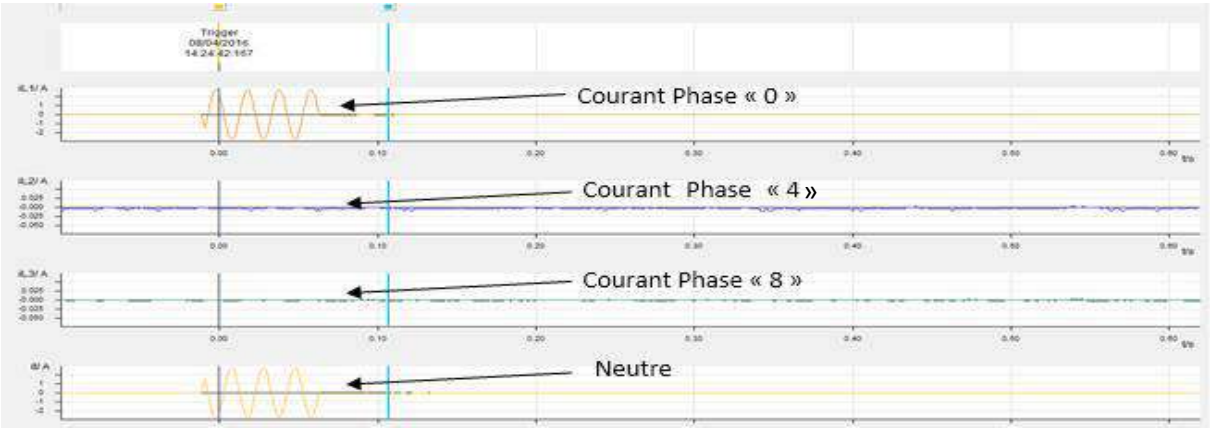


Figure IV .8 : Les courants dans les trois phases de la ligne.

D'après la **figure IV.8** on constate que le défaut apparait sur la phase « 0 » (L1) et neutre.

Les variations des tensions sont présentées dans la **figure IV.9** :

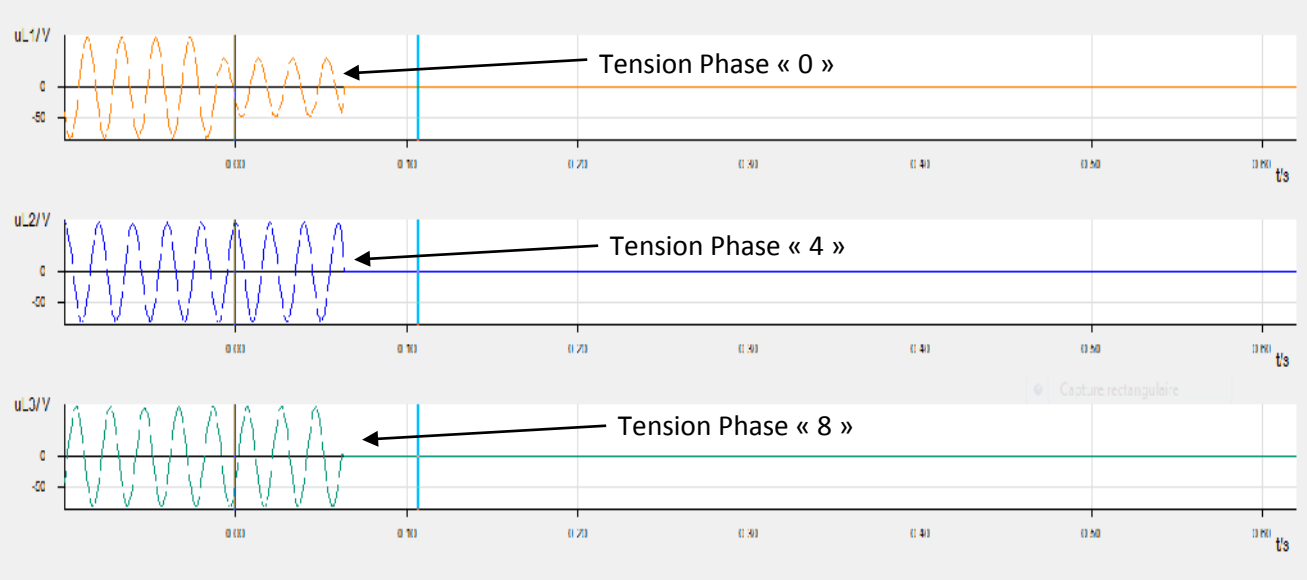


Figure IV .9 : Les tensions dans les trois phases de la ligne.

On voit que clairement un écrasement de tension, ce qui signifie un défaut sur la phase « 0 » (L1).

Les tops logiques :

Les tops logiques de protection sont présentés à la figure suivante :

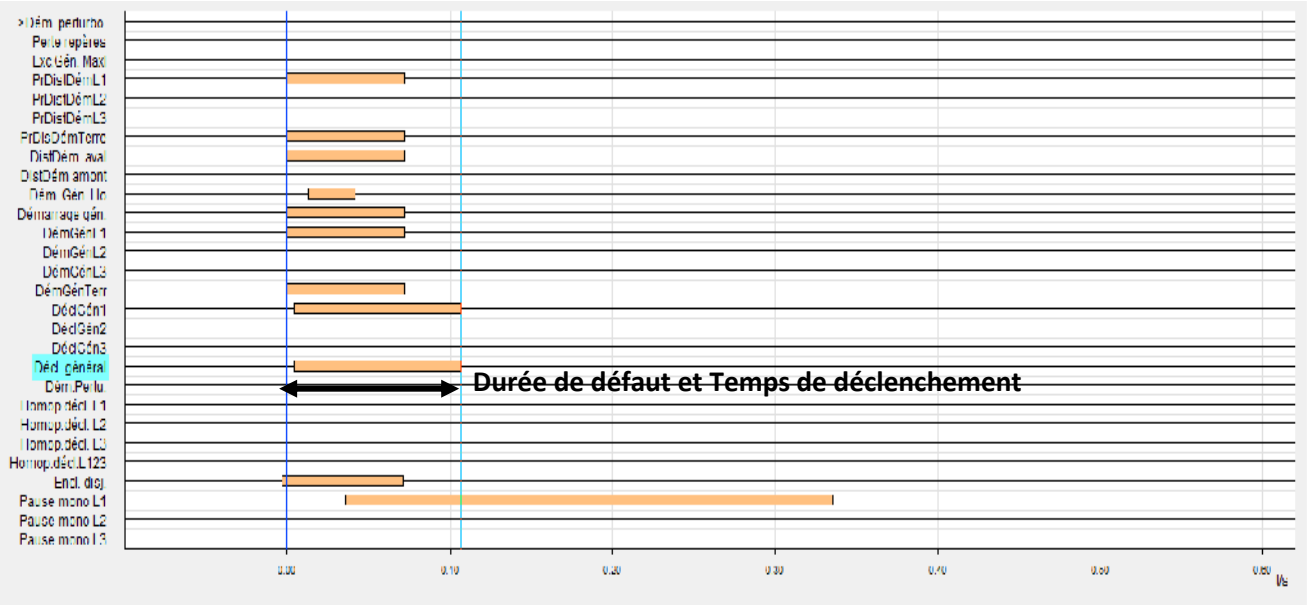


Figure IV .10 : Les tops logiques de la protection 7SA612.

- Protection de distance démarrage instantané de (L1).
- Protection de distance démarrage terre.
- Protection de distance démarrage instantané aval.
- Protection de distance démarrage général de [IH0].
- Protection de distance démarrage général.
- Protection de distance déclenchement [L1].
- Protection de distance déclanchement général.

- Temps globale de l'élimination du défaut «temps de réponse de la protection en plus du temps d'ouverture du disjoncteur) est (t=0,085s) », ce qui confirme que le déclanchement en 1er stade est instantané.

Localisation de défaut :

La localisation du défaut est une option très importante qu'on peut avoir à partir du logiciel SIGRA4, qui nous donne l'endroit exact du défaut. Pour cette première simulation le défaut est situé à 7 ,2 Km à partir du poste.

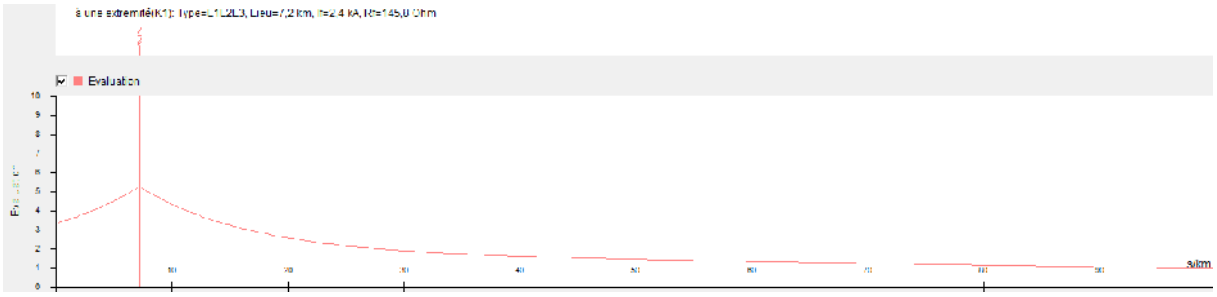


Figure IV .11 : Localisation de défaut lors d'un court-circuit.

On peut directement de la **figure IV.11** localiser le point siège de défaut.

La caractéristique de défaut est représentée par la figure suivante :

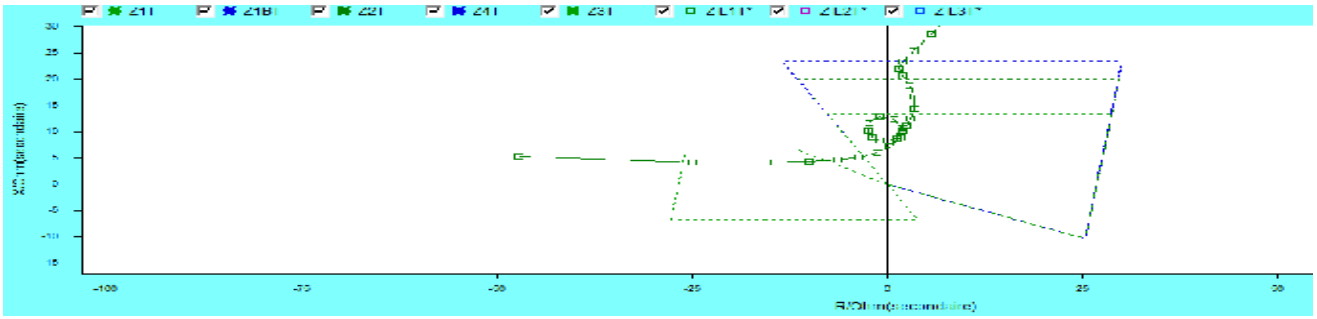


Figure IV .12 : Caractéristique du défaut 1er stade**.**

IV.4.2.2. Simulation de défaut N°2 :

On injecte un défaut monophasé entre phase « 4 » (L2) par rapport à la terre en 2eme stade : Les variations des courants sont les suivants :

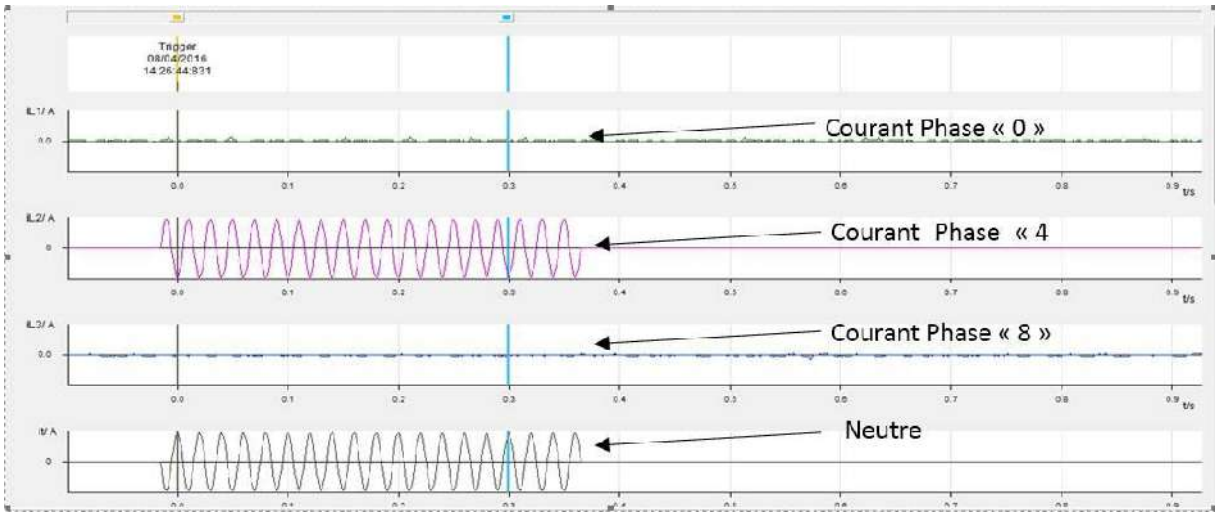


Figure IV .13 : Les courants dans les trois phases de la ligne.

D'après la **figure IV.13** le défaut apparait sur la phase « 4 » (L2) et neutre.

Les variations des tensions sont présentées dans la **figure IV.14** :

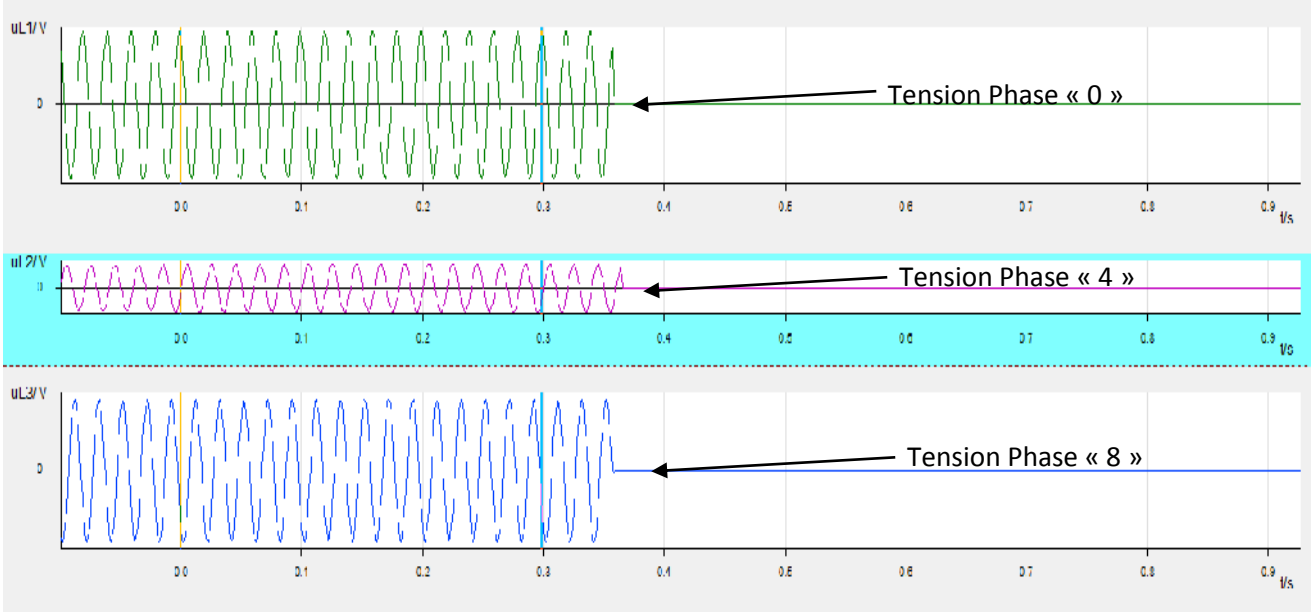


Figure IV .14 : Les tensions dans les trois phases de la ligne.

L'écrasement de la tension est vu la phase « 4 », ce qui signifie un défaut au niveau de cette phase.

- **Les tops logiques :**

Les tops logiques de protection sont présentés à la figure suivante :

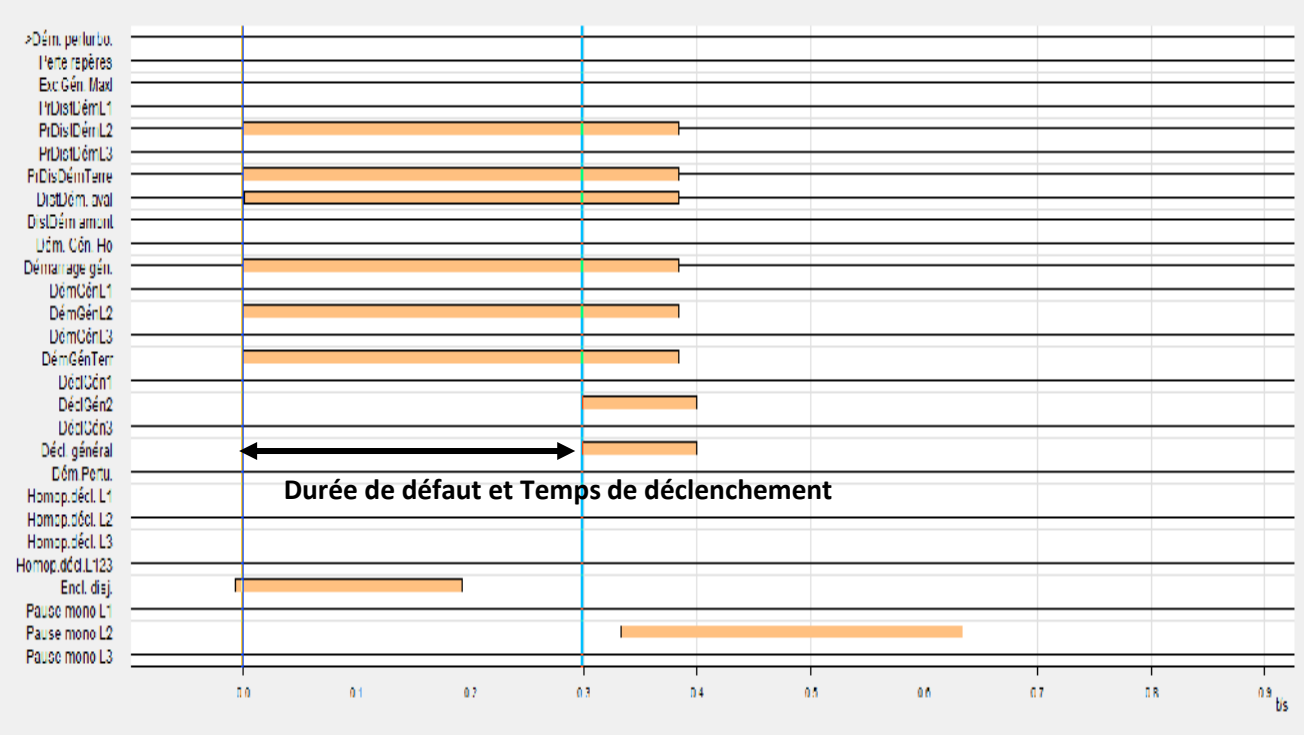


Figure IV .15 : Les tops logiques de la protection 7SA612.

- ☞ Protection de distance démarrage instantané de (L2).
- ☞ Protection de distance démarrage terre.

- ☞ Protection de distance démarrage instantané.
- ☞ Protection de distance démarrage général de [IH0].
- ☞ Protection de distance démarrage général.
- ☞ Protection de distance déclenchement [L2].
- ☞ Protection de distance déclanchement général.

- Temps globale de l'élimination du défaut nous confirme que le déclanchement en 2eme stade avec un retard de $(t=0,3s)$,

IV.4.2.3. Simulation de défaut N°3 :

On injecte un défaut monophasé entre phase « 8 » (L3) par rapport à la terre en 3eme stade :

Les variations des courants sont les suivants :

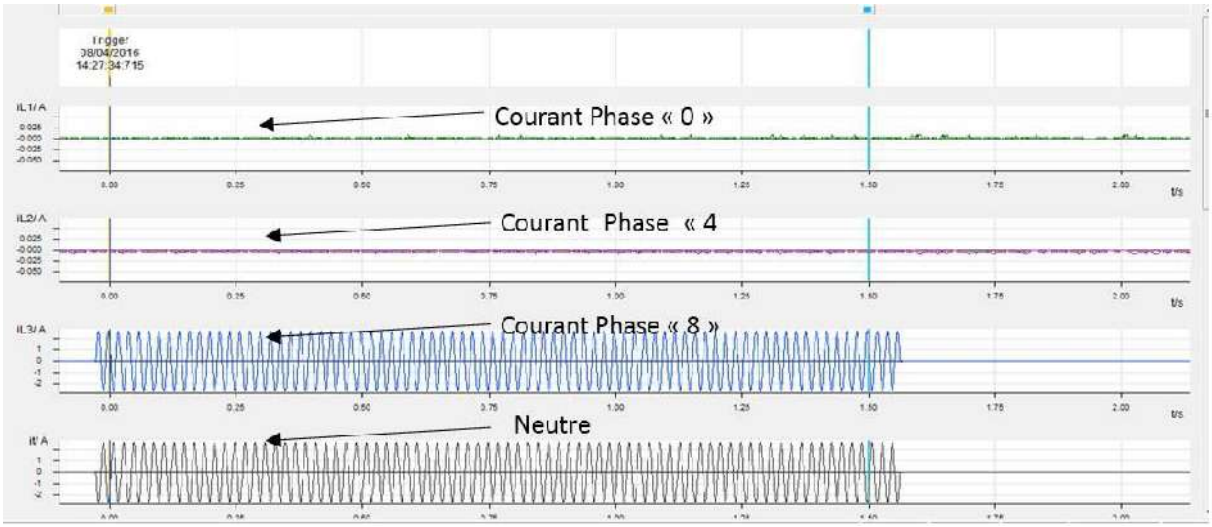


Figure IV .16 : Les courants dans les trois phases de la ligne.

Le défaut apparait sur la phase « 8 » (L3) et le neutre.

Les variations des tensions sont présentés à **figure IV.17 :**

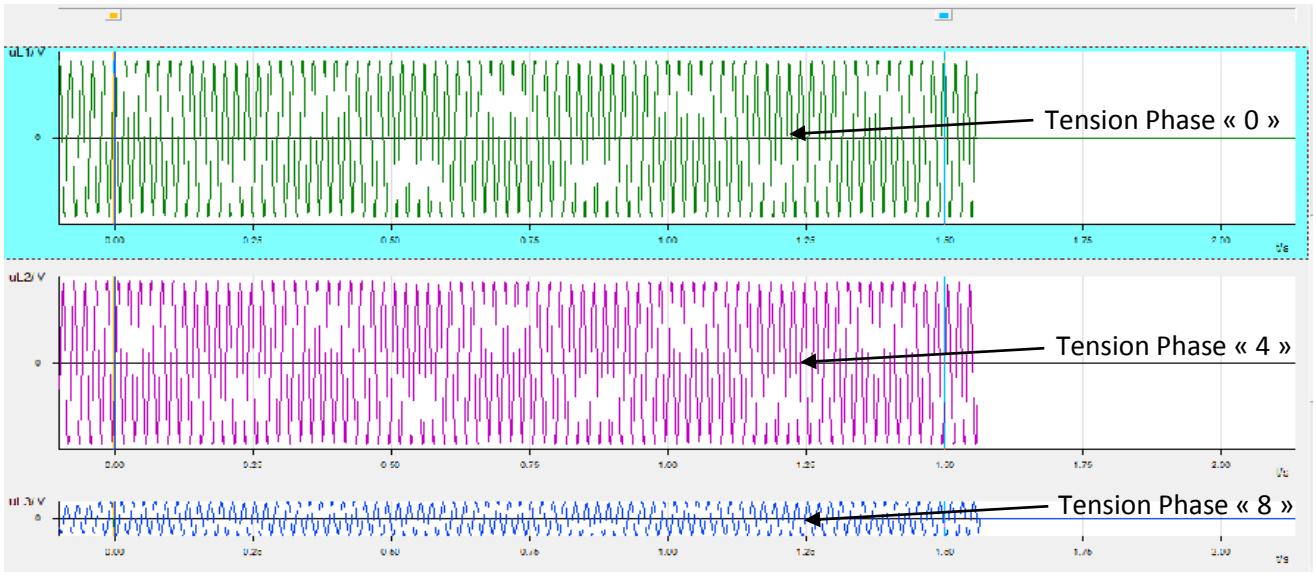


Figure IV .17 : Les tensions dans les trois phases de la ligne.

La chute de tension est constatée sur la phase « 8 » (L3),

- **Tops logiques**

Les tops logiques de protection tirés de laquelle sont présenté à la figure suivent :

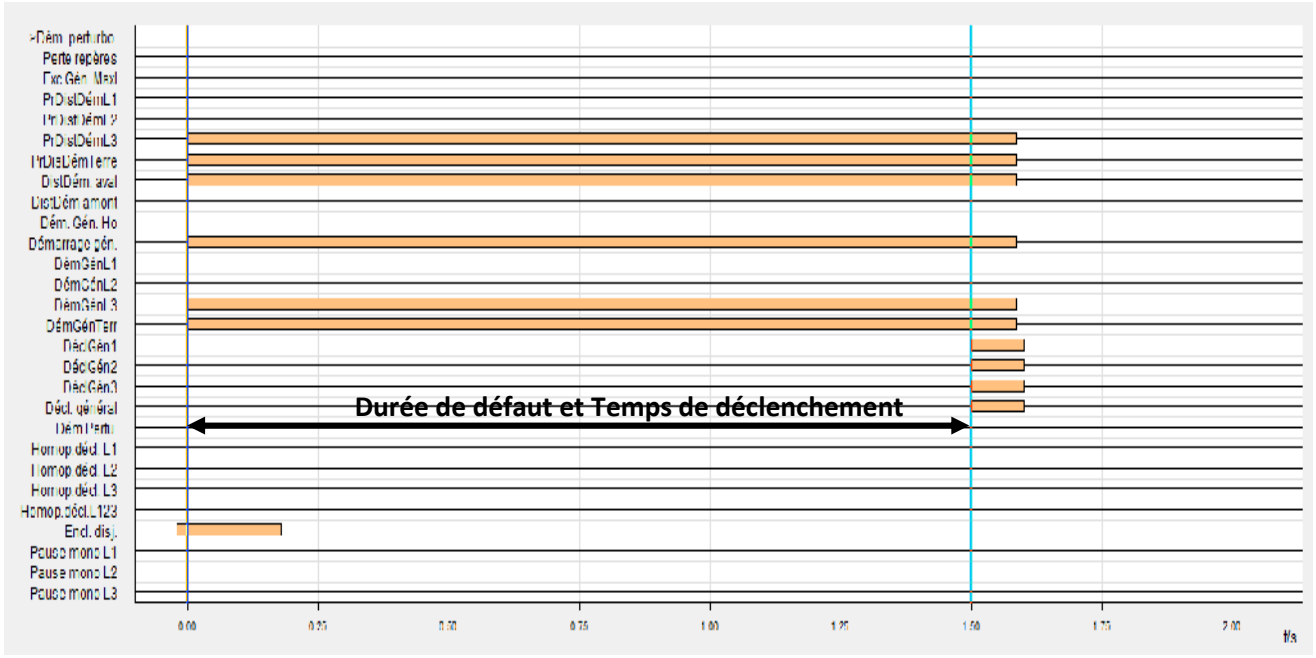


Figure IV .18 : Les tops logiques de la protection 7SA612.

- ☞ Protection de distance démarrage instantané de (L3).
- ☞ Protection de distance démarrage terre.
- ☞ Protection de distance démarrage instantané aval.
- ☞ Protection de distance démarrage général de [IH0].
- ☞ Protection de distance démarrage général.
- ☞ Protection de distance déclenchement [L 1 - L 2 - L3].

☞ Protection de distance déclanchement général.

- Temps globale de l'élimination du défaut « temps de réponse de la protection et temps d'ouverture du disjoncteur » le déclanchement en 3eme stade avec un retard de (t=1.5s).

La caractéristique de défaut est représenté par la figure suivent :

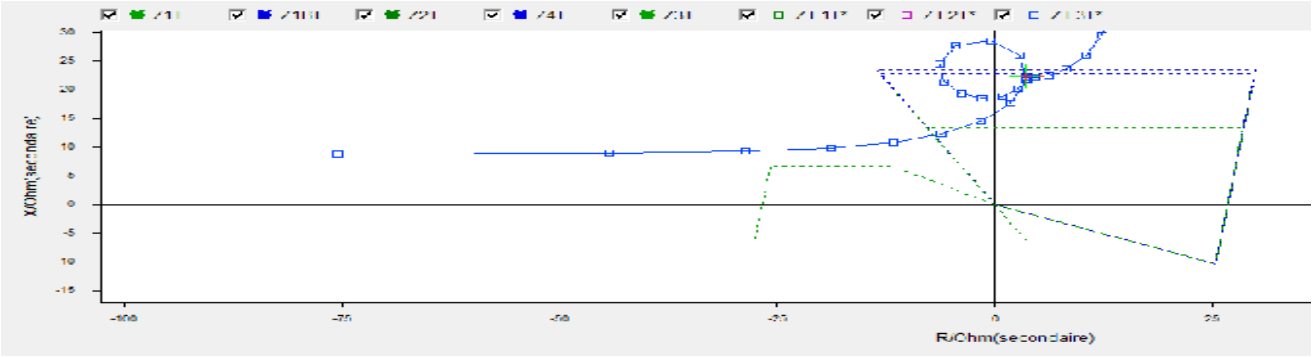


Figure IV .19 : Caractéristique de défaut de 3eme stade.

IV.4.2.4. Simulation de défaut N°4 :

On injecte un défaut biphasé entre phase « 0 et 4 » (L1et L2) en (4eme stade) :

Les variations des courants tirés de la caisse sont présentées dans la **figure IV.20**.

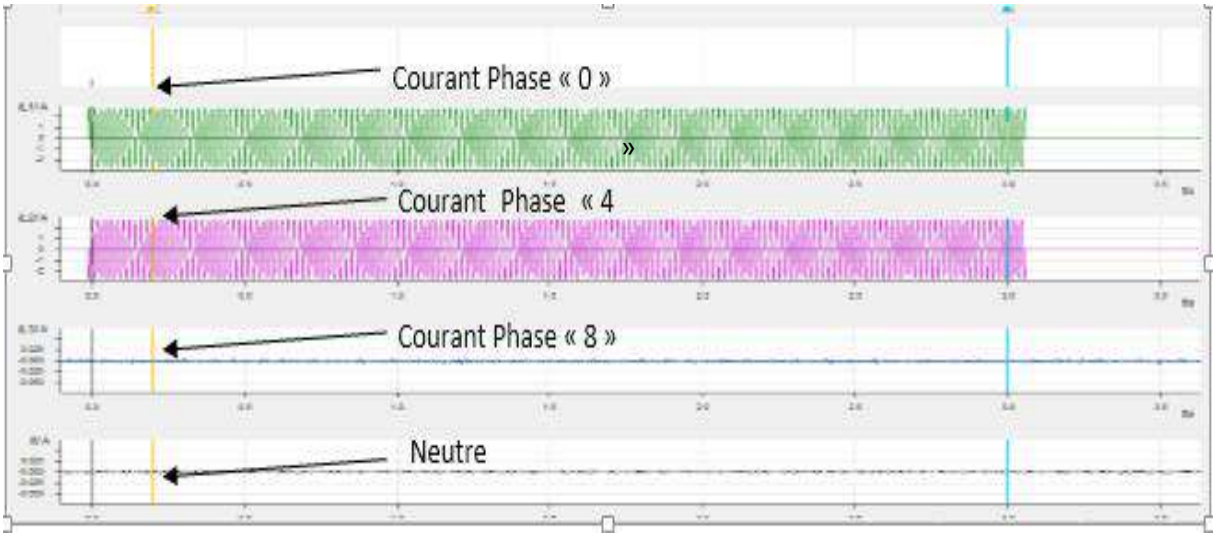


Figure IV .20 : Les courants dans les trois phases de la ligne.

D'après la figure, le défaut apparait clairement sur les phases « 0 » et « 4 ».

Les variations des tensions sont les suivantes :

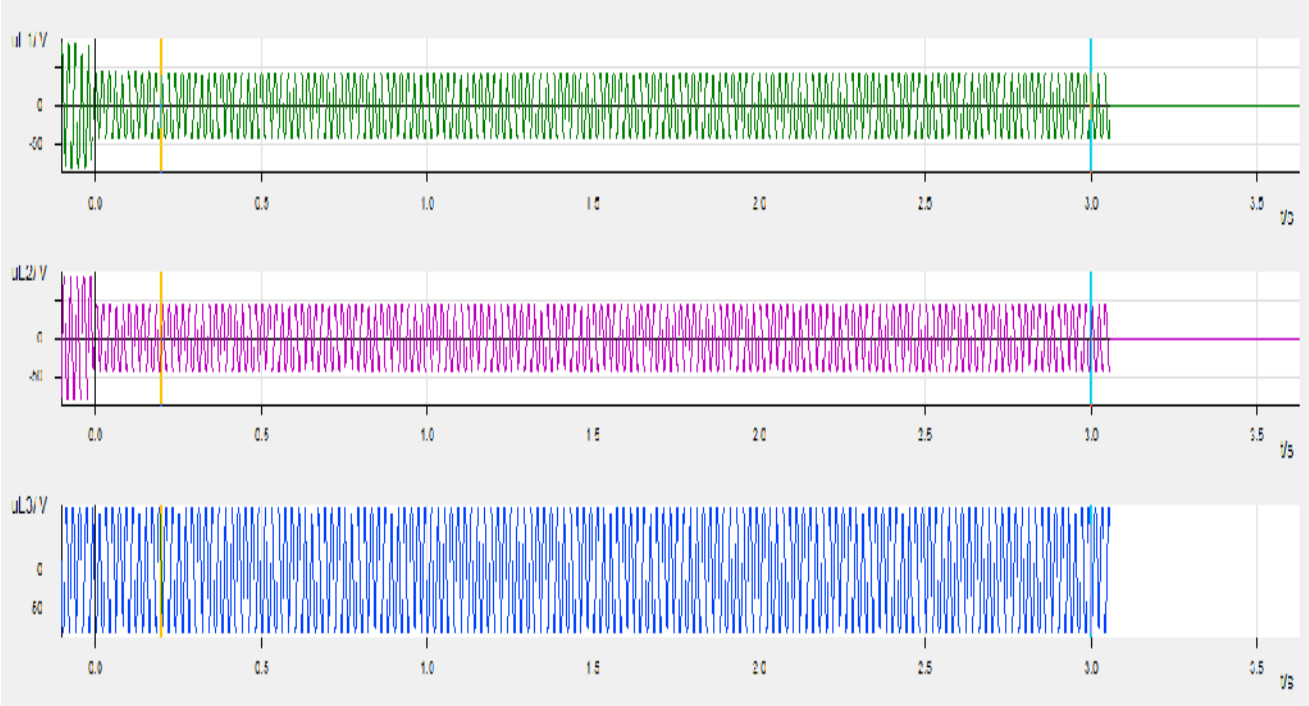


Figure IV .21: Les tensions dans les trois phases de la ligne.

D'après la **figure IV.21** les deux phases siège de défaut réalisent un écrasement de tension.

- **Tops logiques**

Les tops logiques tirés de laquelle sont présenté à la figure suivante :

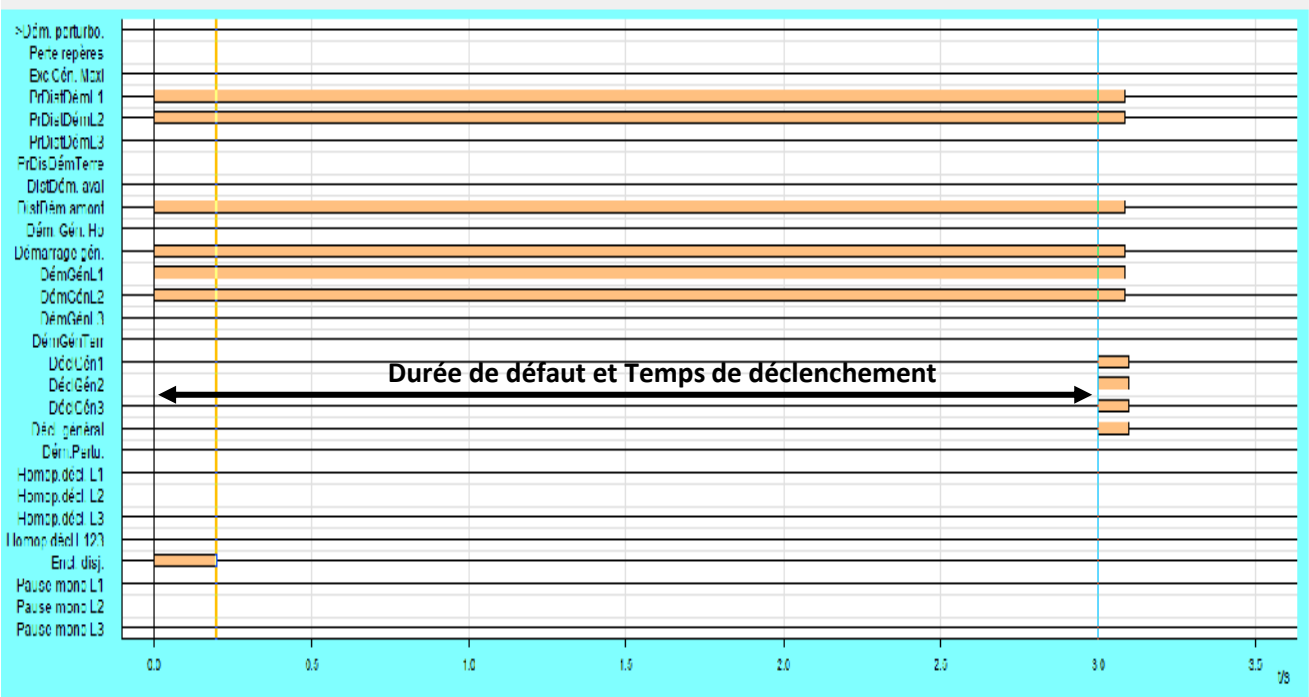


Figure IV .22 : Les tops logiques de la 7SA612.

- ☞ Protection de distance démarrage instantané de (L1 -L2).
- ☞ Protection de distance démarrage instantané amont.
- ☞ Protection de distance démarrage général.
- ☞ Protection de distance déclenchement [L1-L2].
- ☞ Protection de distance déclanchement [L1-L2-L3].
- ☞ Protection de distance déclanchement général.

- Temps globale Temps globale de l'élimination du défaut « temps de réponse de la protection et temps d'ouverture du disjoncteur » le déclanchement en 4eme stade avec un retard de (t=3s).

  La caractéristique de défaut est représenté par la figure suivent :

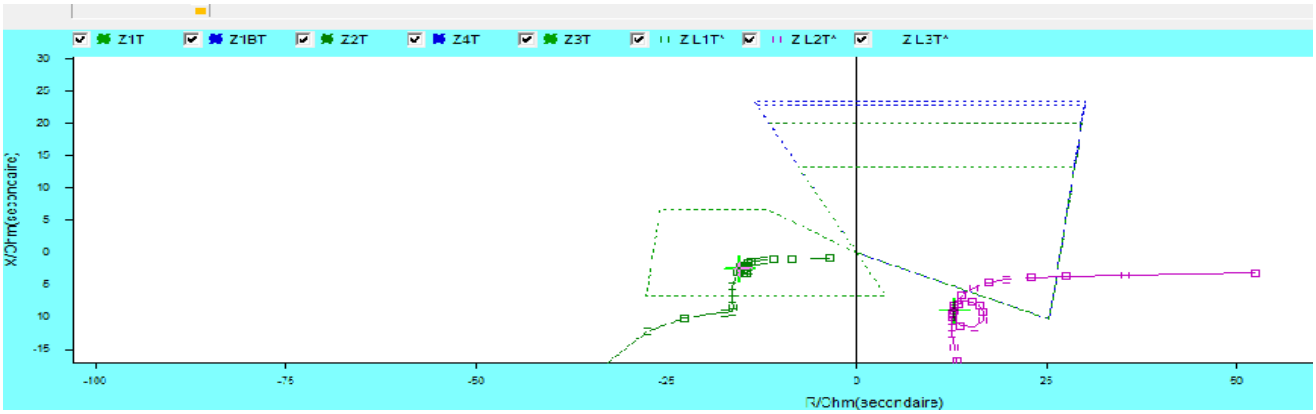


Figure IV .23 : Caractéristique de défaut 4eme stade.

IV.4.3. Protection différentiel :

Le but de ce teste est de vérifier la réaction de la protection différentielle, la rapidité de déclanchement instantanée et la différence entre le temps réel de déclanchement et le temps théorique.

IV.4.3.1. Simulation d'un défaut triphasée :

On injecte dans la protection un défaut triphasé [L1, L2, L3] au poste source, les courants enregistrés sont présentés à la **figure IV.24**.

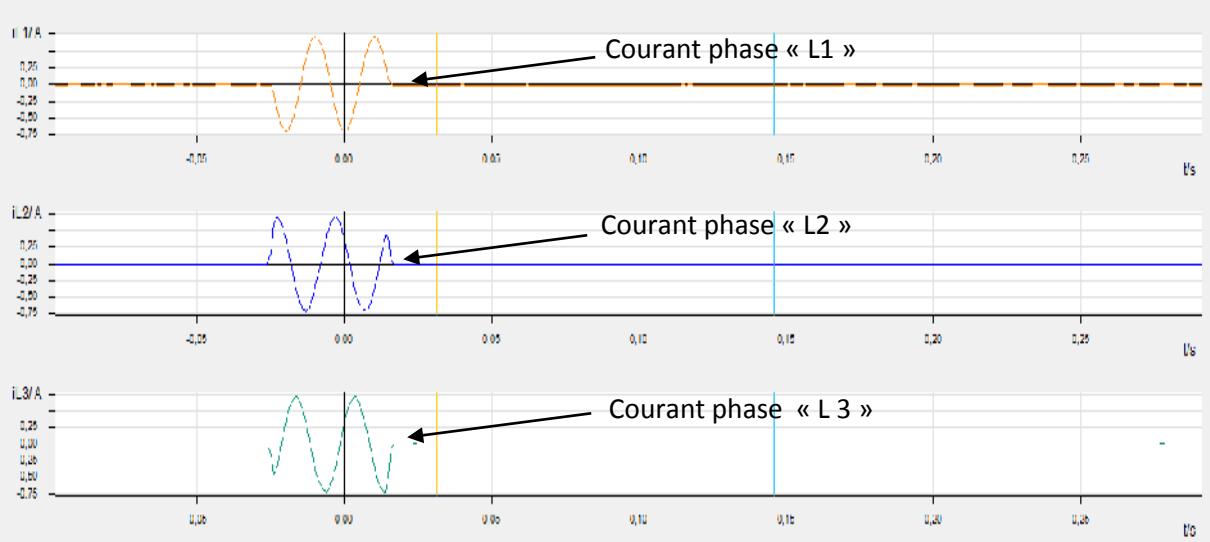


Figure IV .24 : Courants injectés sur la protection différentielle**.**

a) Courant différentielle :

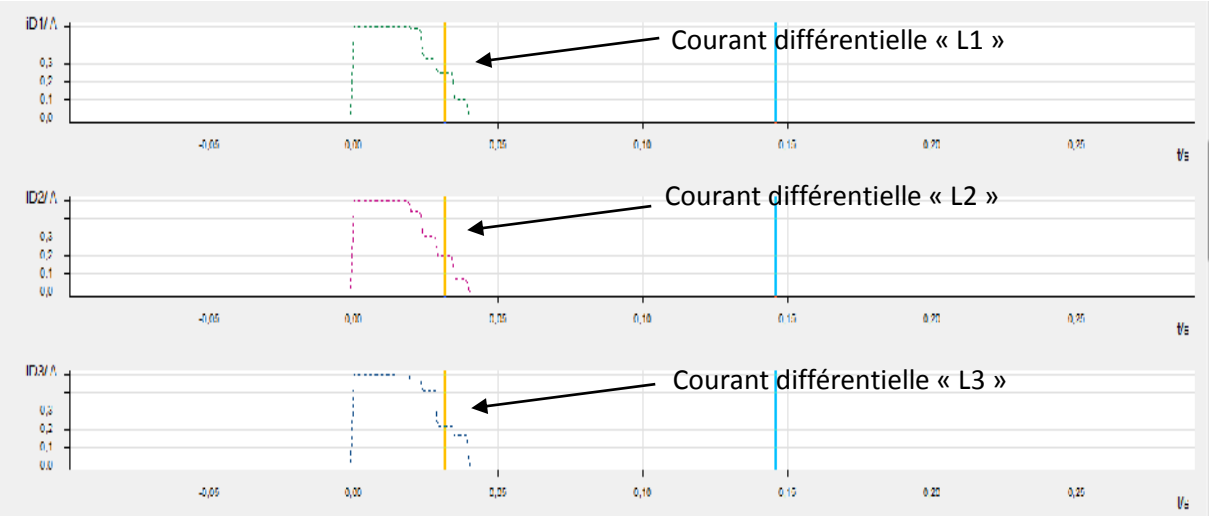


Figure IV .25 : Courant différentielle (I_{Diff}).

D'après la **figure (IV.25),** un courant différentiel (I_{Diff}) est clairement apparu sur les trois phases [L1, L2, L3].

b) Courant de stabilisation :

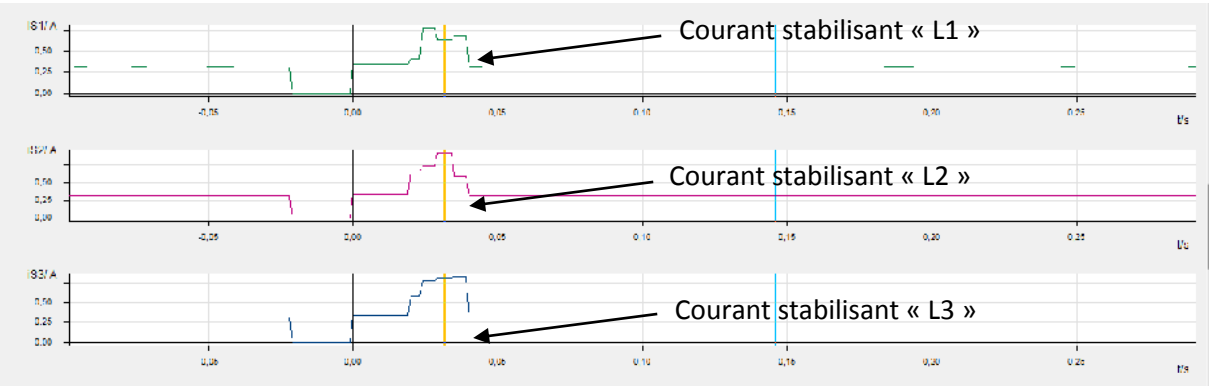


Figure IV .26 : Courant stabilisant sur la protection différentielle (I_{Bias}).

D'après la **figure (IV.26),** un écrasement de courant stabilisant sur la protection différentielle (I_{Bias}).est clairement apparu sur les trois phases [L1, L2, L3].

- **Tops logiques.**

Les tops logiques tirés sont présentés à la figure suivante :

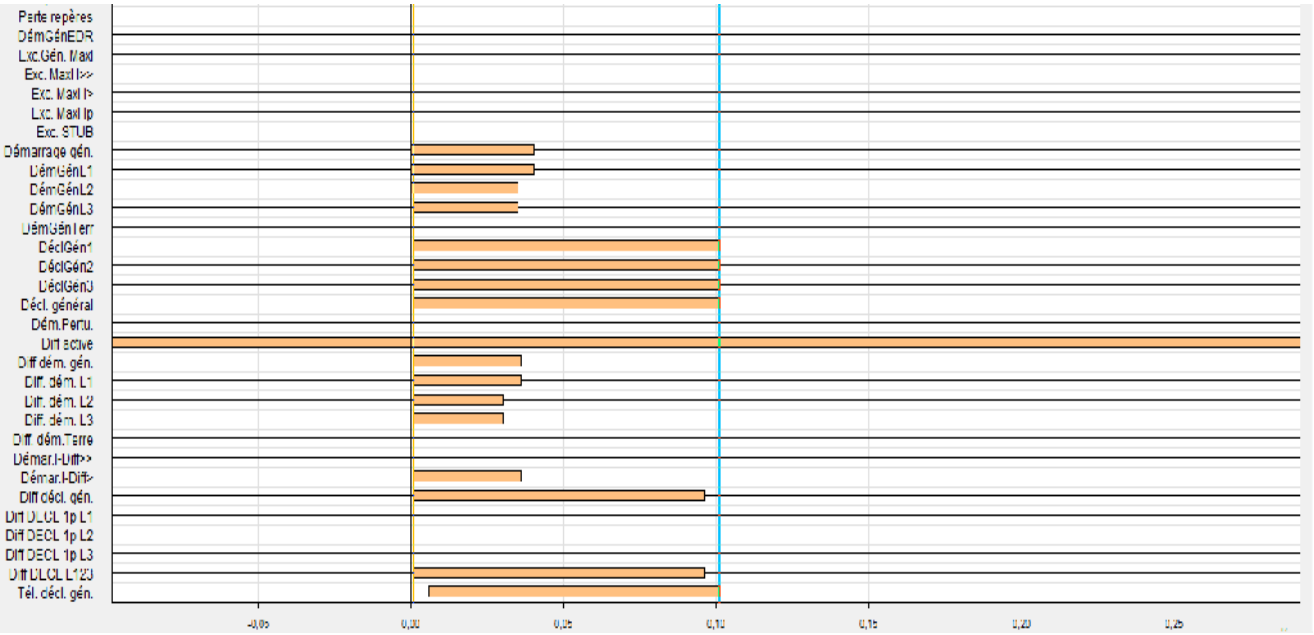


Figure IV.27 : Top logique enregistrer sur la protection différentielle.

- ☞ Démarrage générale.
- ☞ Démarrage générale (L1, L2, L3).
- ☞ Déclanchement générale [L1, L2, L3].
- ☞ Déclanchement générale.
- ☞ Différentielle activé.
- ☞ Différentielle démarrage générale [L1, L2, L3].
- ☞ Différentielle déclanchement générale [L1, L2, L3].
- ☞ Télé-déclanchement vers le poste vise à vis.

IV.4.4. Comparaison entre les résultats théorique et pratique :

Après une simulation sur le site de système de protection de la ligne 400kV, on peut tirer les remarques suivantes :

- Pour la protection différentielle le temps globale d'élimination de défaut qui englobe le temps de repense du relais est le temps d'ouverture du disjoncteur est de l'ordre de 0.1s, ce qui présente un déclanchement instantané, ce qui identique avec la théorie.

- En ce qui concerne la protection de distance, on a pu remarquer que pour les défauts situés à la zone 1, le déclanchement est instantané. Pour les défauts localisés dans la zone 2,3 et 4, le déclanchement se fait avec un temps retard de 0.3s, 1.5s, et 3s respectivement, ce qui est en bonne concordance avec la théorie.

IV.5. Simulation par le logiciel PSCAD :

Cette partie traite la modélisation et la simulation des protections des lignes de transport électrique en utilisant un logiciel de simulation appelée PSCAD/EMTDC (Power Systems Computer Aide Design/ Electromagnétique Transient and DC).

Le logiciel PSCAD permet à l'utilisateur de construire des circuits et schémas électriques, 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.

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 [30,31].

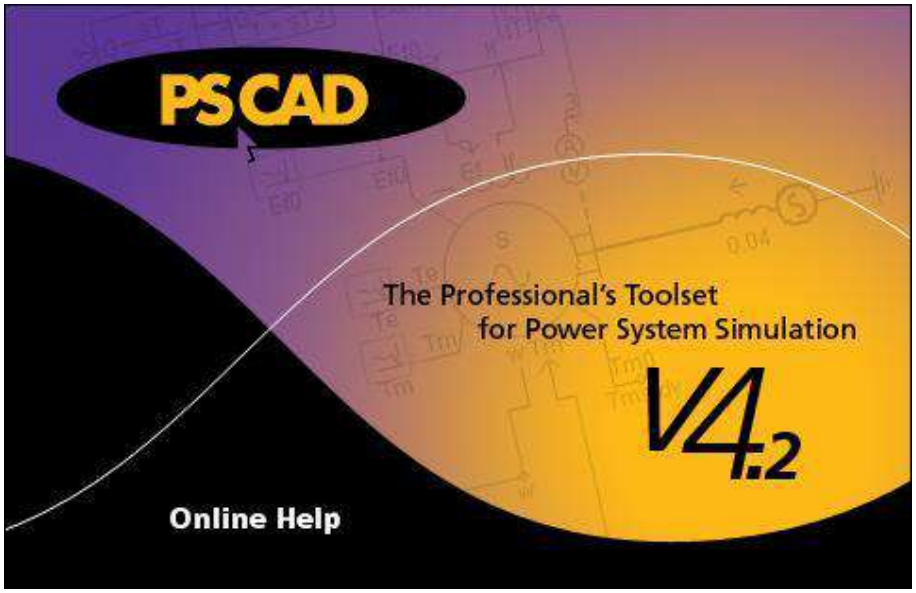


Figure IV.28 : Interface utilisateur PSCAD/EMTDC.

IV.5.1. 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). Le circuit de la **Figure IV.29** est un système électrique triphasé qui est représenté dans un schéma unifilaire, avec les paramètres suivants :

- La tension de la source : V_{Source} = 400,00 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 selon le modèle de ligne Bergeron du logiciel PSCAD, qui est le plus précis, et dont 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. Le sélecteur de commande des types de défaut.

Le contrôle de disjoncteur (B2) se fait par un commutateur. 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.

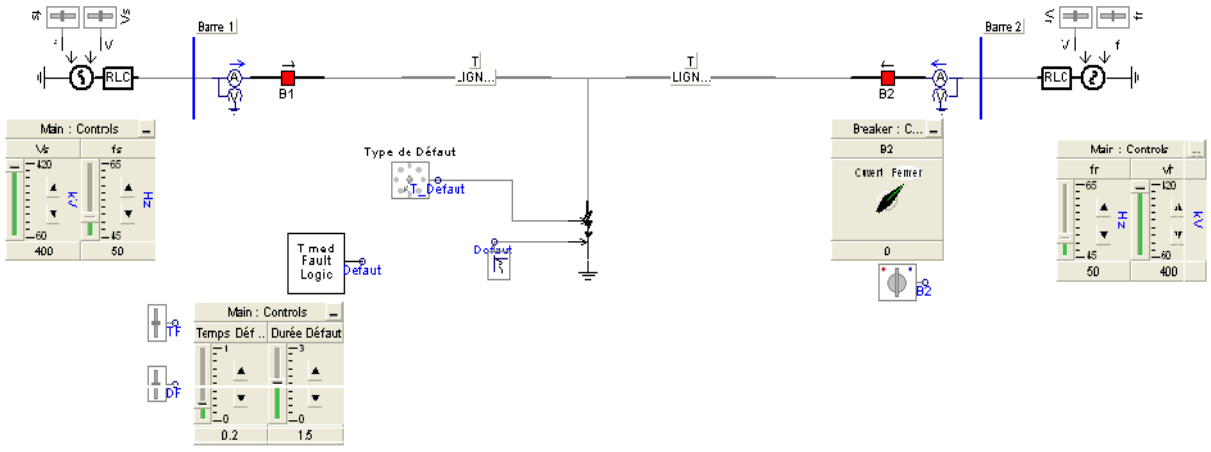


Figure IV.29 : Circuit du réseau électrique.

IV.5.2. Etapes de traitement des signaux d'entrés :

L'étape initial pour le traitement du signal d'entré présentés à la **Figure IV.30.a** montré 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 fournie 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, les formes des signaux de tension et de courant résultants,

à haute et basse fréquence sont présentées à la figure **IV.30.b**. La fonction du FFT est d'extraire la fondamentale en amplitude et en phase du signal de source (**Figure IV.30.c**).

Ensuite, les données fournis par la FFT seront convertis en séquence positive, négative et zéro à l'aide du "Filtre de séquence" (**Figure IV.30.d**). Les données converties seront ensuite fusionner à nouveau selon leur phase pour les utilisés pour le bloc de fonctionnement de relais de protection.

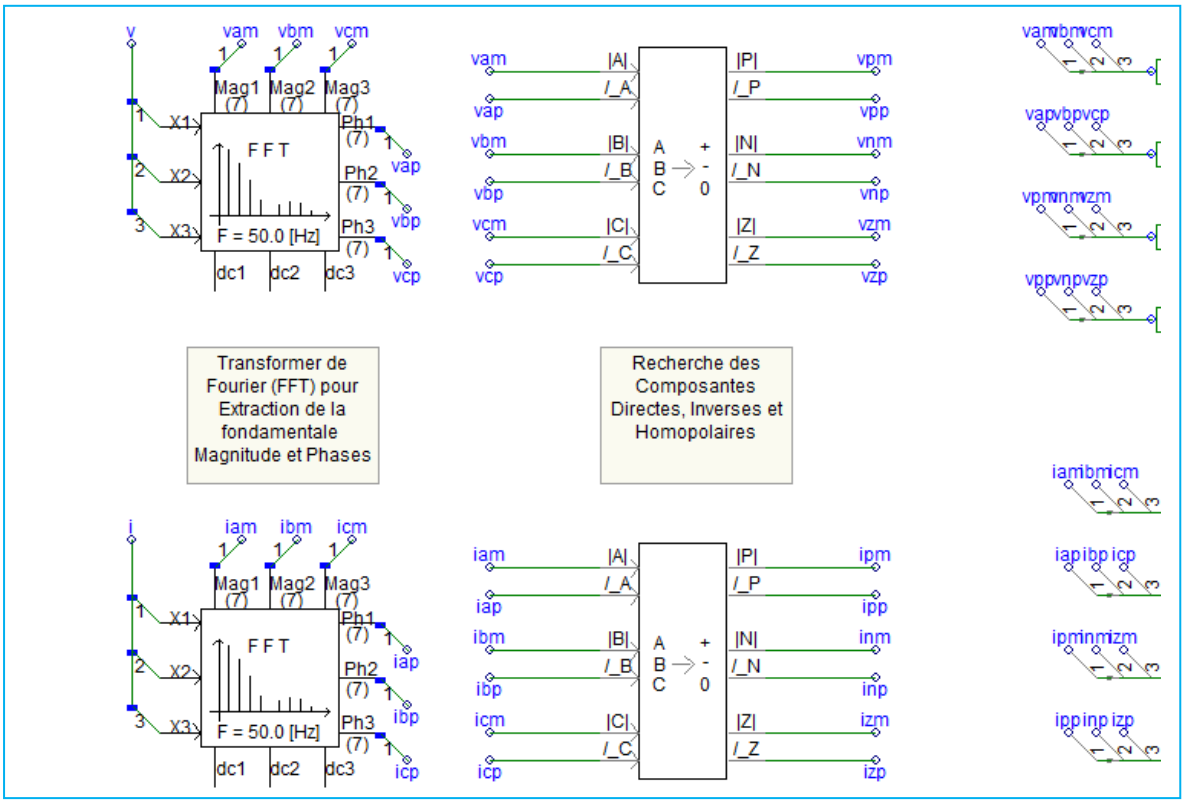
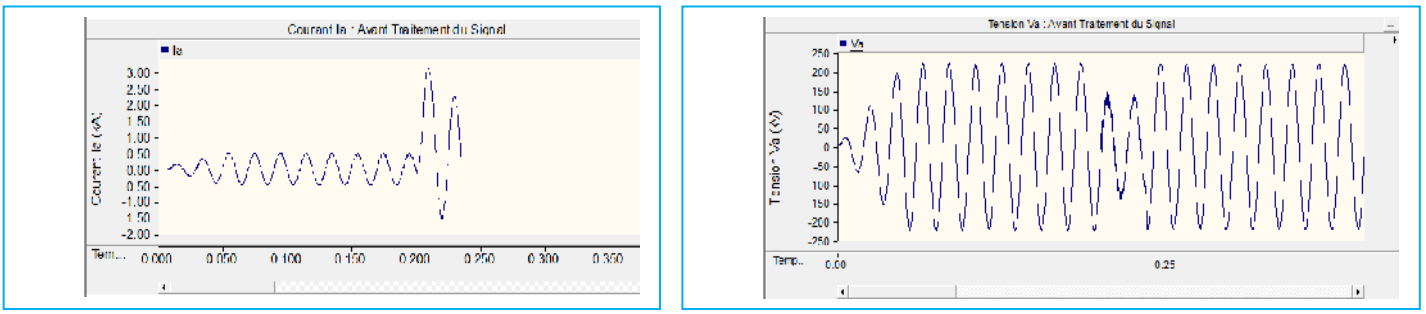
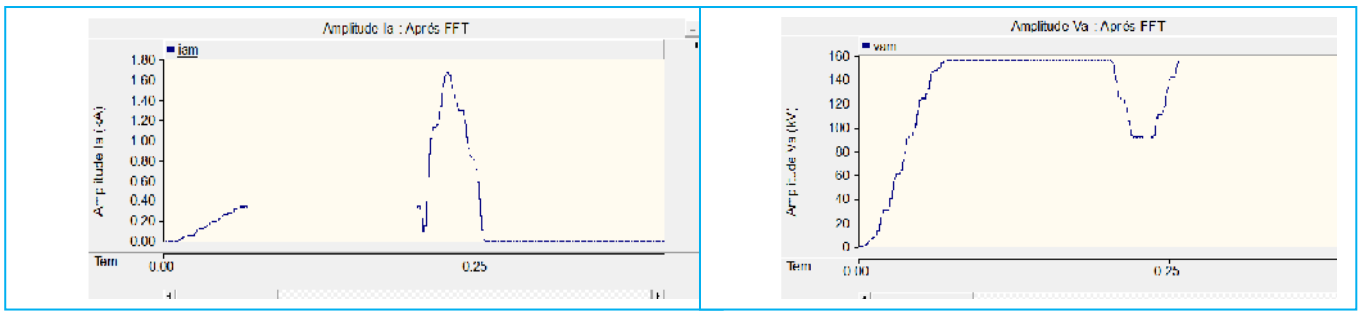


Figure IV.30.a : Etape de traitement des signaux d'entrés.



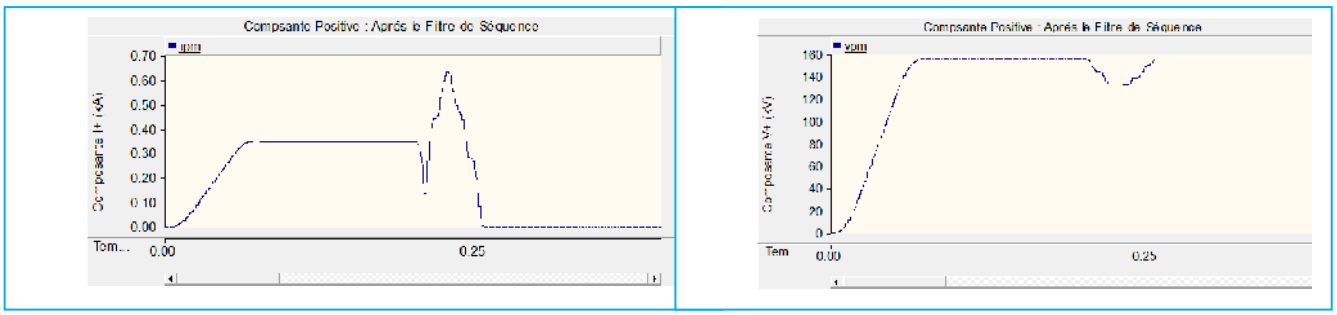
1/. Courant Ia (kA). **2/.** Tension Va (kV).

Figure IV.30.b : Formes des signaux d'entrées lors d'un défaut phase-terre.

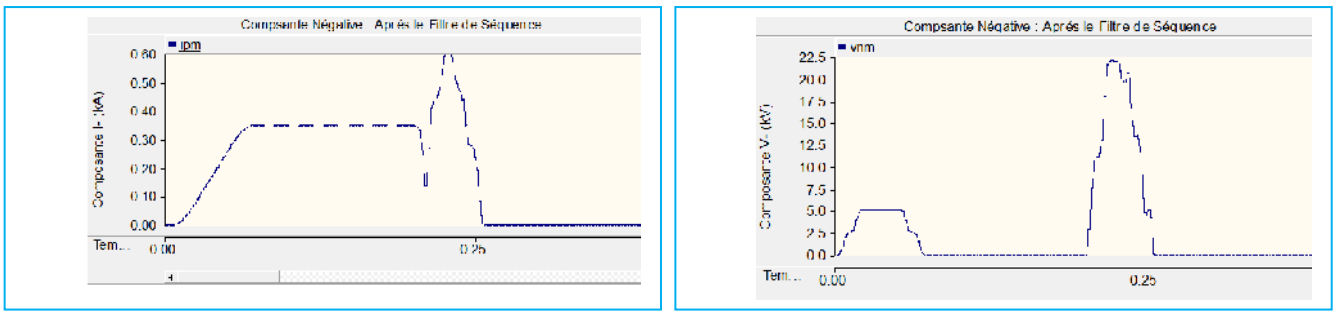


1/. Amplitude du courant Ia (kA). **2/.** Amplitude de la tension Va (kV).

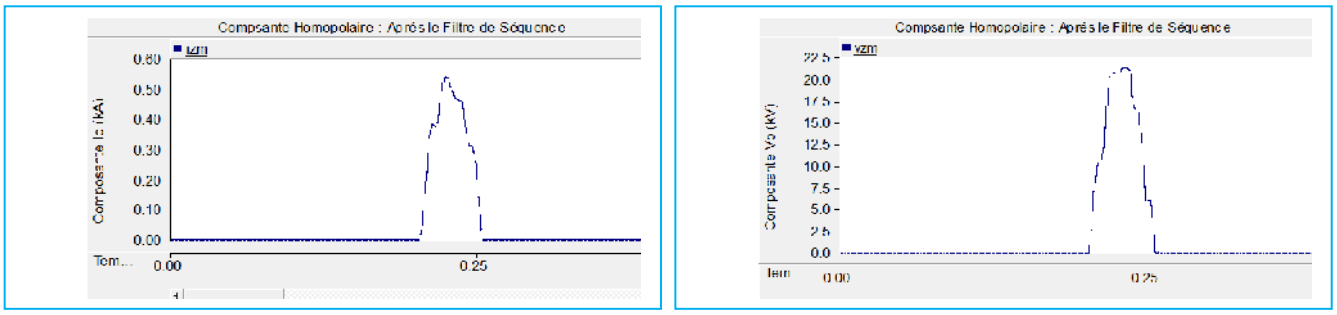
Figure IV.30.c : Formes des signaux à la sortie du module FFT.



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.30.d : Formes des signaux à la sortie du filtre de séquence.

IV.5.3. Protection de distance :

IV.5.3.1. 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 y a six unité de protection nécessaire pour le calcul de l'impédance de défaut (**Figure IV.31**), trois pour le calcul de l'impédance de la ligne phase-terre et trois autres pour le calcul de l'impédance phase-phase (**Tableau IV.2**). 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.

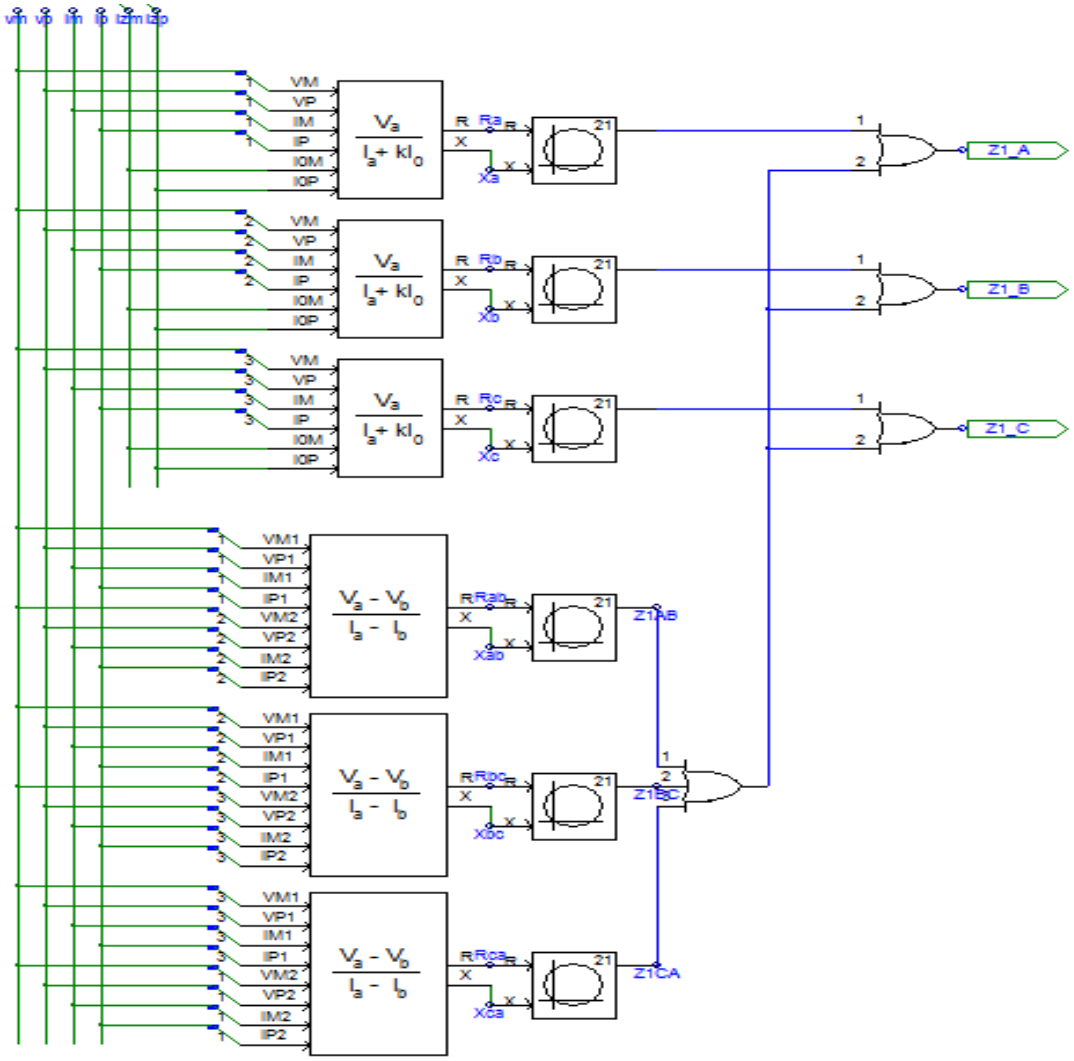


Figure IV.31 : Schéma de calcul des zones la protection de distance.

Tableau IV.2 : 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 :

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

$\boldsymbol{Z_0}$: Séquence homopolaire ;

$\boldsymbol{Z_1}$: Séquence positive.

IV.5.3.2. Module de calcul des zones :

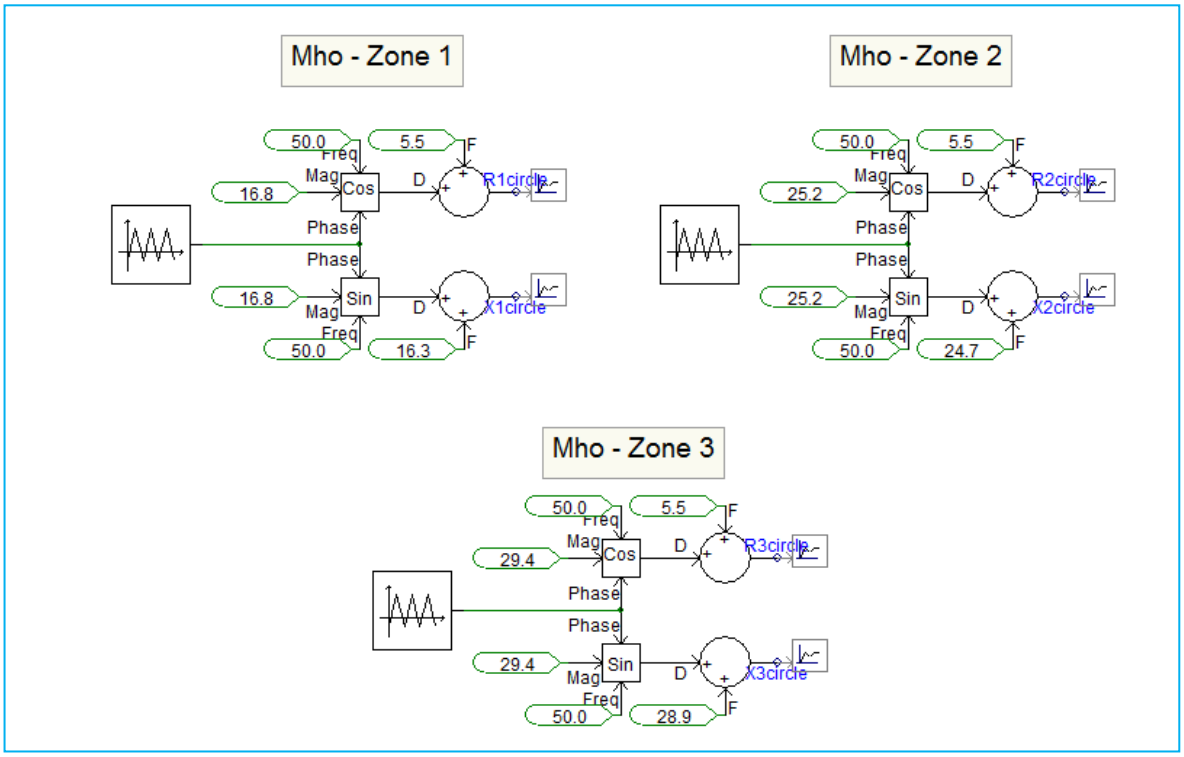


Figure IV.32.a : Bloc de calcul des zones (Mho).

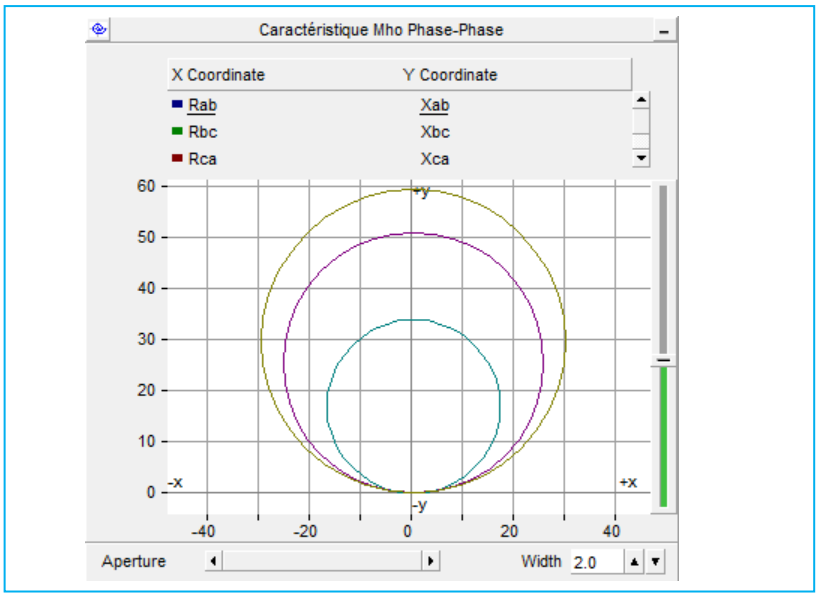


Figure IV.32.b : Caractéristique Mho de la protection de distance.

IV.5.3.3. Algorithme de la protection et logique de déclenchement et enclenchement :

La **Figure IV.33** représente l'algorithme de modélisation d'un relais de protection de distance avec 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.

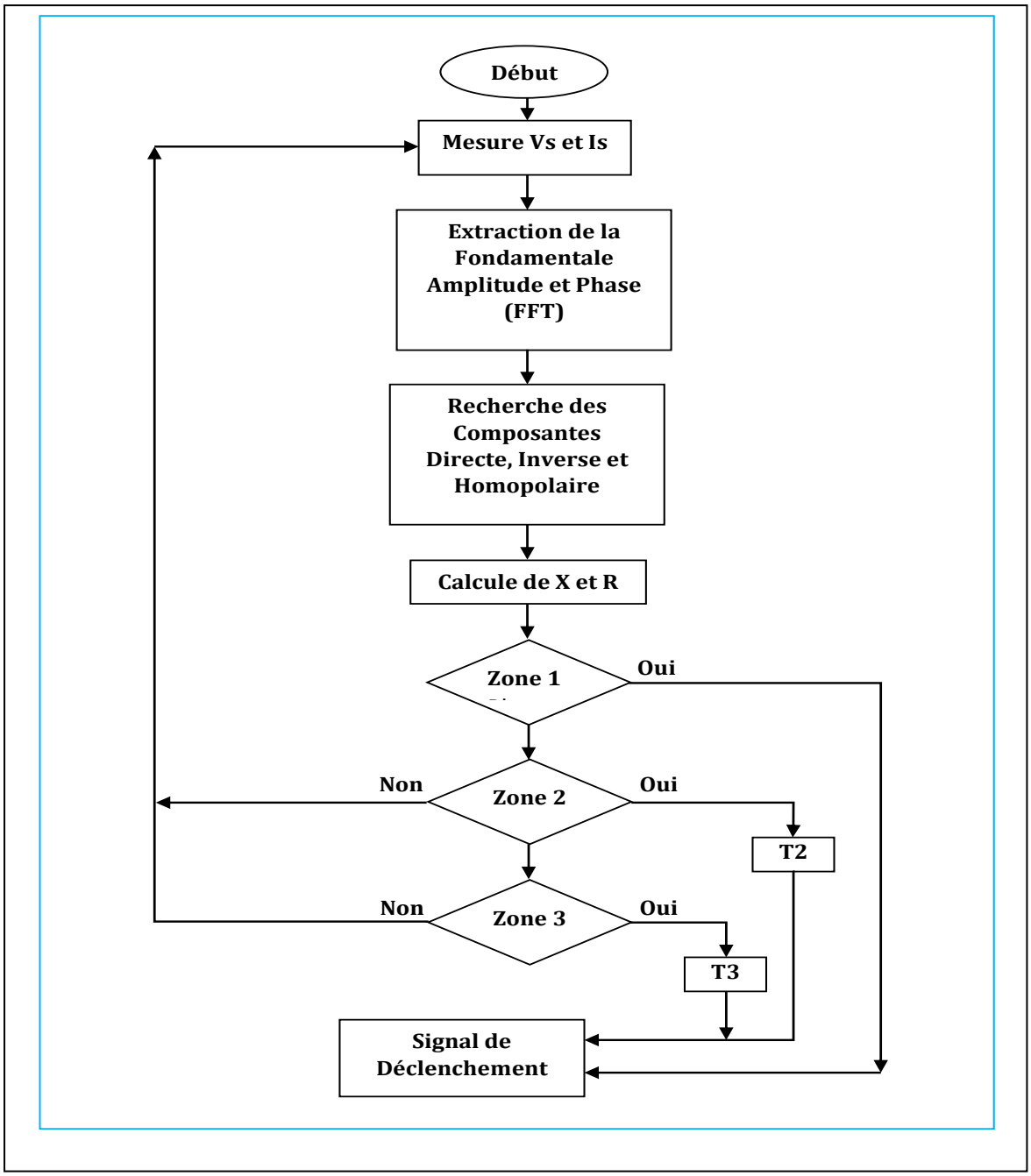


Figure IV.33 : Algorithme de déclenchement de la protection de distance.

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

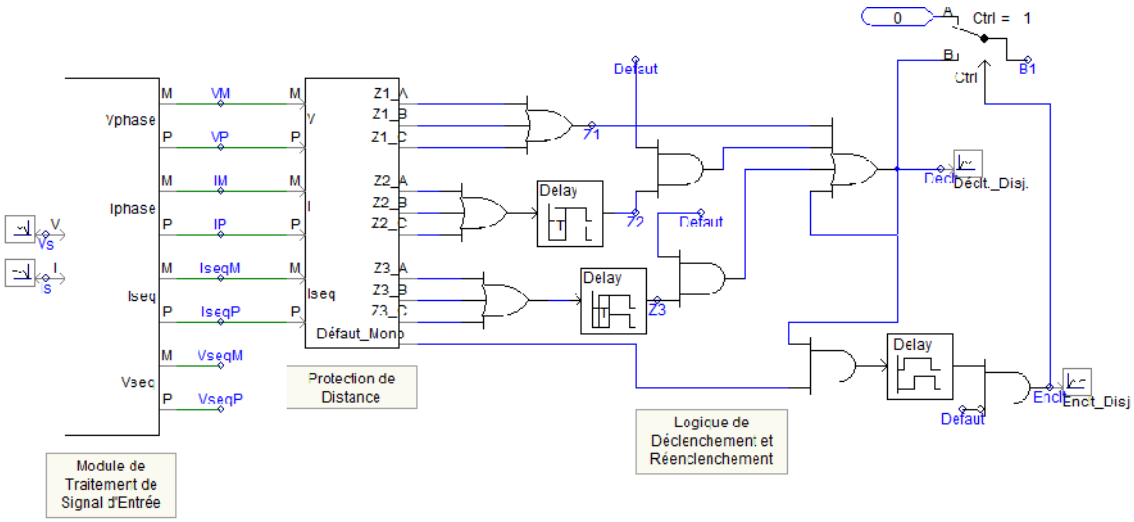


Figure IV.34 : Schéma bloc de la protection distance sur PSCAD.

IV.5.3.4. Modèle de simulation :

La **Figure IV.35** représente le schéma unifilaire du réseau électrique à étudier dont la protection de distance est située sur la barre 1.

Les paramètres du système électrique (source, lignes et protection) utilisées dans notre simulation sont représentés sur le tableau IV.3 :

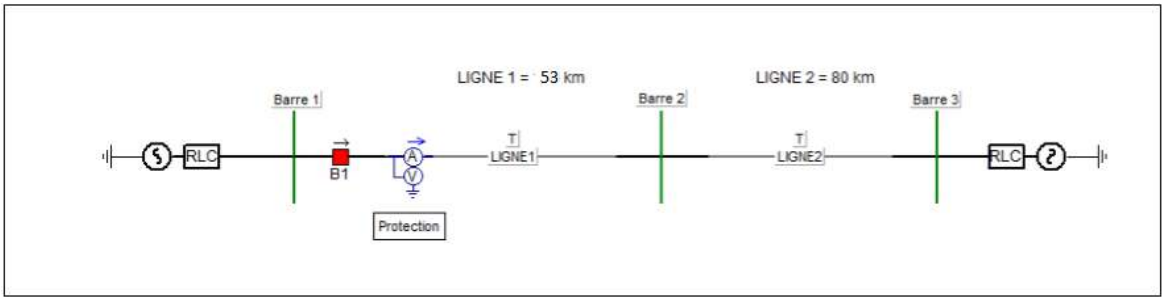


Figure IV.35 : Schéma unifilaire du réseau électrique.

Tableau IV.3 : Paramètres de système électrique (source, ligne et protection)

Paramètres	**Valeurs**
Tension de la Source	400 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 = 53km
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 = 17.65 Ω
La 1er Zone de Protection : $\mathbf{Z_1 = 80\% \times Z_L}$	Z1 = 7.06 Ω
La 2ème Zone de Protection : $\mathbf{Z_2 = 120\% \times Z_L}$	Z2 = 10.59 Ω
La 3ème Zone de Protection : $\mathbf{Z_3 = 140\% \times Z_L}$	Z3 = 12.35 Ω

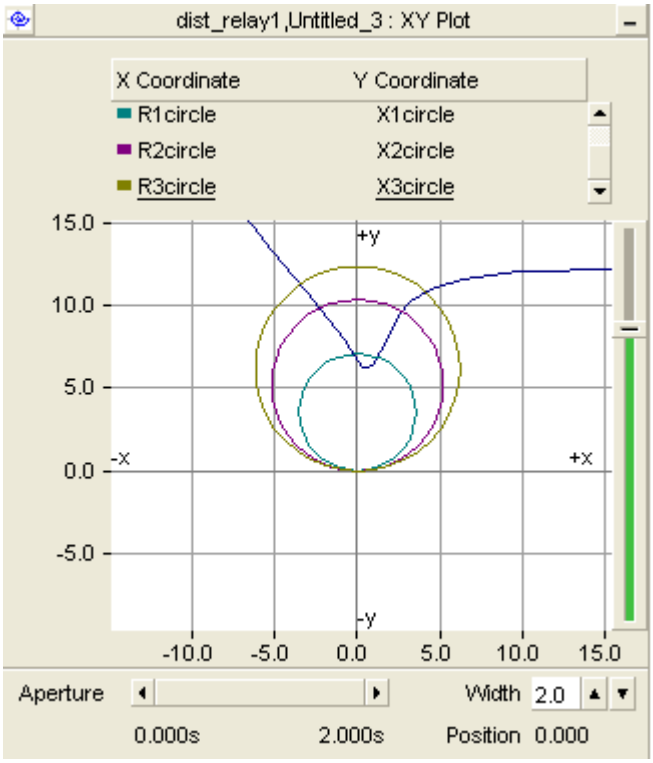
IV.5.3.5. Résultats de simulation de la protection de distance :

Pour étudier le comportement de la caractéristique Mho de la protection de distance, on va simuler différents types de défaut sur différents endroits de la ligne avec différentes valeurs de la résistance de défaut.

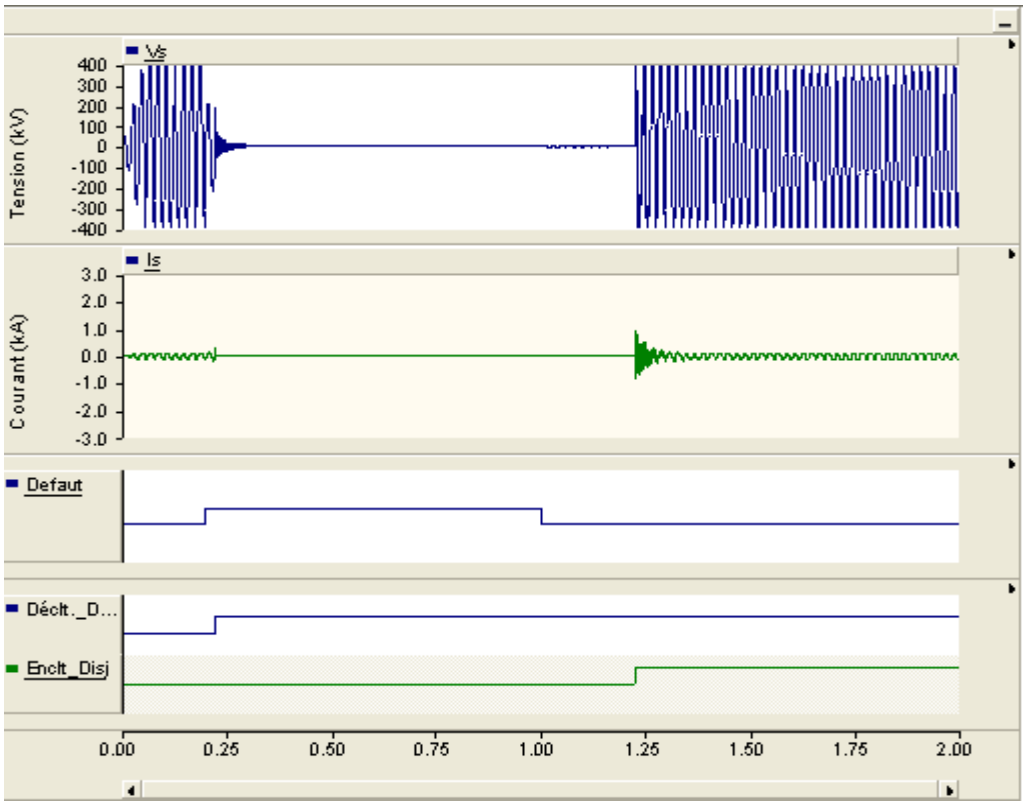
a) Défaut phase-terre sur différentes endroits de la ligne :

Un défaut phase-terre (L1-terre) est appliqué à un temps de 0.2 s sur différents endroits de la ligne. Le premier cas est à une distance de 42 km de la barre 1, le deuxième est à 53 km de la ligne et le troisième à une distance de 74.2 km. Le dernies cas est un défaut hors zone de fonctionnement à 145 km. Les résultats obtenus après simulation sont présentés dans la figure **IV.36**, **IV.37**, **IV.38** et **IV.39** respectivement.

A/. Défaut phase-terre à 42 km (zone 1) :



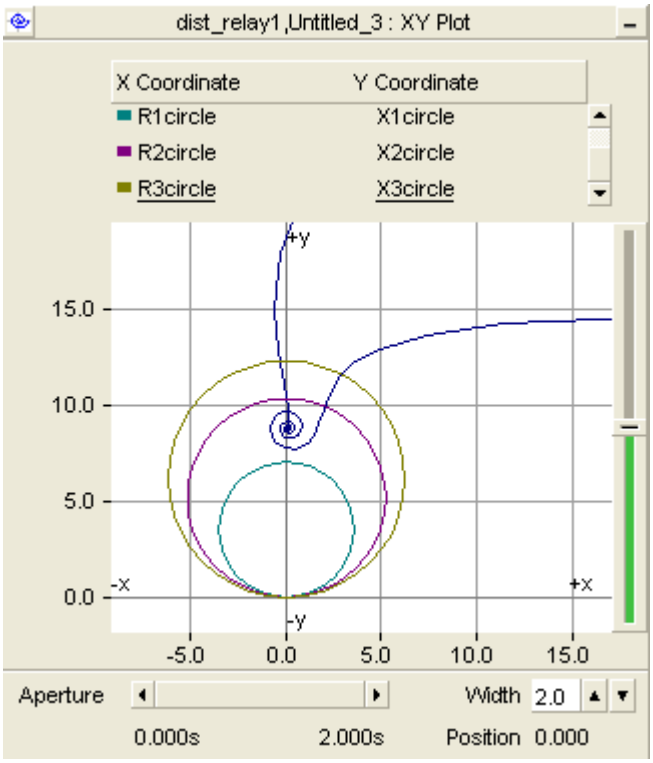
a). Trajectoire de l'impédance de défaut.



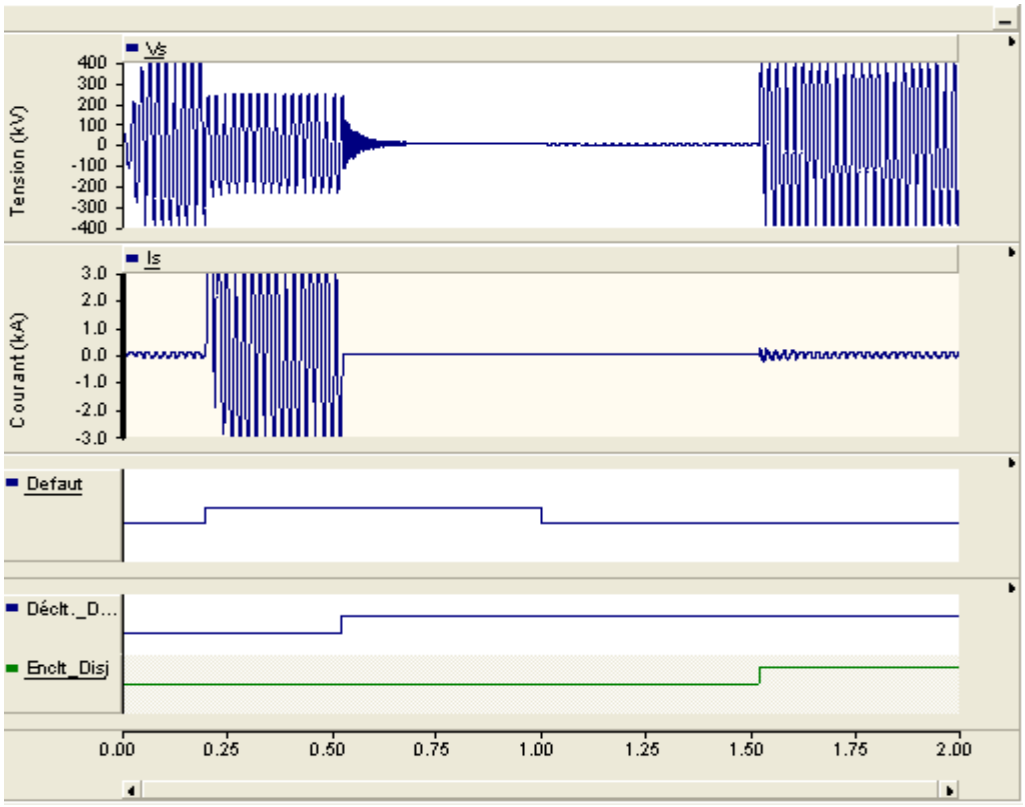
b). Formes des courants, tensions et des tops logiques.

Figure IV.36 : Défaut phase-terre à 42 km.

B/. Défaut phase-terre à 53 km (zone 2) :



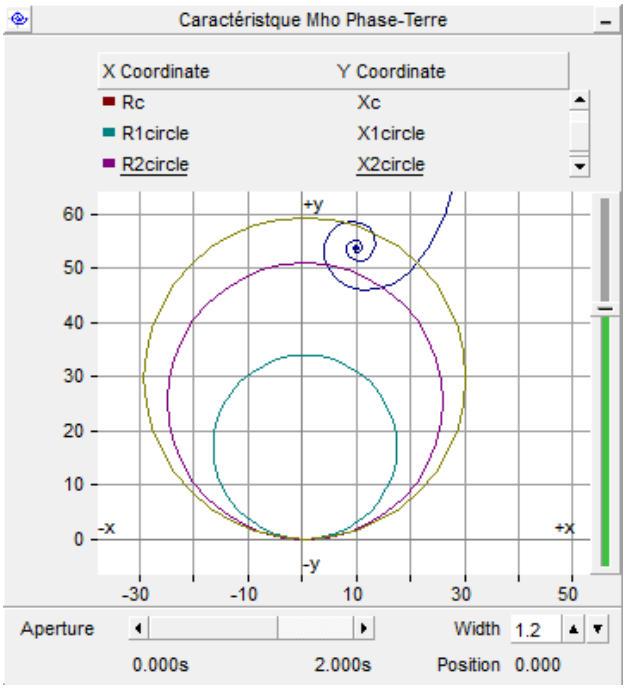
a). Trajectoire de l'impédance de défaut.



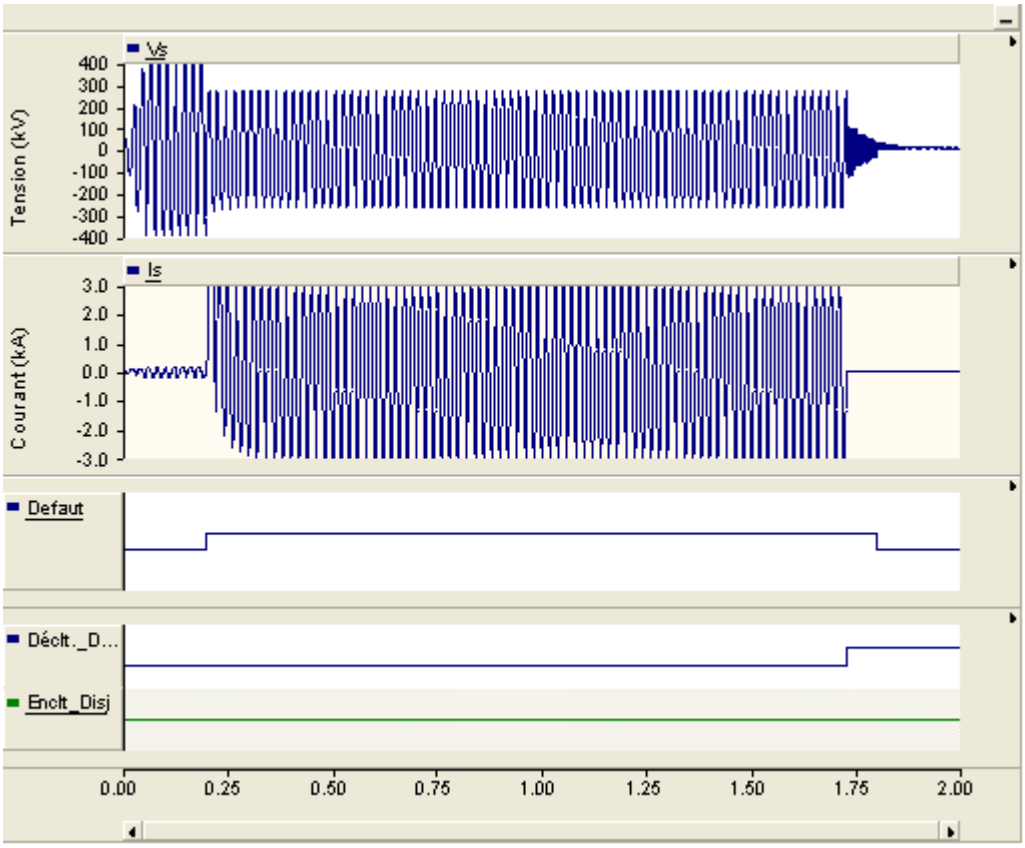
b). Formes des courants, tensions et des tops logiques.

Figure IV.37 : Défaut phase-terre à 53 km.

C/. Défaut phase-terre à 74.2 km (zone 3) :



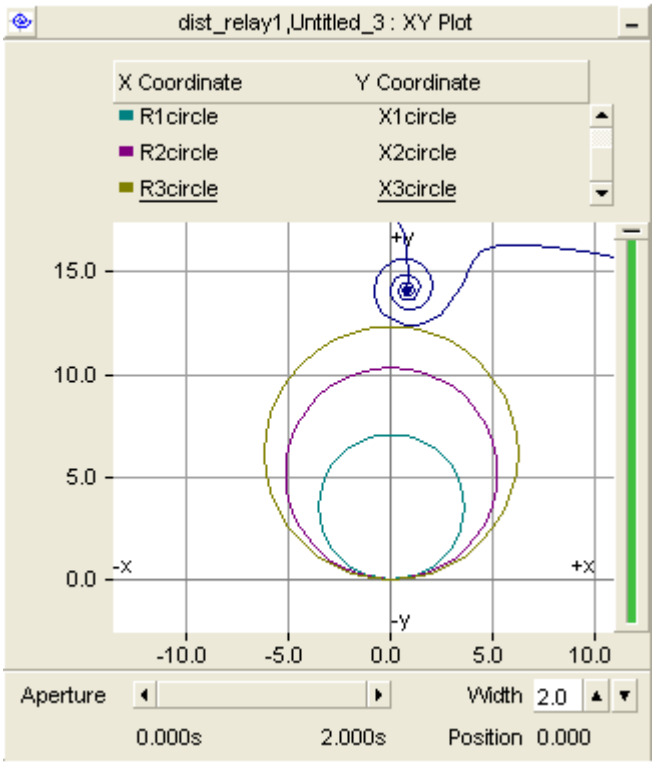
a). Trajectoire de l'impédance de défaut.



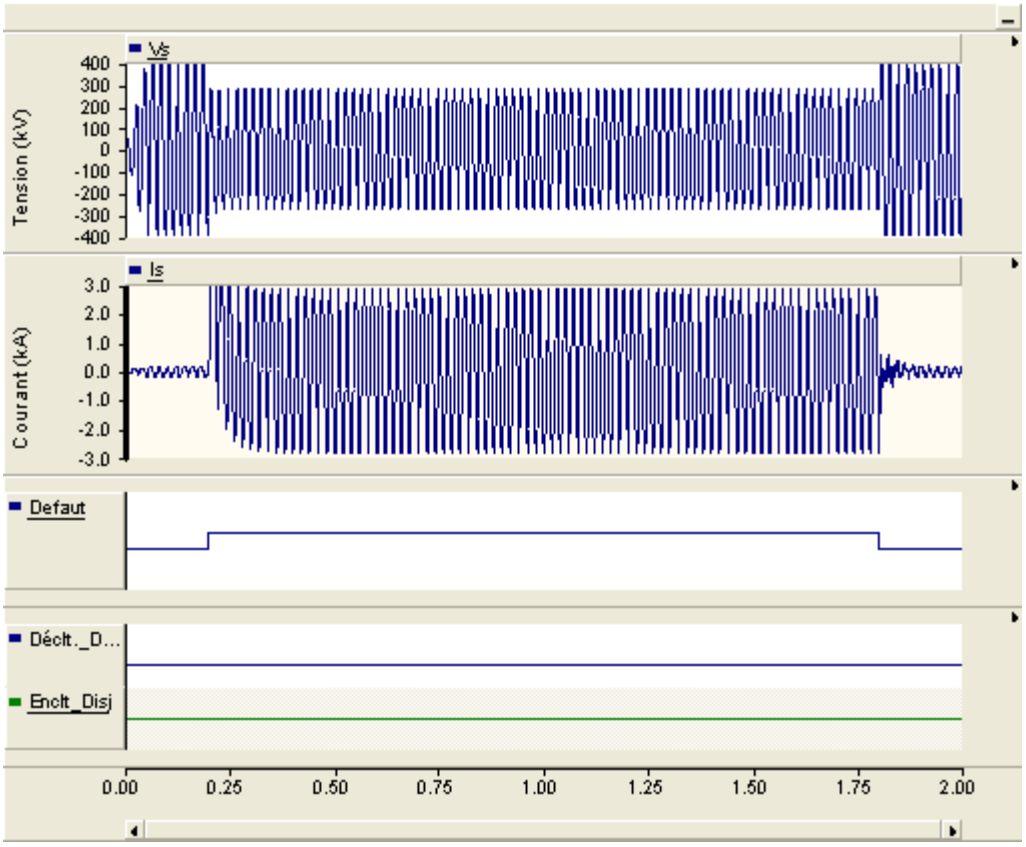
b). Formes des courants, tensions et des tops logiques.

Figure IV.38 : Défaut phase-terre à 74.2 km.

D/. Défaut phase-terre à 145 km (hors zone) :



a). Trajectoire de l'impédance de défaut.



b). Formes des courants, tensions et des tops logiques.

Figure IV.39 : Défaut phase-terre à 145 km.

On remarque que :

Pour le défaut situé à 42 km de la barre 1, ce qui signifie un défaut de zone 1, la figure IV.44 montre que le fonctionnement est instantané ce qui correspond au stade 1.

Pour le défaut situé à 53 km de la barre 1, ce qui signifie un défaut de zone 2, la figure IV.45 montre que le fonctionnement de la protection en retard de 0.3 s, ce qui correspond au 2eme stade.

Pour le défaut situé à 72,2 km de la barre 1, ce qui signifie un défaut de zone 3, la figure IV.46 montre que le fonctionnement de la protection en retard de 1,5 s, ce qui correspond au 3eme stade.

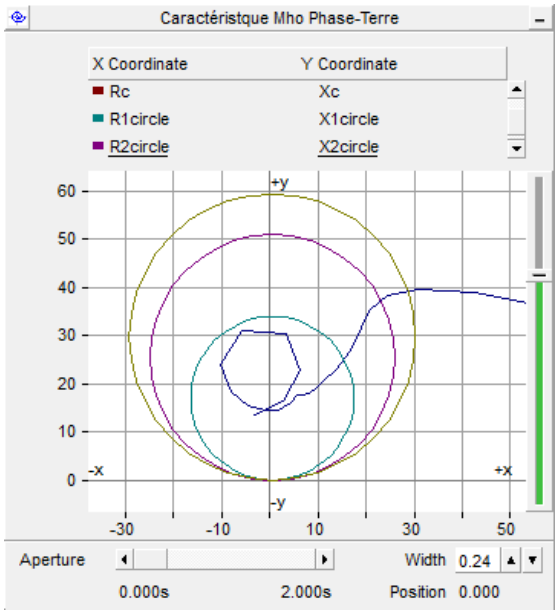
Pour le défaut situé au-delà de 74,2 km de la barre 1(145 km dans le résultat), la figure IV.47 montre qu'aucun fonctionnement de la protection n'est réalisé, ce qui signifie un défaut hors zone de protection.

b). Défaut phase-terre avec différentes résistances de défaut :

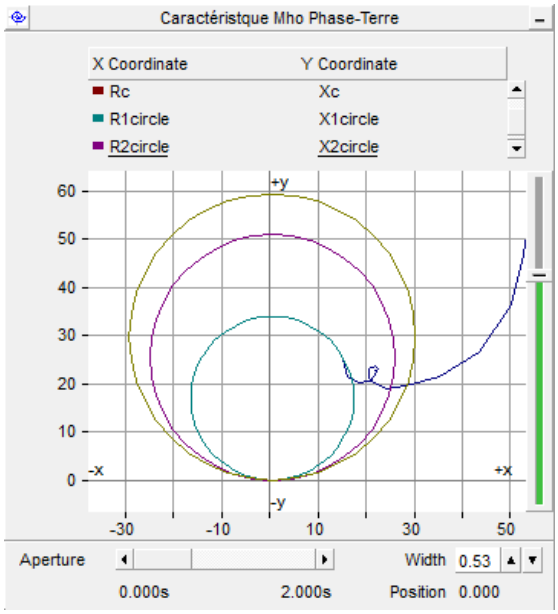
Un défaut phase-terre est appliqué à 42 km (zone 1) de la ligne avec des différentes résistances de défaut, les **Figures IV.40.a**, **IV.40.b** et **IV.40.c** montrent le comportement de la caractéristique Mho de la protection de distance lorsque la résistance de défaut est de **1Ω**,

20 Ω et **40 Ω** respectivement.

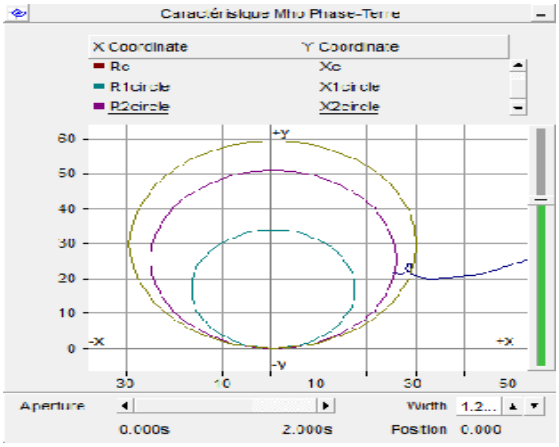
Lorsque la résistance de défaut est de **1Ω** le relais détecte le défaut dans la zone 1, si on augmente la résistance de défaut à **20 Ω** puis à **40 Ω**, l'impédance de défaut va se déplacer en zone 2 puis en zone 3.Cela confirme que le calcul de la résistance de défaut (résistance d'arc) est très important lors de l'installation d'une protection ligne.



a). Résistance de défaut à **1Ω**.



b). Résistance de défaut à **20 Ω**.



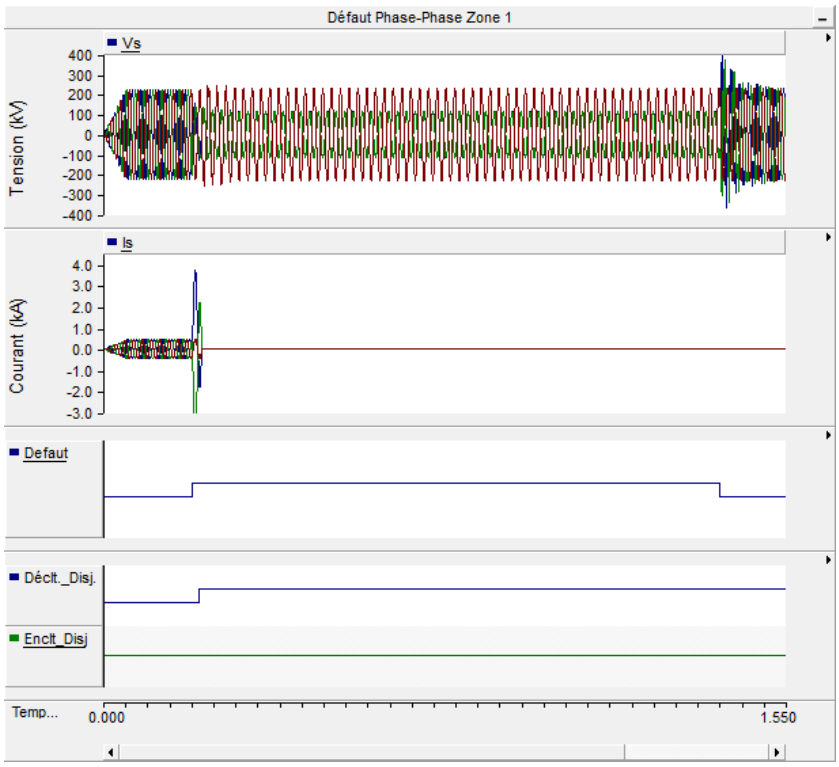
c). Résistance de défaut à **40 Ω**.

Figure IV.40 : Trajectoire de l'impédance de défaut avec différentes résistance de défaut.

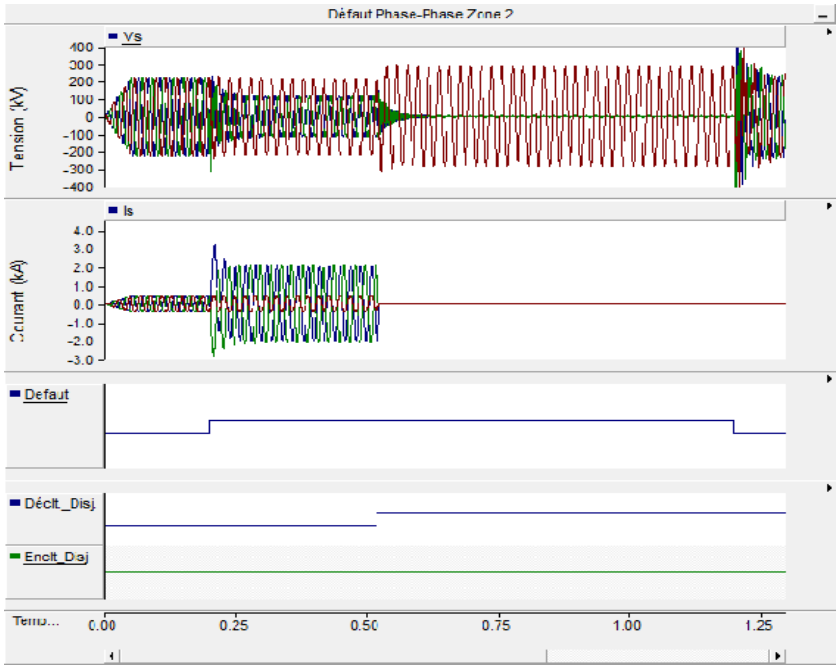
c). Fonctionnement du réenclencheur :

La fonction du réenclencheur est activée lors d'un défaut phase-terre de la zone 1 et zone 2 seulement, elle est verrouillé lors d'un défaut de la zone 3. (**Figure IV.36, IV.37** et **IV.38**) respectivement.

Pour un défaut phase-phase, le reenclencheur est verrouillé (**figure IV.41**).



a). Défaut phase-phase en zone 1 et sans réenclenchement.



b). Défaut phase-phase en zone 2 et sans réenclenchement.

Figure IV.41 : Logique de réenclencheur pour les défauts phase-phase.

IV.5.4. 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 lorsque le défaut est 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, du courant différentiel doit être égal à zéro, mais l'erreur provoquée par la saturation des TC et l'erreur de rapport de transformation conduit à une valeur non nulle. Pour éviter un mauvais fonctionnement le seuil de réglage de (I_{Diff}) est augmenté à une valeur de 20% à 30%.

Pour le réglage de la protection dans PSCAD, quatre (04) paramètres sont important à paramétrer dans le module de la protection différentielle (**Figure IV.43**) et afin de réaliser la pente de caractéristique de la protection (**Figure IV.42**) :

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.

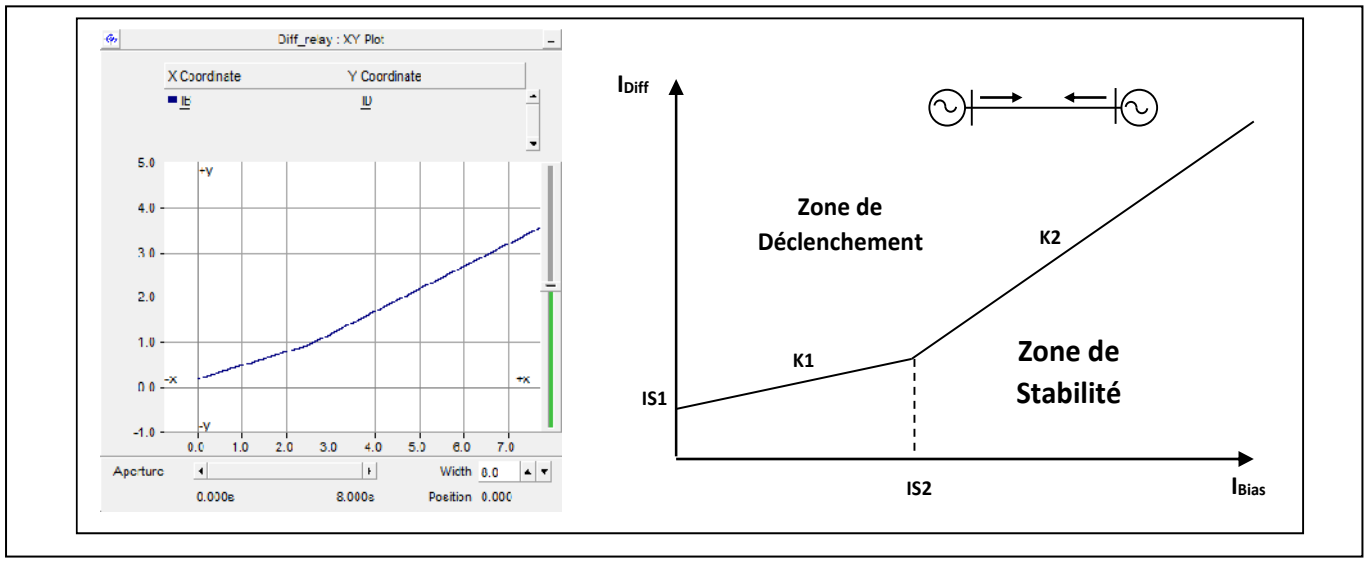


Figure IV.42 : Pente de caractéristique la protection différentielle.

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

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

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

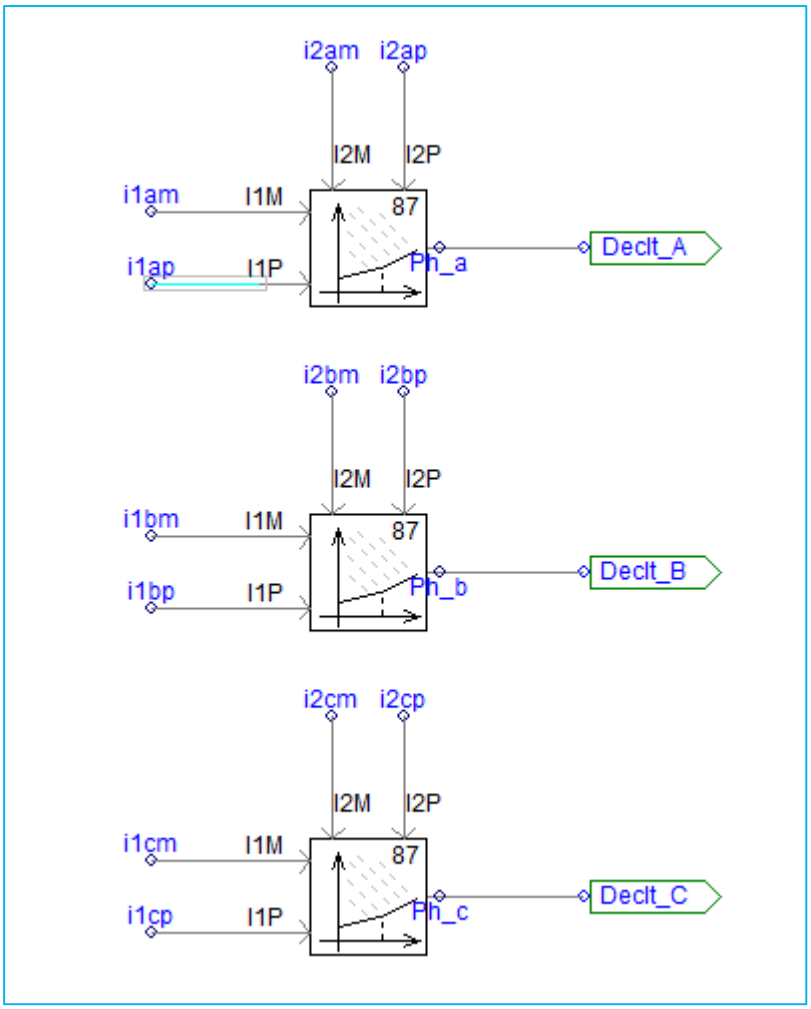


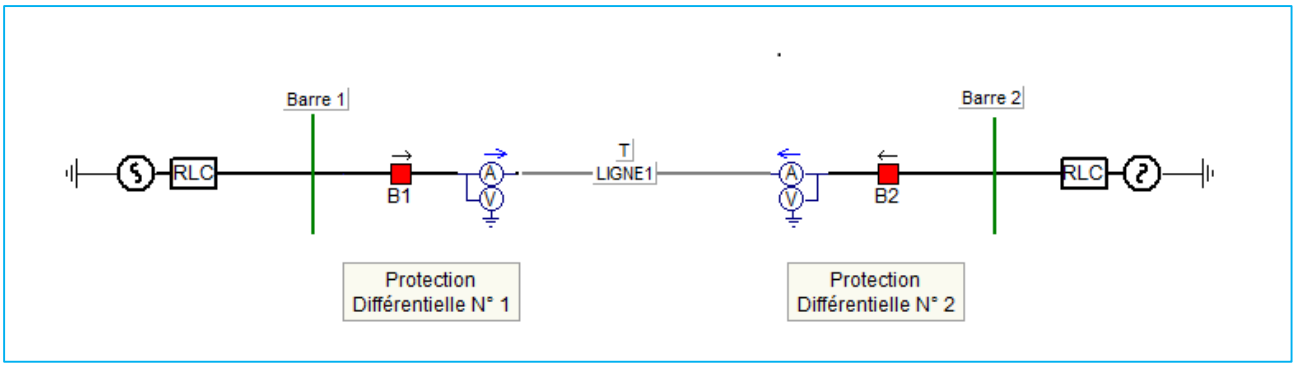
Figure IV.43 : Module de la protection différentielle.

Les entrées du module de la **Figure IV.43** sont les amplitudes et les phases des courants des deux extrémités de la ligne.

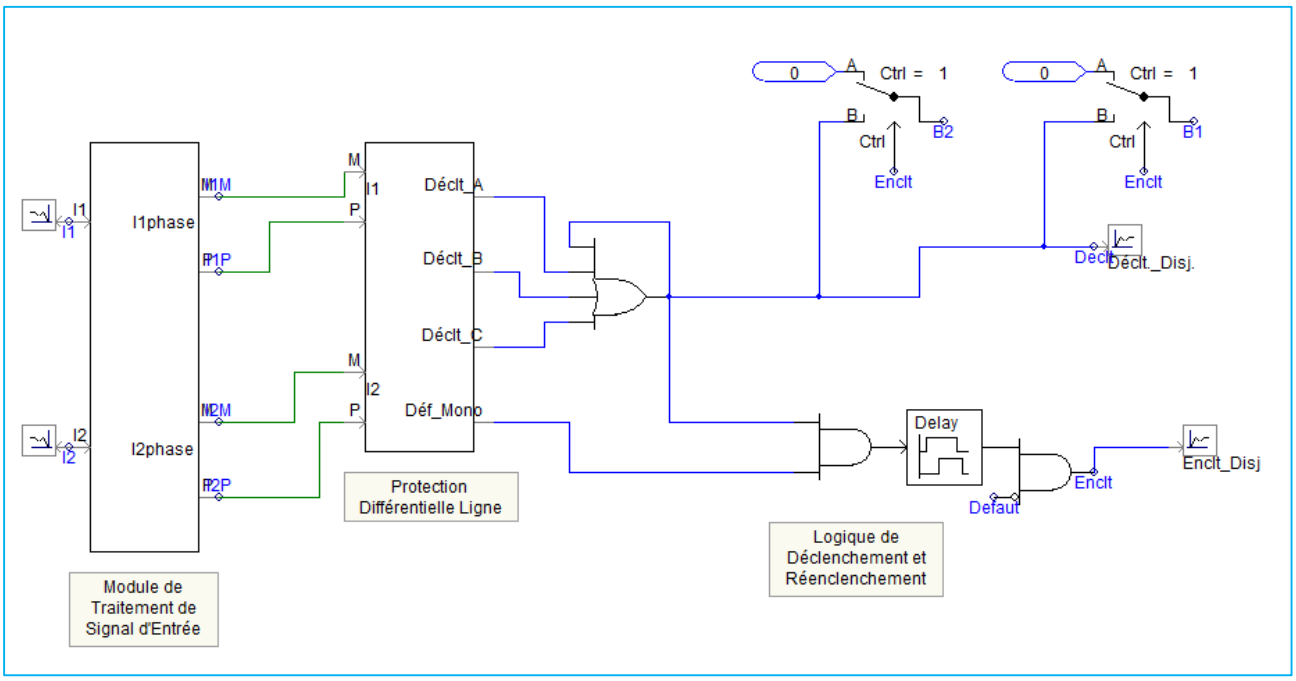
IV.5.4.1. Modélisation de la protection différentielle ligne :

La **Figure IV.44.a** représenté le schéma unifilaire de la ligne à protéger. La figure **IV.44.b** représente le schéma bloc de la protection différentielle de la Ligne 1.

Le déclenchement est instantané de tout défaut situé à l'intérieur de la ligne à protéger.



a). Schéma unifilaire de la ligne à protéger.



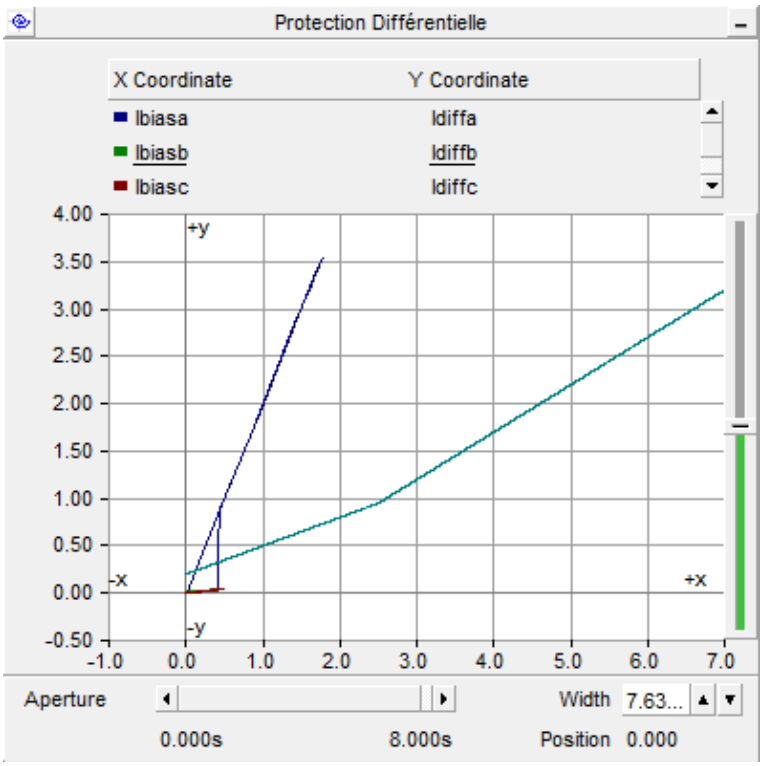
b). Schéma bloc de la protection différentielle.

Figure IV.44 : Modèle de simulation de la protection différentielle sur PSCAD.

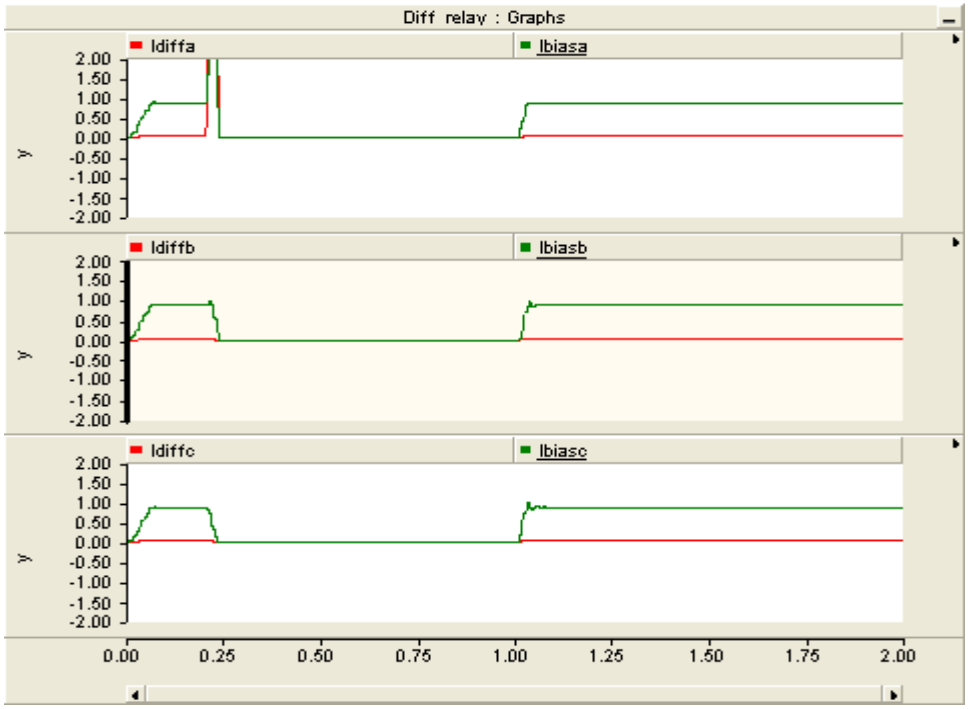
IV.5.4.2. Résultats de simulation de la protection différentielle :

Pour le fonctionnement de la protection différentielle, on a applique un défaut phase-terre au milieu de la ligne 1 défaut interne est on remarque clairement qu'un déclenchement instantanée du disjoncteur est apparu au moment du défaut, les résultats de simulation sont présentées sur la **Figure IV.45.**

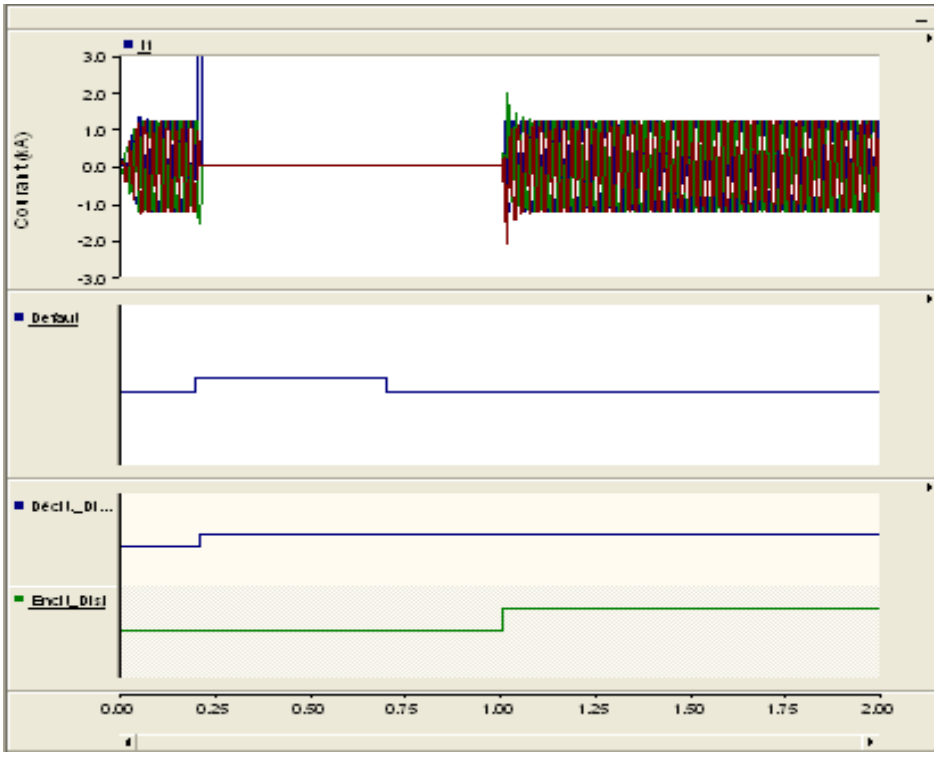
a) Défaut interne de la zone de protection :



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



b). Formes des courants défauts des trois phases.

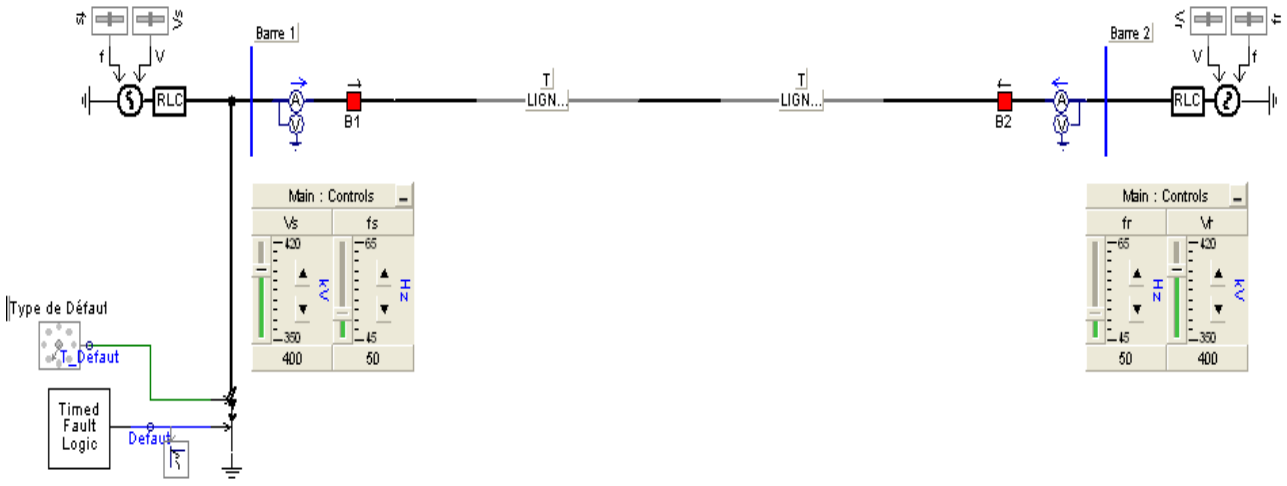


c). Courants de défaut des extrémités de la ligne 1 et top de déclenchement.

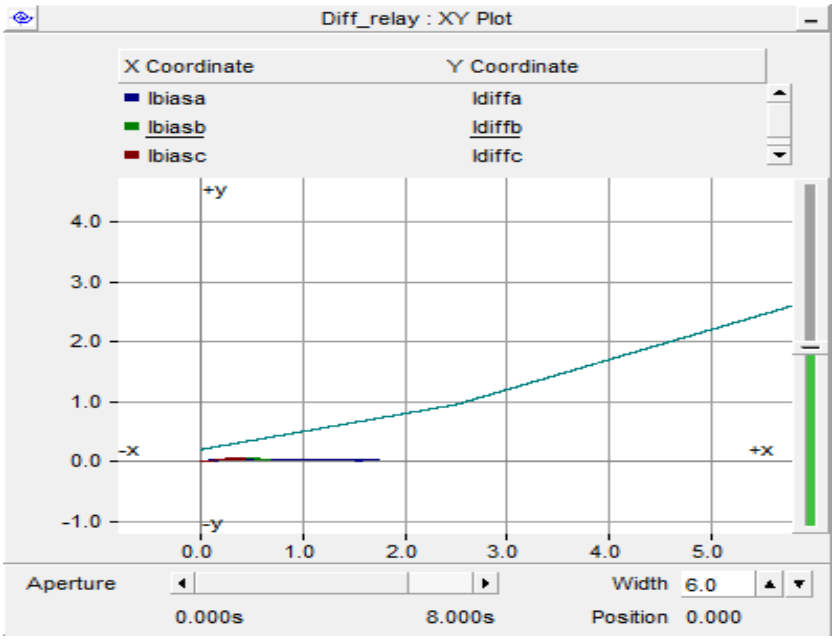
Figure IV.45 : Comportement de la protection pour un défaut interne.

b) Défaut externe de la zone de protection :

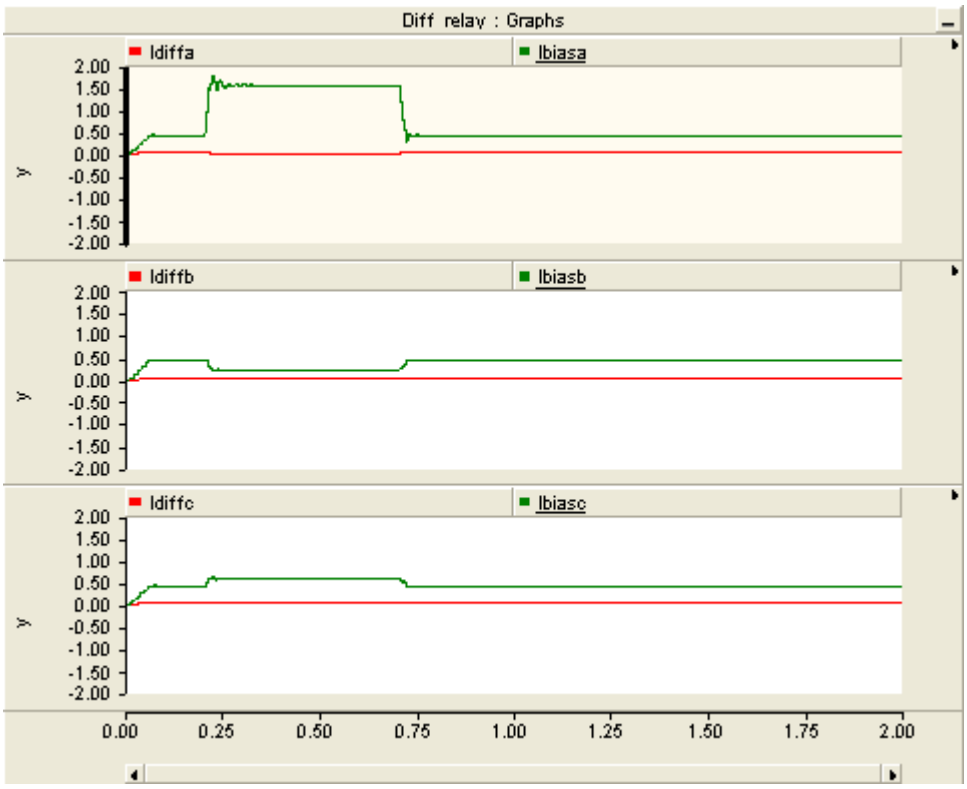
Un défaut phase-terre est applique en dehors de la zone de protection pour voir la stabilité de la protection contre les défauts externes, la **Figure IV.46** montré le non fonctionnement et la stabilité de la protection différentielle pour ces types de défaut.



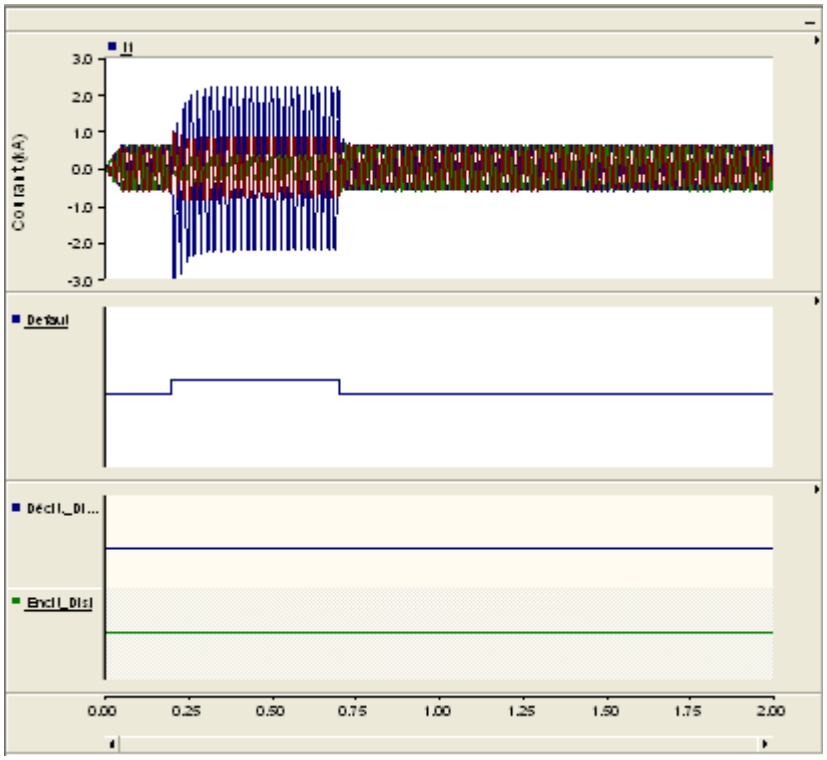
a). Schéma unifilaire de la ligne à protéger pour un défaut externe.



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



c). Formes des courants I_{Diff} et I_{Bias} des trois phases.



. **d).** Courants de défaut des extrémités de la ligne 1 et top de déclenchement

Figure IV.46 : Comportement de la protection pour un défaut externe.

IV.6. Récapitulation des résultats :

a) Protection de distance.

Tableau IV.4. Résumé des résultats de la protection de distance :

Stade de déclenchement	Défaut zone 1 (aval)	Défaut zone 2 (aval)	Défaut zone 3 (aval)	Défaut zone 4 (amont)	Défaut hors zone
Résultats de calcul numérique Temporisation(s)	Zl= 0 à 42 km Zl= 0 à 7.06 Ω T=0.085s instantané	Z2=42 à63 km Z2=0 à 10.59 Ω T=0.3s	Z3= 63 à 74 km Z3= 0 à 12.35Ω T=1.5s	Z4= -21.2 km Z4= 0 à – 3.52 Ω T=3s	Z à partir de 74.2km Pas de fonctionnement
Résultats essais pratique (sur site)	Localisateur de Défaut 7.2km 1er stade T :0 .085s	Localisateur de Défaut 47 km 2eme stade T :0 . 3s	Localisateur de Défaut 64 km 3eme stade T :1.5s	4eme stade T :3s	Pas de fonctionnement
Résultats simulation PSCAD	défaut à 42 km T=0.2s instantané	défaut à 53 km T=0.3s	Défaut à 74.2 km T=1.5s	_	Défaut à 145 km Pas de fonctionnement

b) Protection différentielle.

Tableau IV.5. Résumé des résultats de la protection de différentielle :

Emplacement de défaut	Dans la zone de protection	hors la zone de protection
Résultats essais pratique (sur site)	* Défaut très phrasés * Déclenchement générale [l1, l2, l3] * T=0,1s instantané	Non autorisé
Résultats simulation PSCAD	* Défaut très phrasés * Déclenchement générale [l1, l2, l3] * T=0,25s instantané	* Démarrage différentielle * Défaut hors zone de protection * Pas de déclenchement

Les tableaux **IV.4** et **IV.5** présentent un résumé des différents résultats pour la protection de distance et différentielle.

D'après le tableau **IV.4** on remarque que les résultats obtenues sont similaires pour la théorie, le pratique et la simulation, et cela pour les diffèrent zone de protection.

Pour la protection différentielle le tableau **IV.5**, on remarque aussi une bonne concordance entre les résultats théorique, pratique et de simulation.

Conclusion Générale

Conclusion générale

Nous nous sommes intéressés dans cette thèse aux problèmes liés aux courts-circuits qui constituent une contrainte majeure sur un réseau électrique, et au comportement du système de protection qui doit assurer une bonne protection. Rapide et sélective :

D'après les résultats de cette étude, on présenter les remarque suivante :

- Pour la protection de distance, il a été vérifié les résultats des calculs numérique et obtenu des essais sur la ligne, et ceux simulés par le logiciel PSCAD sont similaire. Toutefois, si le défaut est situé dans la 1ère zone, le fonctionnement de la protection est instantané, si le défaut est situé en 2eme zone, le fonctionnement est retardé de 0.3 s, et enfin si le défaut est situé en 3eme le fonctionnement est retardé de 1.5 s.

- Pour la protection différentielle qui est la protection la plus sur du système, les résultats les résultats monté une bonne concordance. Le fonctionnement est instantané lorsque le défaut est situé à l'intérieur de la ligne, lorsque le défaut est à l'extérieur, la protection est verrouillée.

- Le logiciel PSCAD présente un bon logiciel de simulation de protection des réseaux électrique.
  On peut modifier les paramètres de la ligne et simuler des défauts qui ne sont pas mise sur le site.

Come perspective une étude de simulation qui tient en compte le chevauchement des zones de la protection et les limites de précision est proposée.

Bibliographie

Bibliographiques

[1] M. ABBCI & A.KHOUAS, **« Etude des différents types de protection des ligne HT »**. Thèse pour le grade de Master en Génie Electrique, Université Dr. Yahia Farès de Médéa, 2014.

[2] S. BEN DERRADJI**, « Calcul des protections d'un départ HTA (30 KV) »**. Thèse pour le grade de Master en Génie Electrique, université kasdi merbah – Ouargla, 2014.

[3] 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.

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

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

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

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

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

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

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

[12] M. BOUDOUR & A. HELLAL. « Réseaux électriques fondamentaux et concepts de base cours, exercice et TP, Copyright Eurl pages Bleues Internationales 2010.

[13] Y.DAAOU**. « Classification et localisation des Défauts dans les lignes de transport à THT en temps réel »** Thèse pour le grade de Magister en Génie Electrique, **U**niversité des Sciences et de Technologie d'Oran MOHAMED BOUDIAF 2010

[14] SON ELGAZ « Les protections du réseau électrique a sonelgaz » Direction de la production et du transport de l'électricité

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

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

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

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

[19] Protection différentielle de ligne 7SD52 Siemens SAS 2015

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

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

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

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

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

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

[26] 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.

[27] 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.

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

[29] www.omicronenergy.com.l2342,april 2016.

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

[31] 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.

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

[33] D. LABED, **« production décentralisée et couplage au réseau »** Thèse de Doctorat, Université Mentouri Constantine, 2008.

Annexes

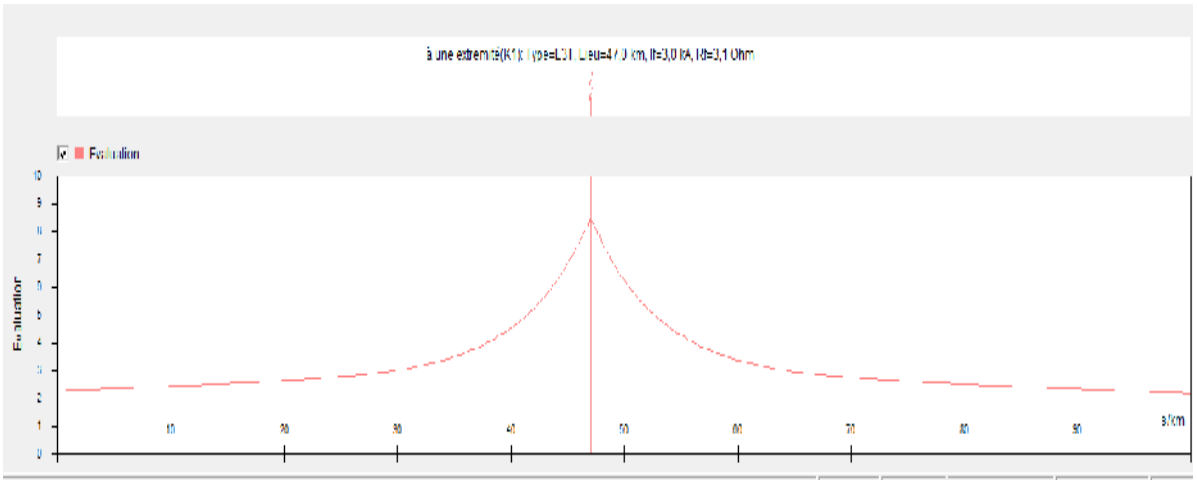


Figure A : localisateur de défaut N °2

Ce schéma représente un défaut situé à 47,0 km ce qui confirme que le défaut et a 2eme stade de déclenchement, et qui correspond au calcule numérique avec une temporisation de 0.3s.

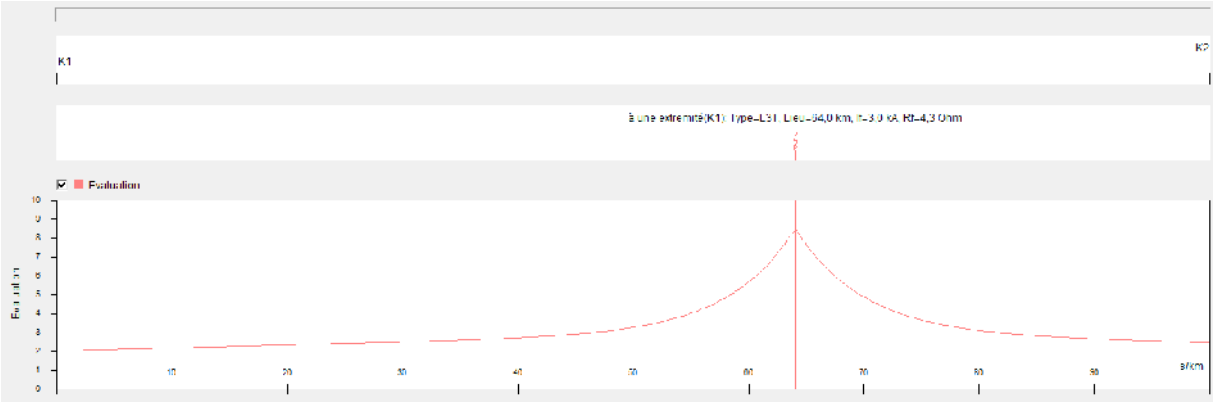


Figure B : localisateur de défaut N °3

Ce schéma représente un défaut situé à 64,0 km ce qui confirme que le défaut et a 3eme stade de déclenchement, et qui correspond au calcule numérique avec une temporisation de 1.5s.