E ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE YAHIA FARES DE MEDEA



Faculté de **T**echnologie

Mémoire de fin d'études de Master

Filière : Electrotechnique
Spécialité : Réseaux Electriques

Localisation des Défauts dans les Réseaux de Transport d'Energie Electrique Mixtes (Aérien et Souterrain)

Présenté par :

Khair rachida

Belhoute fatiha

Proposé et Dirigé par :

Dr Mohamed Dine

Promotion 2021

R E M E R C I E M E N T S

D'abord, nous remercions ALLAH le tout puissant qui nous éclairé nos chemin et qui nous a donné la force pour accomplir ce travail.

En tout premier lieu, nous remercie vivement mes mères et mes pères qui ont nous donné tous les outils et les conditions de succès. Stimulation et de confiance et de soins et des dépenses, durant les dix-huit années d'études (2021-2020).

Nous tenons à remercier vivement Mr. DINE MOHAMED notre Rapporteur qui a fourni des efforts énormes, par ses informations ses conseils et ses encouragements, sa disponibilité, et sa qualité humaine.

Ma reconnaissance s'adresse encore à tous les membres du Réseaux Electriques et tous ceux qui d'un point de vue scientifique ont contribués au succès de ce travail.

Dédicaces

Je dédie ce travail à mon père et ma mère

À mes frères et mes sœurs

Et toute la famille BELHOUTE

Et aussi toute la famille de Réseaux Electriques

Notamment mes enseignants sans exception

Dédicaces

Je dédie ce travail à mon père et ma mère

À mes frères et mes sœurs

Et toute la famille KHAIR

Et aussi toute la famille de Réseaux Electriques

Notamment mes enseignants sans exception

Résumé

ملخص

في السنوات الأخيرة ، مع التطور السريع للمدن الحضرية ، يتم استخدام المزيد من خطوط النقل المدمجة ، والتي تتكون من خط علوي وكابل طاقة تحت الأرض. يساعد استعمال أقسام من نقل الطاقة الكهربائية تحت الأرض على تجنب قيود التخطيط ويمنع المعارضة العامة بسبب التطفل البصري. ومع ذلك ، فإن وجود هذه الكابلات سيزيد من تعقيد مشاكل تحديد موقع الأعطال بسبب الممانعات غير المتكافئة للخط العلوي والكابل الأرضي. لذلك، من الضروري إيجاد طريقة فعالة لتحديد الموقع الدقيق للخطأ في خط نقل هجين. في هذا العمل سوف نقدم طريقة لتحديد الأخطاء في خطوط النقل المدمجة بناءً على نموذج الخط الكهربائي ذو المعاملات المتوزعة والمعادلات التيليغرافية باستخدام البيانات المتزامنة من كلا طرفي الخط الذي وقع فيه العطل. تتكون هذه الطريقة من برنامجين فرعيين. أحدهما للأعطال في الخط العلوي والآخر للأعطال في كابل الطاقة تحت الأرض. مع تطبيق هذين البرنامجين فرعيين ، سوف نحصل على حلين لموقع الخطأ. ثم يتم استخدام إجراء خاص لاختيار الحل المناسب.المقاربة المقترحة جربت بالمحاكاة الرقمية باستعمال برنامج مطلب ،نتائج التجارب المطبقة أثبتت الفعالية العالية للمقاربة المقترحة.

الكلمات الرئيسية : تحديد موقع الأعطال, خطوط النقل المدمجة ,التحويل المتبادل .

Abstract

In recent years, with the rapid development of urban cities more and more combined transmission lines, consisting of an overhead line and an underground power cable, are used. Including of underground sections in an overhead feeder helps to avoid planning restrictions and prevents public opposition due to visual intrusion. However, the presence of these cables will increase the complexity of fault location problems due to the unequal parameters of the overhead line and underground cable. Therefore, it is essential to find an efficient method to determine the exact location of the fault in a hybrid transmission line. In this work we will present a method for locating faults in combined transmission lines based on the distributed parameter line model and telegraphist equations using synchronized data from both ends of the faulty line. This method is made up of two subroutines. One is for faults in the overhead line and the other is for faults in the underground power cable. With the application of these subroutines, we will obtain two solutions for the fault location. Then a special procedure for selecting the right solution is used. The proposed approach has been tested by numerical simulation using MATLAB software. The results of the applied tests corroborate the superior performance of the proposed approach.

Key words : Fault location, Combined overhead lines , modal transform.

Résumé

Ces dernières années, avec le développement rapide des villes urbaines de plus en plus de lignes de transmission combinées, composé d'une ligne aérienne et d'un câble électrique souterrain, sont utilisées. L'inclusion des sections souterraines dans une alimentation aérienne permet d'éviter les restrictions de planification et empêche l'opposition du public en raison d'une intrusion visuelle. Cependant, la présence de ces câbles augmentera la complexité des problèmes de localisation des défauts dus à l'inégalité des paramètres la ligne aérienne et câble souterrain. Par conséquent, il est essentiel de trouver une méthode efficace pour déterminer la localisation exacte du défaut dans une ligne de transmission hybride. Dans ce travail nous allons présenter une méthode de localisation de défauts dans les lignes de transmission combinées basée sur le modèle de la ligne à paramètres distribués et les équations des télégraphistes en utilisant les données synchronisées des deux extrémités de la ligne en défaut. Cette méthode est composée de deux sous-programmes. L'un d'eux est pour les défauts dans la ligne aérienne et l'autre pour les défauts dans le câble électrique souterrain. Avec l'application de ces sous-programmes, nous obtiendrons deux solutions pour l'endroit de défaut. Ensuite, une procédure spéciale pour sélectionner la bonne solution est utilisée. L'approche proposée a été testée par simulation numérique en utilisant le logiciel MATLAB. Les résultats des tests appliqués corroborent la performance supérieure de l'approche proposée.

Mots clés : Localisation de défaut, lignes de transport d'énergie électrique combinées, transformation modale.

Tables des Matières

Liste des Figures…… IV
Liste des Tableaux…….…… VIII
Liste des Abréviations……..... IX
Introduction Générale…….....….. 1

Chapitre I : Généralités Sur les Réseaux Electriques

I.1.INTRODUCTION : 3
I.2. STRUCTURE DES RESEAUX ELECTRIQUES..... 3
I.2.1. Réseaux de transport et d'interconnexion : 3
I.2.2. Réseaux de répartition : 4
I.2.3. Réseaux de distribution : 4
I.2.3.1. Réseaux de distribution à moyenne tension : 4
I.2.3.2. Réseaux de distribution à basse tension : 5
I.2.4. Nouveau Domaines de Tension :..... 6
I.3. CONSTITUTTION DU RESEAU DE TRANSPORT DE L'ENERGIE ELECTRIQUE:..... 6
I.3.1. Les Lignes aérienes: 6
I.3.2. les cables électrique souterraines:..... 7
I.3.2.1. Câbles HT souterrains : 7
I.4. LES DEFAUTS DANS LES RESEAUX : 10
I.4.1. Les différents types de défaut dans les réseaux électriques :..... 10
I.4.1.1. Les courts-circuits :..... 10
I.4.1.1.1. Types de court-circuit :..... 11
I.4.1.1.2. Caractéristiques des défauts monophasés :..... 11
I.4.1.1.3. Les effets des défauts :..... 12
I.4.1.1.3.1. Le bon fonctionnement des réseaux : 12
I.4.1.1.3.2.La tenue diélectrique des matériels : 12
I.4.1.1.3.3.La qualité de fourniture d'énergie : 13
I.4.1.1.3.4. Les circuits de télécommunication : 13
I.3.1.1.3.5. La sécurité des personnes : 13
I.4.1.1.4. Détection et élimination des défauts:..... 13
I.4.1.2. Les Surtension : 14
I.4.1.3. Les surcharges : 14

I.4.1.4. Les oscillations : 15
I.4.1.5. Les déséquilibres : 15
I.5. PROTECTION DES RESEAUX ELECTRIQUES : 15
I.5.1. Système de Protection : 16
I.5.1.1. Définition : 16
I.5.1.2. Système de Protection : 16
I.5.1.3. Contraintes supplémentaires pour la Protection : 16
I.5.2. Qualité principale d'un Système de Protection : 16
I.5.2.1. Rapidité : 16
I.5.2.2. Sélectivité : 17
I.5.2.2.1. Sélectivité ampèremétrique : 17
I.5.2.2.2. Sélectivité chronométrique : 18
I.5.2.2.3.Sélectivité logique : 19
I.5.2.3. Sensibilité : 20
I.5.2.4. Fiabilité ……20
I.6. Conclusion……..22

Chapitre II : Techniques d'Analyse des Défauts Electriques

II.1. INTRODUCTION : 23
II.2.TECHNIQUES UTILISEES DANS L'ANALYSE DES DEFAUTS : 23
II.2.2. Echantillonnage : 25
II.2.3. Méthodes utilisées dans la détection : 25
II.2.4. Classification des défauts : 25
II.2.4.1. Composantes symétriques : 26
II.2.4.2.Transformation des composantes symétriques (TCS) : 26
1- DEFAUT MONOPHASE : 28
2- DEFAUT BIPHASE SANS TERRE : 28
3- DEFAUT BIPHASE AVEC TERRE : 28
4- DEFAUT TRIPHASE : 29
II.2.5. Localisation de défaut : 29
II.2.5.1. Description des algorithmes de localisation : 29
II.2.5.1.1. Les algorithmes basés sur la fréquence fondamentale : 29

II.2.5.1.1.1. Localisation de défaut en utilisant une seule mesure par la méthode de « Takagi » : 31
II.2.5.1.1.2. Algorithmes de localisation basés sur les données des deux extrémités : 33
II.2.5.1.2)- Les algorithmes basés sur les équations différentielles : 35
II.2.5.1.3. Les algorithmes basés sur la méthode des ondes mobiles : 35
II.2.6. PROTECTION : 37
II.2.6.1. Protection différentielle : 37
II.2.6.1.1. Protection différentielle longitudinale : 37
II.2.6.1.2. Protection différentielle transversale équilibrée : 38
II.2.6.2. Protection de distance : 40
II.2.6.2.1. Principe de base : 40
II.2.6.2.2. Diagramme d'impédance : 40
II.2.6.2.3. Caractéristiques des relais de distance : 41
II.2.6.2.4. L'application de la zone de protection dans les relais de distance : 42
II.2.6.2.4.1. Zone 1 : 42
II.2.6.2.4.2. Zone 2 : 43
II.2.6.2.4.3. Zone 3 : 43
II.3. CONCLUSION 44

Chapitre III : Les Relais Numériques

III.1. INTRODUCTION : 46
III.2. TYPES DES RELAIS : 46
III.2.1. Relais électromécaniques : 46
III.2.2. Relais statiques : 48
III.2.3. Relais numériques : 49
III.3. SCHEMA BLOC D'UN RELAIS NUMERIQUE : 50
III.3.1. Modules de mesure analogique : 51
III.3.1.1. Module d'entré des Transformateurs de Tension : 52
III.3.1.2)-Module d'entré des Transformateurs de Courant : 52
III.3.2. FILTRE ANTI-REPLIEMENT : 53
III.3.2.1. Filtre de type Butterworth : 54
III.3.2.2. Filtre de type Tchebychev : 54
III.3.2.3. Filtre de type Bessel : 54

III.3.3. MULTIPLEXAGE : 55
III.3.4. CONVERSION ANALOGIQUE-NUMERIQUE : 55
III.3.4.1. L'échantillonnage : 56
III.3.4.2. Principe de l'échantillonneur bloqueur (E/B) 57
III.3.5. ALGORITHMES D'EVALUATION DES QUANTITES DES PHASES : 58
III.3.6. MICROPROCESSEUR : 58
III.3.7. COMMANDE DES ORGANES DE COUPURE : 59
III.4. CONCLUSION : 59

Chapitre IV: Localisation des Défauts dans les Réseaux HT Mixtes (Aérien et Souterrain)

IV.1. INTRODUCTION 60
IV.2. ALGORITHME DE LOCALISATION DE DEFAUT PROPOSE 61
IV.2.1. Principe 61
IV.2.2. Méthodologie de la localisation de défauts pour une ligne unifilaire 62
V.2.3. Décomposition modale 64
IV.2.4. Méthodologie de la localisation de défauts pour une ligne combinée : 65
IV.2.4.1. Sous-programmes SP_A 65
V.2.4.2. Sous-programme SP_B 68
IV.2.4.3. Sélection de la bonne solution 70
IV.2.4.4. Choix de mode approprié selon le type de défaut 70
IV.3. SIMULATION 71
IV.3.1. Réseau d'étude 71
IV.3.2. Logiciel utilisé 72
IV.4. EVALUATION DES PERFORMANCES DE L'ALGORITHME 73
IV.4.1)- Calcul de la distance de défaut 78
IV.4.1.1. Défauts monophasés 85
IV.4.1.2. Défauts biphasés sans terre : 86
IV.4.1.3. Défauts biphasés avec terre : 88
IV.4.1.4. Défauts triphasés : 90
IV.5. Interprétation des Résultats : 92
IV.6. Conclusion : 93
Conclusion Générale : 94
Bibliographie 94

Liste des figures

Figure (I.1) : Architecture générale d'un réseau d'énergies électrique…… 4

Figure (I.2) : Les lignes de transport ……... 6

Figure (I.3) : Constitution d'un câble souterrain isolé au polyéthylène réticule…… 7

Figure (I.4) : câbles à conducteur compacts et segmentaires…… 7

Figure (I.5): différents formes des Courts-circuits…… 10

Figure (I.6) : Fonctionnement d'une sélectivité ampèremétrique…….. 17

Figure (I.7) : Principe de la sélectivité chronométrique…… 18

Figure (I.8) : Principe de la sélectivité logique…… 19

Figure(I.9) : Fiabilité d'une protection……..… 20

Figure (I.10) : Association de protection……..…… 21

Figure (II.1) : Schéma des techniques utilisées dans l'analyse des défauts…… 26

Figure (II.2) : Ligne en défaut à une distance m de la source S…… 34

Figure (II.3): Schéma équivalent d'une ligne avec un défaut triphasé…… 34

Figure (II.4): Schéma équivalent d'une ligne triphasée en défaut…… 37

Figure (II.6) : Protections différentielles longitudinale d'une ligne à 2 extrémités…... 41

Figure (II.7) : Protections différentielles transversale de 2 lignes en parallèle……. 42

Figure (II.8) : Principe de base du fonctionnement…….. 43

Figure (II.9) : Impédance de court-circuit et de charge (transit)…… 44

Figure (II.10) : Protection de Distance…….. 45

Figure (II.11) : Caractéristique des la Zone 1 Mho……...…... 46

Figure (II.12) : Caractéristique des trois Zones Mho…… 47

Figure (III.1) : Relais électromagnétique à induction par disque simple…….. 49

Figure (III.2) : Relais électromagnétique à induction par disque cylindrique……... 49

Figure (III.3) : Relais statique (Protection LZ96 – ABB)…… 50

Figure (III.4): Relais numérique (Architecture de la Protection de Distance **7SA612 SIEMENS**)…….. 52

Figure (III.5): Elément de base d'un relais numérique …… 53

Figure (III.6) : Module d'entée et d'isolement de signal de Tension…… 54

Liste de figure

Figure (III.7) : Module de sortie et d'isolement de signal de Tension…….. 54
Figure (III.8) : Filtre anti-repliement analogique…….. 55
Figure (III.9) : Propriétés de différentes synthèses de filtre…… 56
Figure (III.10) : Classification morphologique des signaux…….…. 58
Figure (III.11) : Circuit d'Echantillonnage-Bloqueur simple…… 59
Figure(III.12) : Le fonctionnement du circuit échantillonneur-bloqueur…….. 60
Figure (IV.1) : Schéma représentatif du principe de l'algorithme de la localisation de défaut dans la ligne électrique de transmission combinée……... 63
Figure (IV.2) : Ligne monophasée en défaut……. 65
Figure (IV.3) La transformation modale…… 66
Figure (IV.4) : Circuits équivalents des composantes symétriques de la ligne de transmission combinée en défaut dans la ligne aérienne (dans la section A)…… 67
Figure (IV.5) : Circuits équivalents des composantes symétriques de la ligne de transmission combinée en défaut dans le câble souterrain (dans la section B)…… 70
Figure (IV.6): Réseau considéré pour l'étude…… 73
Figure(IV.7) : Réseau simulé sur Simulink-Matlab…… 75
Figure (IV.8a): Tensions des trois phases de la ligne en défaut au jeu de barres A… 76
Figure (IV.8b): Courants des trois phases de la ligne en défaut au jeu de barres A… 76
Figure (IV.9a): La tension de la phase « a » filtrée…….. 77
Figure (IV.9b): Le courant de la phase « a » filtré…… 77
Figure (IV.10a): Une période de la tension de la phase « a » échantillonné……. 78
Figure (IV.10b): Une période du courant de la phase « a » échantillonné…… 78
Figure (IV.11a): La DFT d'une période de la tension de la phase « a »…… 79
Figure (IV.11b): La DFT d'une période du courant de la phase « a »……... 79
Figure (IV.12a) : Tensions des trois phases de la ligne de transmission combinée en défaut au jeu de barres A……. 81
Figure (IV.12b) : Courants des trois phases de la ligne de transmission combinée en défaut au jeu de barres A……. 81
Figure (IV.12c) : Tensions des trois phases de la ligne de transmission combinée en défaut au jeu de barres B……. 82
Figure (IV.12d) : Courants des trois phases de la ligne de transmission combinée en défaut au jeu de barres B…… 82

Figure (IV.12e) : la distance de défaut calculé par les deux sous-programmes (SP_A,SP_B)…….. 83
Figure (IV.12f) : la résistance de défaut calculé par les deux sous-programmes (SP_A,SP_B)……. 83
Figure (IV.12) : l'exemple 1 : défaut monophasé **a-T** dans la section A (défaut dans la ligne aérienne, d_{FA}= 80 km, R_{FA}= 10 Ω)…….…… 83
Figure (IV.13a) : Tensions des trois phases de la ligne de transmission combinée en défaut au jeu de barres A…… 84
Figure (IV.13b) : Courants des trois phases de la ligne de transmission combinée en défaut au jeu de barres A…… 85
Figure (IV.13c) : Tensions des trois phases de la ligne de transmission combinée en défaut au jeu de barres B…… 85
Figure (IV.13d) : Courants des trois phases de la ligne de transmission combinée en défaut au jeu de barres B…… 86
Figure (IV.13e) : la distance de défaut calculé par les deux sous-programmes (SP_A,SP_B) ……. 86
Figure (IV.13f) : la résistance de défaut calculé par les deux sous-programmes (SP_A,SP_B)…… 87
Figure (IV.13) : l'exemple 2 : défaut monophasé **a-T** dans la section B (défaut dans le câble souterrain, d_{FB}= 108 km, R_{FA}= 10 Ω)…… 87
Figure (IV.14): Les erreurs de localisation E (%), en fonction des endroits réels des défauts monophasés d (km) pour différents valeurs des résistances des défauts R_f…… 89
Figure (IV.15): Les erreurs de localisation E (%), en fonction des endroits réels des défauts biphasés sans terre d (km) pour différents valeurs des résistances des défauts R_f……. 90
Figure (IV.16): Les erreurs de localisation E (%), en fonction des endroits réels des défauts biphasés avec terre d (km) pour différents valeurs des résistances des défauts R_f…….. 91
Figure (IV.17): Les erreurs de localisation E (%), en fonction des endroits réels des défauts triphasé d (km) pour différents valeurs des résistances des défauts R_f……. 92

Liste des tableaux

Tableau (I.1) : Tableau des domaines de tension…….. 5

Tableau (I.2) : Les niveaux essentiels de tension en Algérie (SONELGAZ)…… 5

Tableau (II.1) : Equation de calcul de la distance du défaut…… 32

Tableau (IV.1) : Paramètres du réseau……..... 74

Tableau(IV.2) : Valeurs des distances des défauts monophasés calculées d (km) et les erreurs E(%) en fonction des distances des défauts réelles d_R ……..…… 88

Tableau(IV.3): Valeurs des distances des défauts biphasés sans terre calculées d (km) et les erreurs E(%) en fonction des distances des défauts réelles d_R …… 89

Tableau (IV.4) Valeurs des distances des défauts biphasés avec terre calculées d (km) et les erreurs E(%) en fonction des distances des défauts réelles d_R …… 91

Tableau (IV.5) Valeurs des distances des défauts triphasés calculées d (km) et les erreurs E(%) en fonction des distances des défauts réelles d_R …… 92

Liste des Abréviations

HT, THT, HTA ou HTB : Haute Tension.

MT : Moyenne Tension.

BT, BTA ou BTB : Basse Tension.

TBT : Très Basse Tension.

$\mathbf{I_N}$: Courant Nominal.

$\mathbf{U_N}$ **:** Tension Composée Nominale.

kV : Kilo Volt.

TC : Transformateur de Courant.

TT : Transformateur de Tension.

JB : Jeu de barre.

C.I.E : La Commission Internationale d'Electrotechnique.

$\mathbf{I_A}$: Courant de Phase A.

$\mathbf{I_B}$: Courant de Phase B.

$\mathbf{I_C}$: Courant de Phase C.

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

$\mathbf{I_{CC_min}}$ **:** Courant de Court Circuit Minimum.

$\mathbf{I_{CC_max}}$ **:** Courant de Court Circuit Maximum.

$\mathbf{I_S}$ **:** Seuil de Fonctionnement.

T : Retard de Fonctionnement (Temporisation).

I_{Diff} **:** Courant différentiel.

Liste des abréviations

V_A : Tension Simple Phase A.

V_B : Tension Simple Phase B.

V_C : Tension Simple Phase C.

V_{AB} : Tension Simple Phase AB.

V_{BC} : Tension Simple Phase BC.

V_{CA} : Tension Simple Phase CA.

U_{CC} : Tension de Court Circuit.

Z_{Source} : Impédance de la Source.

Z_{Ligne} : Impédance de la ligne.

Zc : Impédance caractéristique

Z_{CC} : Impédance de Court Circuit.

$R_{Défaut}$: Résistance de Défaut.

P : Puissance Active.

Q : Puissance Réactive.

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

F.F.T : La transformation de Fourier.

D.F.T : La transformation discrète de Fourier.

d : directe.

i : inverse.

o : homopolaire.

TCS : Transformation des composantes symétriques.

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

Liste des abréviations

***d* :** distance de défaut calculée.

d_R : distance du défaut réel.

R : Résistance.

L : Inductance.

C : Capacité.

X : Réactance.

Y : Admittance.

G : Conductance.

GPS: Global Positioning System.

CAN: Convertisseur Analogique Numérique.

RAM: Read Access Memory.

ROM: Read Only Memory.

EPROM: Electrical Erasable Programmable Read Only.

Z_m : Impédance mutuelle.

***f* :** La fréquence.

E : erreur

Introduction Générale

L'une des tendances du système électrique européen est l'expansion du réseau transport pour faire face à la croissance de la demande, l'augmentation des échanges transfrontaliers, le renforcement du réseau européen et le soutien d'un grand marché électrique ouvert. Généralement, les lignes de transmission peuvent être classées en deux catégories : les lignes aériennes et les câbles souterrains. Comme le coût des lignes aériennes est beaucoup moins élevé qu'un câble souterrain et sons facile à entretenir, les lignes aériennes sont largement utilisées dans la plupart des systèmes de transmission.

Avec les progrès de la technologie de fabrication, des dimensions de câble plus petites et un poids de câble moindre, les coûts d'installation des câbles sont réduits. Le développement des techniques de pose permet d'économiser plus de 10 à 15 % sur le coût d'installation. De plus, l'inquiétude du public concernant l'impact des lignes aériennes sur l'environnement s'est accrue. Étant donné qu'une ligne aérienne a un impact visuel sur le paysage, son utilisation peut être restreinte dans des zones d'importance visuelle ou d'une nature exceptionnelle. Par conséquent, une section de câble souterrain peut traverser un paysage protégé, traverser des rivières et opérer généralement dans des zones urbaines. Il présente également des avantages 'immunité contre le vent ou dommages causés par la foudre et beaucoup moins d'interruptions dues à un défaut de court-circuit.

Il ne fait aucun doute que l'utilisation des câbles souterrains profite à l'environnement, mais l'investissement coûteux limite leur utilisation dans le remplacement complet des lignes aériennes. Cependant, une ligne de transport combinée principalement aérienne mais contenant des sections souterraines constitue une solution acceptable sur le plan environnemental et financière.

Bien que le mélange des sections aériennes et souterraines aide à éviter les restrictions de planification et empêche l'intrusion visuelle, cela diminue la fiabilité du réseau. Selon les sondages, 90 % des défauts sur les lignes aériennes sont transitoires, donc une fois que la protection a déclenché les disjoncteurs aux extrémités de la ligne aérienne, le défaut transitoire est dégagé et les disjoncteurs peuvent être refermés avec succès. Le ré-enclenchement qui permet de restaurer le flux de puissance améliore la fiabilité du réseau de transport. Cependant, les défauts sur le câble souterrain sont toujours permanents et le ré-enclenchement du

disjoncteur sur un défaut permanent peut produire une valeur élevée de courant qui provoque de graves dommages à l'isolation du câble souterrain et augmente les risques pour la santé et la sécurité du grand public. Pour ces raisons, il est important de déterminer où le défaut est situé sur une ligne de transport combinée, et s'assurer que le ré-enclenchement n'est activé que si le défaut se trouve dans la ligne aérienne.

Nous intéressons dans notre travail à localiser les défauts dans les lignes de transport d'énergie électrique de combinée (aériennes-souterrains) en utilisant les données de deux extrémités, pour cela, ce travail est structuré en quatre chapitres.

Dans le premier chapitre, nous commençons par des généralités sur les défauts dans les réseaux électriques ainsi leurs systèmes de protection, le deuxième chapitre traite les techniques d'analyse des défauts électriques et les différentes méthodes de localiser les défauts, le troisième chapitre sera consacré à la présentation de la technologie et la conception des relais numériques,

Dans le dernier chapitre, nous présentons une description détaillée de la méthode de localisation de de défaut proposé, puis nous terminant ce chapitre par une série de test en utilisant logiciel MATLAB pour confirmé l'efficacité de notre méthode.

Enfin, on termine par une conclusion générale pour donner le point général sur ce travail.

Chapitre I : Généralités Sur les Réseaux Electriques

I.1.Introduction :

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

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

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

On distingue trois types de réseaux électriques:

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

I.2. Structure des Réseaux Electriques

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

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

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

I.2.2. Réseaux de répartition [3] [5] [6]:

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

Ces réseaux sont, en grande part, constitués des 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**.**

Souvent dans les zones urbaines, ces réseaux sont souterrains sur des longueurs de quelques kilomètres.

Ces réseaux alimentent les réseaux de distribution à travers des postes de transformation HT/MT, les consommateurs industriels (supérieure à 60 MVA) ont besoin d'un raccordement à cette tension,

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

I.2.3. Réseaux de distribution :

Les réseaux de distribution commencent à partir des tensions inférieures à 63 kV et des postes de transformation HTB/HTA avec l'aide des lignes ou des câbles moyenne tension jusqu'aux postes de répartition HTA/HTA. Le poste de transformation HTA/BTA constitue le dernier maillon de la chaîne de distribution et concerne tous les usages du courant électrique **[7] [8].**

I.2.3.1. Réseaux de distribution à moyenne tension [6]:

- ☐ HTA (30 et 10 kV le plus répandu),
- ☐ Neutre à la terre par une résistance,
- ☐ Une limitation de courant à 300 A pour les réseaux aériens,
- ☐ Une limitation de courant à 1000 A pour les réseaux souterrains,
- ☐ Les réseaux souterrains en boucle ouverte.

I.2.3.2. Réseaux de distribution à basse tension [6]:

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

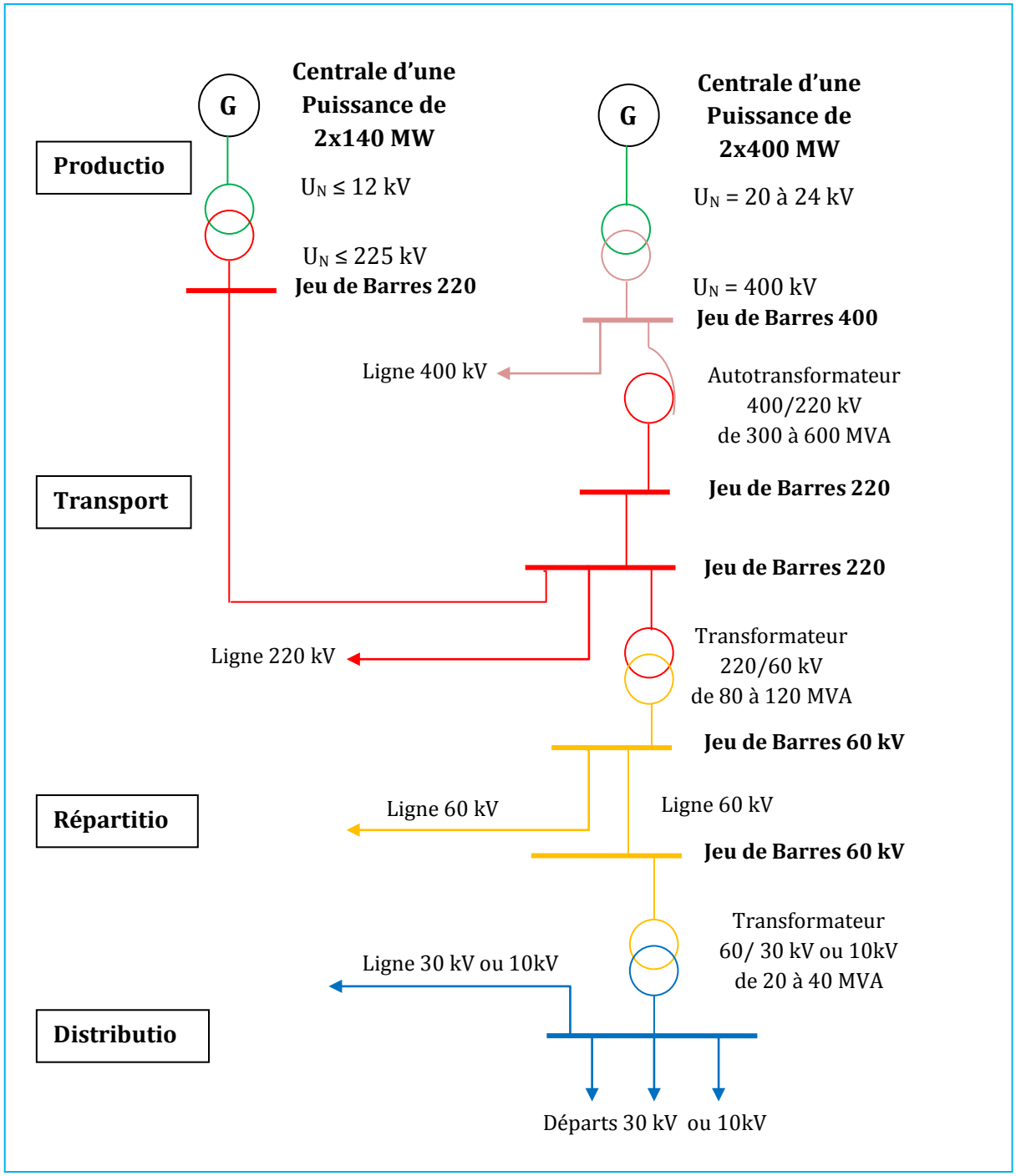


Figure (I.1) : Architecture générale d'un réseau d'énergies électrique.

I.2.4. Nouveau Domaines de Tension :

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

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

Tableau (I.1) : Tableau des domaines de tension [9].

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 essentiels de tension en Algérie (SONELGAZ). **[6]**

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.3. Constituttion du réseau de transport de l'énergie électrique:

Le transport de l'énergie électrique est actuellement assuré par :

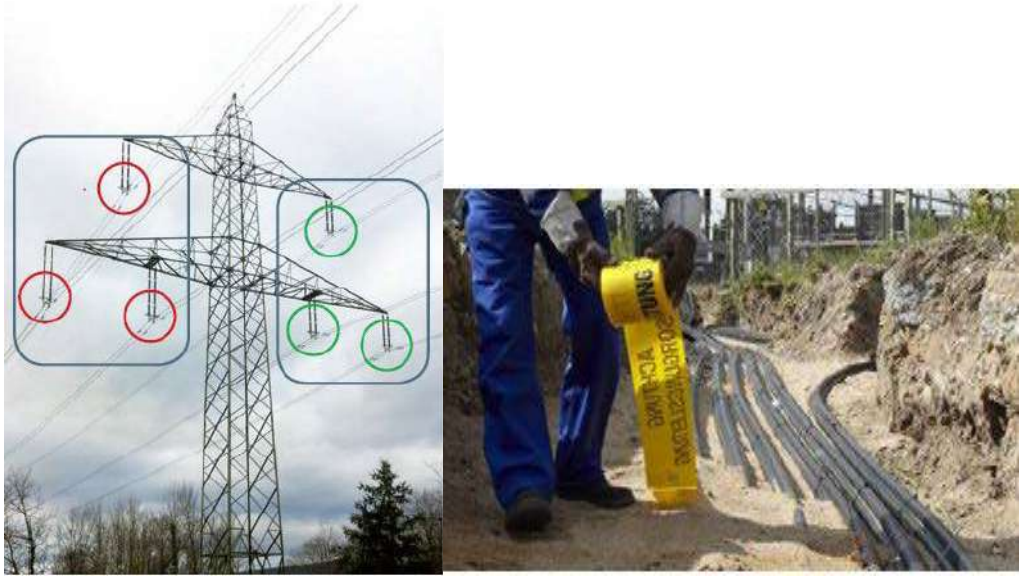
- Ligne aérienne.
- câble électrique souterraines.

I.3.1. Les Lignes aérienes:

Elle est composée de conducteur nus, généralement en alliage d'aluminium, d'isolateurs, de pylônes et d'un câble de garde pour les lignes de haute tension. Son rôle principale est de

transporter l'énergie électriques de la source de production jusqu'à la zone de consommation (figure I.1.). Elle possède les caractéristiques suivantes :

- La tension reste constante sur toute la longueur de la ligne et pour toutes les charges.
- Un bon rendement.
- Les pertes joules ne doivent pas surchauffer les conducteurs [3].



a-Pylône silhouette Danube à deux systèmes b- câbles souterrains

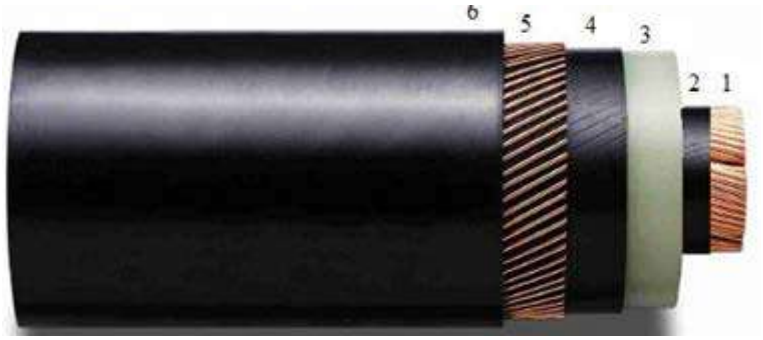
Figure (I.2) : Les lignes de transport [3]

I.3.2. les cables électrique souterraines:

Certes, les investissements liés à l'installation de nouveaux câbles sont parfois prohibitifs. Mais en contrepartie, leur impact environnemental et esthétique est bien moindre que celui des lignes aériennes. Dans cette optique, les câbles souterrains ont pris et prendront encore une ampleur certaine.

I.3.2.1. Câbles HT souterrains :

Les câbles souterrains de haute tension HT sont principalement employés pour le transport et la distribution de l'énergie électrique dans les zones fortement urbanisées (grandes villes (figure I.3), parfois pour résoudre des problèmes locaux particuliers, techniques ou d'environnement, pour lesquels la mise en œuvre de lignes aériennes est difficile ou impossible



(1) âme conductrice, (2) couche semi-conductrice interne, (3) isolant au polyéthylène réticule, (4) couche semi-conductrice externe, (5) écran conducteur, (6) protection au PVC [3].

Figure (I.3): Constitution d'un câble souterrain isolé au polyéthylène réticule.

La structure du câble haute tension en polyéthylène synthétique réticulé implique toujours les termes suivants:

A- Conducteur rond compact composé de plusieurs couches de fils concentriques enroulés en spirale. Dans les conducteurs compacts à conducteurs ronds, en raison de la faible résistance des contacts électriques entre les fils, les effets de peau et de proximité sont pratiquement identiques à ceux d'un conducteur plein (figure I.4).

B- Les conducteurs segmentaires : également appelés conducteurs "Milliken"(figure I.4), sont composés de plusieurs conducteurs en forme de segment assemblés pour former un noyau cylindrique :

- le conducteur de grande section est divisé en plusieurs conducteurs en forme de segment. Il y a de 4 à 7 de ces conducteurs, appelés segments ou secteurs. Ils sont isolés les uns des autres au moyen de rubans semi-conducteurs ou isolants. La structure de type Milliken réduit les effets extrêmement défavorables de la peau et de proximité [5].





Les conducteurs segmentaires Conducteurs ronds compacts

Figure (I.4): câbles à conducteur compacts et segmentaires [5]

- **Écran semi-conducteur sur le conducteur :**

Pour éviter la concentration de champ électrique, il existe une interface en XLPE ultra lisse entre le conducteur et l'isolant

- **Isolation XLPE :**

Comme son nom l'indique, l'isolation isole le conducteur lorsqu'il travaille à haut tension de l'écran travaillant au potentiel de mise à la terre. L'isolation doit pouvoir résister au champ électrique dans des conditions de fonctionnement nominales et transitoires.

- **Écran semi-conducteur sur isolation :**

Cette couche a la même fonction que l'écran conducteur: Passage progressif d'un milieu isolant, où le champ électrique est non nul, à un milieu conducteur, ici l'écran du câble métallique dans lequel le champ électrique est nul.

- **Écran métallique :**

Lorsque la tension atteint des dizaines voire des centaines de kV, un écran métallique est nécessaire. Sa fonction principale est d'annuler le champ électrique en dehors du câble. Il agit comme la deuxième électrode du condensateur formé par le câble. [5]

- **La gaine de protection anticorrosion :**

La veste a une double fonction:

• Il isole l'écran métallique depuis la terre (en particulier pour les lignes avec des connexions d'écran spéciales)

• Il protège les composants métalliques de l'écran contre l'humidité et la corrosion.

- **Mise à la terre des écrans métalliques :**

Lorsqu'un courant alternatif traverse le conducteur d'un câble, une tension proportionnelle au courant d'induction, à la distance entre les phases et à la longueur de la ligne est générée sur l'écran métallique.

L'extrémité non mise à la terre est soumise à une tension induite qui doit être contrôlée.

Dans des conditions de fonctionnement normales, cette tension peut atteindre plusieurs dizaines de volts. Certaines méthodes simples permettent d'éviter les risques d'électrocution. Dans le cas d'un courant de court-circuit de plusieurs kA, la tension d'induction proportionnelle au courant peut atteindre plusieurs kv. En pratique cependant, cette valeur reste inférieure à la tension nécessaire pour perforer l'enveloppe de protection extérieure du câble.

Il est donc nécessaire de limiter l'augmentation de potentiel de l'écran en utilisant un limiteur de tension à gaine (ISVL) entre l'écran métallique et la terre. Ces limiteurs de tension de gaine fonctionnent essentiellement comme des résistances électriques non linéaires

I.4. Les défauts dans les réseaux :

Y'a toujours un risque d'apparition d'un incident sur le réseau car il est lié à des paramètres aléatoires. Il s'agit du court-circuit et plusieurs défauts tels que, la surcharge, la surtension, la chute de tension, les déséquilibres et les coupures des phases ...etc.

Les défauts peuvent se produire entre conducteurs et la terre, entre conducteurs, à cause de la dégradation d'isolant, qu'ils soient abimés par des contraintes exagérée ou des actions physiques ou qu'ils soient traversés accidentellement par des métaux ou conducteurs, les défauts se produit dans des points bien déterminés du réseau donc on peut les éliminés par la réaction des matériels de protection (disjoncteurs, fusibles …), la perte d'énergie étant localisée, il peut en résulter des dommages importants à l'emplacement du défaut. Ces deux actions sont directement liées à l'amplitude du courant de défauts et à sa durée [10].

I.4.1. Les différents types de défaut dans les réseaux électriques [6]:

I.4.1.1. Les courts-circuits [5] [6] [11]:

Le risque d'apparition d'un incident (court-circuit) sur le réseau n'est pas nul, parce qu'il est lié à de nombreux paramètres aléatoires. Ainsi, les courts-circuits peuvent avoir diverses origines :

- *Electriques* : C'est l'altération des isolants des matériels de réseau, par exemple. En effet, les matériels électriques que l'on trouve sur le réseau ou dans les postes comportent des isolants (solides, liquides ou gazeux) constitués d'assemblages plus ou moins complexes placés entre les parties sous tension et la masse. Ces isolants subissent des dégradations au cours du temps qui conduisent à des défauts d'isolement et donc des courts-circuits.
- *Atmosphériques* : Les lignes aériennes sont soumises aux perturbations extérieures telles que la foudre, les tempêtes ou le givre, conduisant aux défauts électriques.
- *Mécaniques* : C'est la chute d'un corps sur un conducteur ou la dégradation mécanique de conducteurs consécutive à des agressions extérieures par des engins de terrassement par exemple.
- *Humaines* : Ce sont les fausses manœuvres telles l'ouverture d'un sectionneur en charge par exemple.

Ils sont principalement caractérisés par:

- *Leurs durées* : auto-extincteur, fugitif, semi-permanent ou permanent.
- *Leurs origines*: mécaniques (rupture de conducteurs, liaison électrique accidentelle entre deux conducteurs par un corps étranger conducteur tel que outils ou animaux), surtensions électriques d'origine interne ou atmosphérique, ou à la suite d'une dégradation de l'isolement, consécutive à la chaleur, l'humidité ou une ambiance corrosive.
- *Leurs localisations* : interne ou externe à une machine ou à un tableau électrique. **[12]**

I.4.1.1.1. Types de court-circuit [6] :

Un court-circuit dans les réseaux électriques peut être :

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

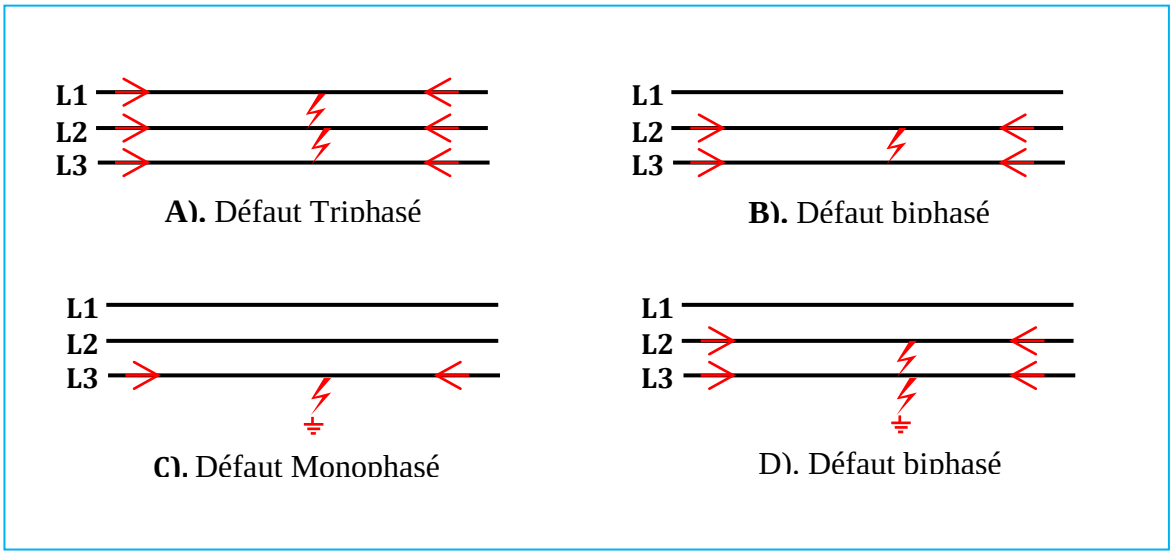


Figure (I.5): différents formes des Courts-circuits.

I.4.1.1.2. Caractéristiques des défauts monophasés [13]:

• Défaut auto-extincteur : Un défaut auto-extincteur monophasé est un défaut qui s'élimine seul, sans coupure de l'alimentation ou fermeture du disjoncteur shunt .Ces défauts existent sur les réseaux à neutre impudent (environ 10% des défauts). Mais ils existent surtout sur les réseaux à neutre compensé dans des proportions importantes (jusqu'à 80%).

• Défaut réamorçant : Un défaut réamorçant est un défaut monophasé auto-extincteur, qui réapparaît périodiquement (dans environ 90% de cas, le défaut monophasé auto-extincteur est constitué d'un seul amorçage). Le temps entre deux réamorçages peut varier de quelques millisecondes à quelques centaines de millisecondes. Si le temps entre deux réamorçages successifs est inférieur à 200 ms, on considère cette succession de défauts comme le même défaut**.**

I.4.1.1.3. Les effets des défauts. [14] :

Les défauts influencent notamment sur les réseaux à haute et très haute tension (HT, THT). Les défauts ont des effets sur :

La qualité d'énergie.

Le bon fonctionnement des réseaux.

La tenue diélectrique des matériels.

Les circuits de télécommunication.

La sécurité des personnes.

I.4.1.1.3.1. Le bon fonctionnement des réseaux :

Lorsque les défauts soient polyphasés et proches des centrales de production électrique, ils influencent par une chute de la valeur du couple résistant des machines donc un déséquilibre entre celui-ci et le couple moteur. Si les défauts ne sont pas éliminés rapidement, on va arriver à la perte de la stabilité du système, l'instabilité des alternateurs et à des endommagements du matériel dans le réseau.

I.4.1.1.3.2.La tenue diélectrique des matériels :

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

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

I.4.1.1.3.3.La qualité de fourniture d'énergie :

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

I.4.1.1.3.4. Les circuits de télécommunication :

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

I.3.1.1.3.5. La sécurité des personnes :

La mise sous tension des masses accidentellement entraîne l'augmentation de la tension des masses, cette augmentation est liée au flux des courants de défauts à la terre. Les conducteurs tombés sur le sol présentent des risques pour les personnes, donc la protection des personnes contre les chocs électriques est basée sur le mode de mise à la terre des points neutre.

I.4.1.1.4. Détection et élimination des défauts [14]:

Les protections contrôlent en permanence l'état électrique du réseau en surveillant un certain nombre de grandeurs électriques caractéristiques (courant, tension, fréquence) ou des combinaisons de ces grandeurs (puissance, impédance, etc.) ; elles peuvent également surveiller la pression d'un fluide ou une température. Les grandeurs électriques sont fluctuantes du fait notamment des variations de charge ou de la topologie des réseaux, néanmoins elles évoluent dans un domaine normalement fixé par les règles générales d'exploitation des réseaux. Par exemple les tensions peuvent varier dans un domaine exceptionnel (0,9 à 1,1 Un) et les courants ne dépassent jamais 1,1 à 1,3In selon les installations**.** Le fait que les grandeurs sortent brusquement de ces domaines est caractéristique de la présence d'une anomalie et utilisé comme critère de détection. On retiendra ici qu'en régime de fonctionnement normal les réseaux triphasés sont sensiblement

équilibrés, les courants et les tensions ne comportent que des composantes directes. L'apparition de composantes inverses est caractéristique d'un fonctionnement déséquilibré dû soit à un court-circuit dissymétrique, soit au raccordement d'une charge déséquilibrée. De plus l'apparition de composantes homopolaires est caractéristique de la présence d'un déséquilibre avec écoulement de courant à la terre via les points neutres du réseau.

Les courts-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 des performances prioritaires. On note que le temps d'élimination des défauts comprend deux composantes principales :

- Le temps de fonctionnement des protections (quelques dizaines de millisecondes).
- Le temps d'ouverture des disjoncteurs ; avec les disjoncteurs modernes ce dernier est compris entre 1 et 3 périodes.

Pour remplir leur rôle, les protections doivent :

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

I.4.1.2. Les Surtension :

Augmentations de la tension due par exemple à un coup de foudre, à un contact entre HTA et BTA.

Conséquences : Claquage des isolants avec pour conséquence des court- circuits éventuels et Vieillissement de l'isolation.

Moyens de protection: limiteur de surtension, relais de surtension, parafoudre.

On distingue différents types de surtension telle que :

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

I.4.1.3. Les surcharges :

Elévation de l'intensité de 1 à 10 In d'un circuit due par exemple à une surabondance des récepteurs.

*Conséquences***:** Echauffement lent et progressif des parties actives, des masses métalliques, des isolants.

Moyens de protection: Relais thermique, fusible, déclencheur thermique du disjoncteur.

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.4.1.4. Les oscillations :

Les oscillations du courant et de la tension sont dues aux variations rapides plus ou moins de la charge qui agit directement sur la fréquence (vitesse de rotation) des alternateurs de production électrique. On les appelle phénomènes transitoires électromécaniques car elles sont liées directement à la mécanique des machines électriques.

I.4.1.5. Les déséquilibres **:**

Les déséquilibres sont souvent dus à une mal répartition des charges sur les trois phases. Pour cela on fait la transposition des phases lorsqu'on est proche du milieu urbain car ils apparaissent notamment dans les réseaux de distribution, ils créent la composante inverse du courant, cette dernière provoque :

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

I.5. Protection des Réseaux Electriques :

C'est l'ensemble des matériels destinées à la détection des défauts et provoquent la mise hors service par l'ouverture des appareils de coupure (disjoncteurs), lorsqu' il y a une perturbation indésirable: court-circuit, surtension, défaut d'isolement…etc. Donc pour la conception d'un réseau électrique il faut passer d'abord par le choix d'un dispositif de protection.

I.5.1. Système de Protection :

I.5.1.1. Définition :

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

I.5.1.2. Système de Protection :

Les fonctions de protection sont réalisées par des relais ou des appareils multifonctions. A l'origine, les relais de protection étaient de type analogique et effectuaient généralement une seule fonction. Actuellement, la technologie numérique est la plus employée. Elle permet de concevoir des fonctions de plus en plus évoluées et un même appareil réalise généralement plusieurs fonctions. C'est pourquoi, on parle plutôt d'appareils multifonctions **[11]**.

I.5.1.3. Contraintes supplémentaires pour la Protection [6]:

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 courts-circuits :

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

I.5.2. Qualité principale d'un Système de Protection [11] [15] [16] [17] :

I.5.2.1. Rapidité :

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

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

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

I.5.2.2. Sélectivité :

La sélectivité est une capacité d'un ensemble de protections à faire la distinction entre les conditions pour lesquelles une protection doit fonctionner 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 logique par échange d'informations.

I.5.2.2.1. Sélectivité ampèremétrique :

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

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

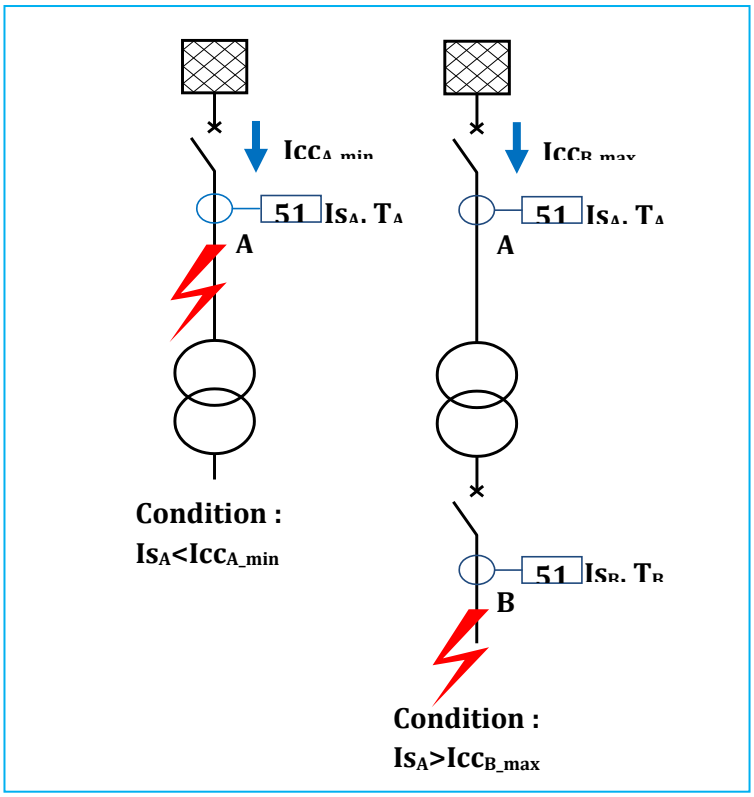


Figure (I.6) : Fonctionnement d'une sélectivité ampèremétrique.

I.5.2.2.2. Sélectivité chronométrique :

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

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

Après l'ouverture du disjoncteur D et la disparition du courant de court-circuit, les protections A, B, C qui ne sont plus sollicitées, revient à leur position de veille.

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

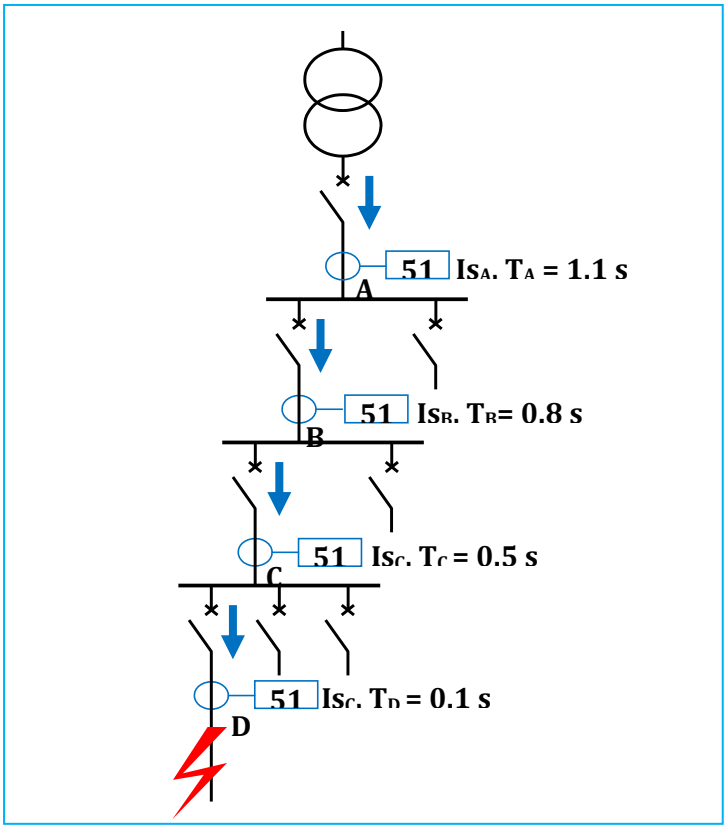


Figure (I.7) : Principe de la sélectivité chronométrique.

I.5.2.2.3) – Sélectivité logique :

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

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

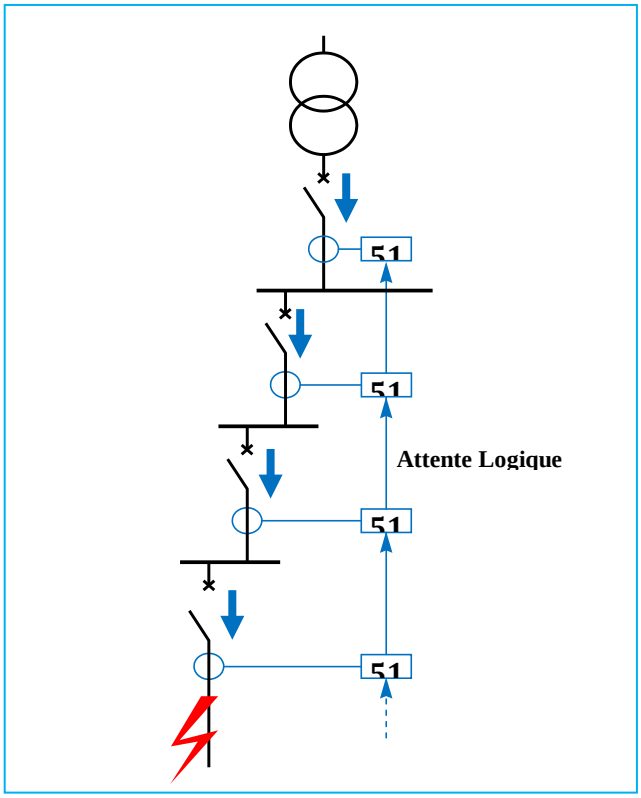


Figure (I.8) : Principe de la sélectivité logique.

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

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

Chaque relais sollicité par un défaut envoie :

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

I.5.2.3. Sensibilité :

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

- Le courant maximal qui est fixé par le dimensionnement des installations est donc parfaitement connu,

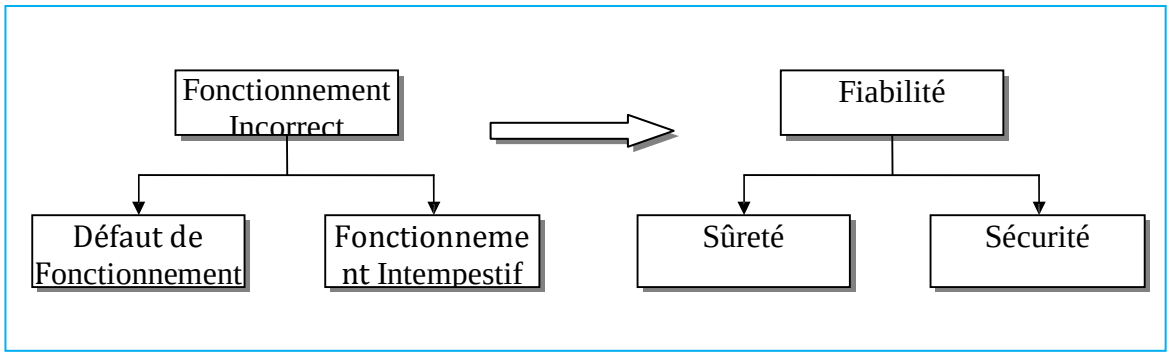
- Un courant minimal dont la valeur est très difficile à apprécier et qui correspond à un court-circuit se produisant dans des conditions souvent exceptionnelles.

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

I.5.2.4. Fiabilité :

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

- Une protection a un fonctionnement correct lorsqu'elle émet une réponse à un court-circuit sur le réseau en tout point conforme à ce qui est attendu.
- A l'inverse, pour un fonctionnement incorrect, elle comporte deux aspects :
  - Le défaut de fonctionnement ou non-fonctionnement lorsqu'une protection, qui aurait 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 du fonctionner.
- La fiabilité d'une protection, qui est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement incorrect (éviter les déclenchements intempestifs), c'est la combinaison de :
  - *La sûreté* **:** qui est la probabilité de ne pas avoir de défaut de fonctionnement.
  - *La sécurité* **:** qui est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement intempestif.



Figure(I.9) : Fiabilité d'une protection.

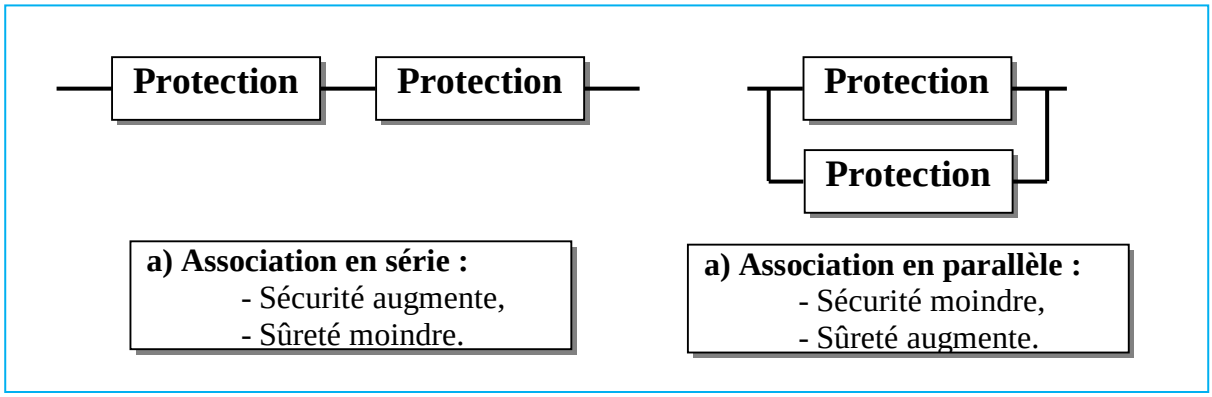


Figure (I.10) : Association de protection.

I.6. Conclusion :

On a entamé dans ce chapitre une description des différentes topologies des réseaux électriques, aussi l'influence des défauts et des perturbations tels que les surcharges, les surtensions les déséquilibres et notamment les courts circuits et on a terminé par les qualités d'un système de protection.

Chapitre II : Techniques d'Analyse des Défauts Electriques

II.1. Introduction [18] :

Le système d'énergie électrique est composé de moyens de production tels que les centrales électriques. L'énergie est acheminée aux abonnés à travers les réseaux de transports et de distributions. Les réseaux électriques représentent des investissements considérables consentis par les compagnies d'électricité pour alimenter leurs clients aux meilleures conditions de coût et de qualité de service. Pour cela, le réseau électrique doit répondre à trois exigences essentielles : stabilité, économie et surtout la continuité du service.

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

II.2.Techniques utilisées dans l'analyse des défauts [19] :

Les méthodes d'analyse des défauts sont généralement déductive qui peut être utilisée exclusivement comme une analyse qualitative ou, si on le souhaite, étendue à une analyse quantitative. L'analyse des défauts nécessite une étude détaillée des sous-systèmes pour déterminer le type de défaut, les causes et les effets qui en résultent pour le sous-système et son fonctionnement.

L'analyse des défauts qui apparaissent dans les lignes de transport d'énergie électrique comporte des étapes essentielles représentées par **la Figure (II.1).**

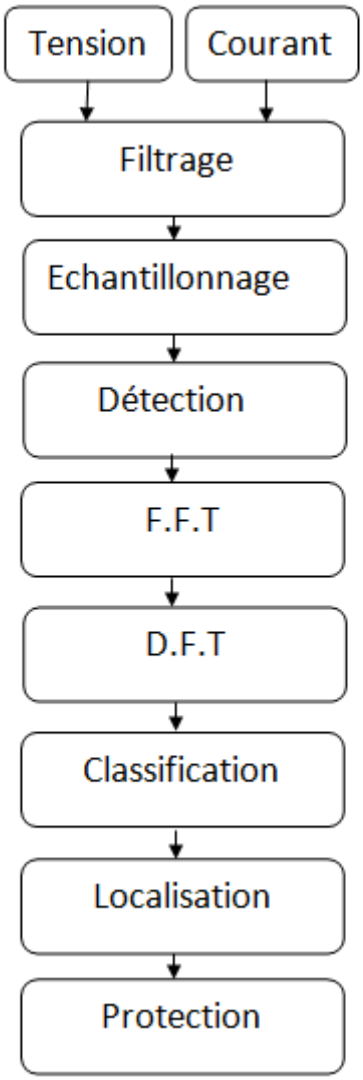


Figure (II.1) : Schéma des techniques utilisées dans l'analyse des défauts.

II.2.1.Filtrage :

Un filtre numérique est un élément qui effectue un filtrage à l'aide d'une succession d'opérations mathématiques sur un signal discret .On s'intéressera tout particulièrement au filtrage numérique, qui sera réalisé par un microcontrôleur (en utilisant des logicielles).

On choisira une technique de filtrage numérique élémentaire, qui consiste à répéter n fois la mesure, et d'en calculer la moyenne arithmétique (ce sera le travail du microcontrôleur, à partir des résultats du convertisseur analogique - numérique). Cela revient à déterminer la composante continue du signal, le filtre numérique est donc du type passe-bas.

II.2.2. Echantillonnage :

Le signal physique complet n'est pas étudié en pratique. En fait, seule la représentation numérique du signal est utilisée pour réaliser les calculs voulus. La numérisation du signal est une transformation discrète du signal physique considéré comme continu dans le sens mathématique du terme.

II.2.3. Méthodes utilisées dans la détection :

Parmi les méthodes proposées dans la littérature et utilisées dans la détection des défauts, nous citerons les méthodes suivantes :

Méthode 1 **:** La méthode basée sur la comparaison entre la valeur de l'échantillon du signal courant au temps t et celui au temps t+T (T : période 20 ms). Lorsque la différence entre eux atteint un seuil prédéterminé, on conclut directement qu'il y a un défaut sur la phase.

Méthode 2 **:** La méthode basée sur la comparaison entre deux échantillons successifs d'un même signal (courant ou tension). Lorsque la différence entre eux atteint un seuil prédéterminé, on conclut directement qu'il y a un défaut sur la phase qui correspond au signal traité.

*Méthode 3***:** la méthode est basée sur l'impédance du système à une seule extrémité et du système à deux extrémités. Cette méthode est basée sur le calcul de l'impédance sur ses composants fondamentaux créés par les défauts.

Méthode 4 **:** la méthode d'approches des transformations d'ondelettes.

II.2.4. Classification des défauts :

La classification des défauts dans les lignes de transport est une tâche très importante pour déterminer là où les phases en défaut et par suite déterminer l'endroit du défaut afin de réparer le plus rapidement possible ces défaut et rendre le service d'alimentation aux clients. De nombreuses méthodes de classification sont développées jusqu'à présent, ceux qui sont basées sur le calcul des impédances, dépendent de l'impédance directe, inverse et homopolaire. Et d'autres méthodes basées sur l'utilisation de la composante fondamentale des signaux des tensions et des courants.

Parmi ces méthodes on propose deux méthodes de classification :

- 1ére méthode basée sur l'utilisation des composantes symétriques.
- 2éme méthode basée sur l'utilisation des mesures de la composante fondamentale des signaux des courants avant et pendant le défaut.

II.2.4.1. Composantes symétriques :

Dans les conditions de fonctionnement déséquilibré, l'approche pratique la plus utilisée est celle basée sur l'utilisation de la transformation des composantes symétriques.

Celle-ci transforme les variables du système de phase (a,b,c) vers un système formé des composantes symétriques dénommées direct (positif), inverse (négatif) et homopolaire (zéro). Ces composantes sont notées respectivement par l'indice (d, i, o).

Les réseaux ainsi formés, sont indépendants et ils sont connectés qu'aux points de défauts, (pour le cas d'un défaut non symétrique) .

Il n'y a aucune puissance résultante de la combinaison des tensions directes avec les courants inverses et homopolaires, et par suite la puissance produite par la machine et la puissance synchronisant entre chaque paire de machine synchrone du réseau sont de type direct.

En conséquence le réseau direct est d'un intérêt primordial dans l'étude de la stabilité, alors que les autres réseaux (inverse et homopolaire) ont peu d'influence.

II.2.4.2.Transformation des composantes symétriques (TCS) :

Le principal intérêt des composantes symétriques résulte de ce qu'elles permettent de représenter un réseau déséquilibré par trois systèmes équilibrés:

1- Système direct (positif) **:** Il comporte trois phases égales en module et décalées entre elles de 120°, et possède la même séquence de phase que celui du système réel équilibré.

2- Système inverse (négatif) **:** Il comporte trois phases égales en module et décalées entre elles de 120°, la séquence de phase que possède ce système est inverse par rapport au système réel équilibré.

3- Système homopolaire (zéro) **:** Ce système comporte trois phases géométriquement parallèles, égales en module.

On définit par I_a, I_b et I_c les courants des phases du système déséquilibré, la détermination de ces courants est donnée par la résolution du système d'équation suivant :

$$\begin{cases} I_a = I_a^o + I_a^d + I_a^i \\ I_b = I_b^o + I_b^d + I_b^i \\ I_c = I_c^o + I_c^d + I_c^i \end{cases} \quad \text{(II.1)}$$

On définit l'opérateur a par :

$$a = 1\angle 120° = -0.5 + j0.866 \quad \text{(II.2)}$$

$$a^2 = 1\angle 240° = -0.5 - j0.866 \quad \text{(II.3)}$$

$$a^3 = 1\angle 360° = 1 + j0 \quad \text{(II.4)}$$

Il est clair que :

$$a + a^2 + a^3 = 0. \quad \text{(II.5)}$$

Soit:

$$I_a^d = I_a^d\angle 0° = I_a^d \quad \text{(II.6)}$$

$$I_b^d = I_a^d\angle 240° = a^2 I_a^d \quad \text{(II.7)}$$

$$I_c^d = I_a^d\angle 120° = a I_a^d \quad \text{(II.8)}$$

Et :

$$I_a^i = I_a^i\angle 0° = I_a^i \quad \text{(II.9)}$$

$$I_b^i = I_a^i\angle 120° = a I_a^i \quad \text{(II.10)}$$

$$I_c^i = I_a^i\angle 240° = a^2 I_a^i \quad \text{(II.11)}$$

Soit en écriture matricielle :

$$\begin{pmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_a^o \\ I_a^d \\ I_a^i \end{pmatrix} \quad \text{(II.12)}$$

Ou : $$I^{abc} = \mathcal{A} I_a^{odi} \quad \text{(II.13)}$$

$$\mathcal{A} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{pmatrix} \quad \text{(II.14)}$$

$\mathcal{A}$: Représente le passage entre les variables de phases I^{abc} et les variables symétriques I^{012}.

Le passage entre les variables symétriques et les variables de phases est tel que :

$$I_{\alpha}^{odi} = \mathcal{A}^{-1} I^{abc} \qquad \text{(II.15)}$$

Avec :

$$\mathcal{A}^{-1} = \frac{1}{3}\begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{pmatrix} \qquad \text{(II.16)}$$

Soit : $$\mathcal{A}^{-1} = \frac{1}{3}\mathcal{A}^{*} \qquad \text{(II.17)}$$

1- Défaut monophasé :

Pour les défauts monophasés on a :

1- Le courant homopolaire Io sera différent de zéro.

2- $\alpha = arg\left(\frac{I_d}{I_o}\right), \beta = arg\left(\frac{I_i}{I_o}\right)$ et pour chaque cas il faut :

-Défauts a-t : **α=0°** **et** **β = 0°.**

-Défauts b-t : **α=120°** **et** **β = 240°.**

-Défauts c-t : **α=240°** **et** **β =120°.**

2- Défaut biphasé sans terre :

Pour ce type de défaut on a :

1- Le courant homopolaire Io sera nul.

2- $\gamma = arg\left(\frac{I_d}{I_i}\right)$ et pour chaque cas il faut:

- Défauts a-b : $\gamma = -60°$.

- Défauts a-c : $\gamma = 60°$.

- Défauts b-c : $\gamma = 180°$.

3- Défaut biphasé avec terre :

Pour ce type de défaut on a :

1- Le courant homopolaire **Io** sera différent de zéro.

2- Pour chaque type de défauts a son critère de classification :

- Défaut a-b-t : $\lambda = arg\left(\frac{I_d - aI_o}{I_i - a^2 I_o}\right) = -60°$.

- Défaut b-c-t : $\delta = arg\left(\frac{I_d - a^2 I_o}{I_i - aI_o}\right) = 180°$.

- Défaut a-c-t : $\mu = arg\left(\frac{I_d - a^2 I_o}{I_i - aI_o}\right) = 60°$.

4- Défaut triphasé :

Pour ce type de défaut les courants homopolaire I_o et l'inverse I_i doivent être nuls.

II.2.5. Localisation de défaut :

La première utilisation d'un microprocesseur dans la protection électrique (utilisation des relais numériques) était en 1969 par G.D. Rockefeller. A nos jours, plusieurs algorithmes proposés dans ce nouveau domaine servent à localiser les défauts apparents dans les réseaux électriques.

Les méthodes de localisation de défaut dans la littérature peuvent être classifiées en trois catégories principales:

- Les algorithmes basés sur la fréquence fondamentale.
- Les algorithmes basés sur les équations différentielles.
- Les algorithmes basés sur la méthode des ondes mobiles.

II.2.5.1. Description des algorithmes de localisation :

II.2.5.1.1. Les algorithmes basés sur la fréquence fondamentale :

Les algorithmes basés sur la fréquence fondamentale sont également connus en tant que des méthodes basées sur l'impédance apparente. Elles sont les méthodes les plus communes employées dans des systèmes de protection. L'idée principale de ces méthodes est de calculer l'impédance apparente en examinant une seule extrémité de la ligne.

Ces méthodes peuvent être développées en utilisant les données extraites d'une seule ou des deux extrémités de la ligne. L'avantage des techniques de localisation de défauts qui utilisent les données des deux extrémités de la ligne est de pouvoir détecter et localiser les défauts à la terre sans connaître l'impédance homopolaire de la ligne de transport.

La localisation précise du défaut en utilisant les techniques de l'impédance apparente exige d'abord la bonne extraction des quantités des signaux des phases par filtrage (amplitudes, déphasage, …). Ce procédé de filtrage garantit que les coupures n'affectent pas la mesure des signaux des phases.

Le procédé est généralement comme suit :

- Les tensions et les courants des phases sont mesurés.
- Les composants fondamentaux sont extraits.
- Détermination de type de défaut.
- L'application de l'algorithme de l'impédance apparente.

Si on assume que la résistance de défaut est négligeable, les équations présentées dans le **Tableau (II.1)** peuvent être employées pour calculer la distance du défaut :

Tableau (II.1) : Equation de calcul de la distance du défaut.

Type de défaut	L'impédance directe de défaut ($d \bullet Z_1$)
A-terre	$V_a / (I_a + k \bullet 3 \bullet I_0)$
A-B / A-B-terre	V_{ab}/I_{ab}
A-B-C	V_{ab}/I_{ab}, V_{bc}/I_{bc} ou V_{ac}/I_{ac}

Où : I_0 : courant homopolaire de la ligne.

$k = (Z_0 - Z_1)/(3 \bullet Z_1)$

Z_1: l'impédance directe de la ligne.

Z_0: l'impédance homopolaire de la ligne.

d : distance du défaut.

Ces formules simples ont été développées dans la littérature prenant en considération jusqu'ici la résistance du défaut, rapportant des techniques plus complexes et plus précises de localisation de défaut.

La méthode la plus connue pour la localisation du défaut résistant est la méthode de la réactance apparente (simple réactance). Cette méthode fonctionne raisonnablement bien pour des systèmes homogènes quand le défaut n'implique pas des valeurs significatives de la résistance du défaut et du courant de la charge. De grandes erreurs sont présentées à l'évaluation de la distance du défaut à cause du courant qui vient de l'autre extrémité de la ligne et l'impédance de la charge et de la source.

Takagi et autres ont reconnu la nécessité d'améliorer la méthode de réactance en présentant une nouvelle méthode à une seul extrémité qui calcule la réactance d'une ligne en défaut et fournit une certaine correction aux erreurs provoquées par des divers facteurs, tels

que la charge et la résistance de défaut. Identifié les limitations des méthodes de la réactance et de Takagi, et a présenté l'algorithme modifié de Takagi. Cette nouvelle méthode améliore la performance de l'algorithme de Takagi quand certaines données du système sont disponibles.

D'autres différentes méthodologies utilisant les données des phases des deux extrémités à la fréquence fondamentale. Ces méthodes ont une ou plusieurs limitations, telles que la synchronisation des données, la connaissance de la charge de pré-défaut.

Le besoin d'exécuter des itérations et la communication d'un grand nombre de données entre les extrémités. En outre, un certain nombre des méthodes ne s'appliquent pas aux lignes aériennes avec couplage mutuel.

II.2.5.1.1.1. Localisation de défaut en utilisant une seule mesure par la méthode de « Takagi » : [20]

Cette méthode a été discutée dans la littérature par divers chercheurs, notamment par Takagi qui emploie le courant de superposition ΔI_S.

La **Figure (II.2)** montre une ligne de transport alimenté par deux sources S et R avec un défaut à une distance « m » (en % de la ligne) de la source S.

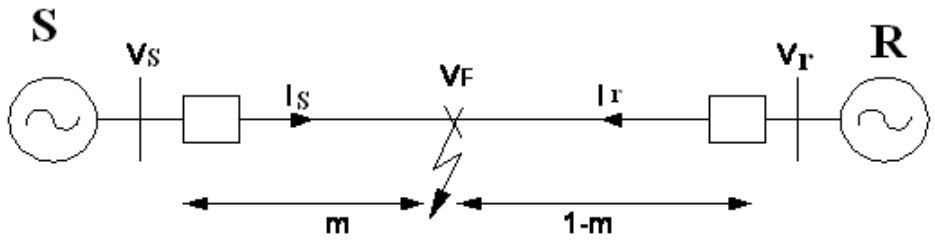


Figure (II.2) : Ligne en défaut à une distance m de la source S.

Le schéma équivalent de la **Figure (II.2)** pour un défaut triphasé est représenté sur la **Figure (II.3).**

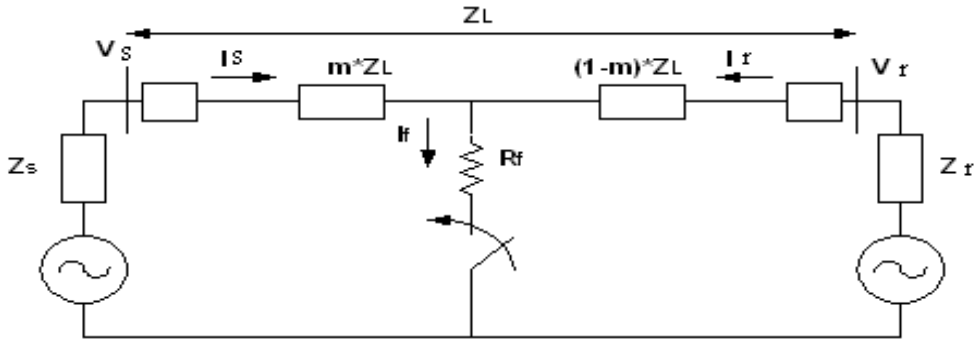


Figure (II.3): Schéma équivalent d'une ligne avec un défaut triphasé.

Avec :

R_f: la résistance de défaut.

V_S : la tension à l'entrée de la ligne.

I_S : le courant à l'entrée de la ligne.

V_r : la tension à la sortie de la ligne.

I_r : le courant à la sortie de la ligne.

I_f : le courant du défaut.

Z_L : l'impédance totale de la ligne entre S et R.

m : distance du défaut.

Zs et **Zr** : impédances respective des sources S et R.

De la **Figure (II.3)** on peut écrire l'équation suivante :

$$VS = m.ZL.IS + Rf.If \qquad (II.20)$$

La valeur de l'impédance ZF_S mesurée à partir de S (impédance de la boucle en défaut vue de S) peut être déterminée en divisant par le courant mesuré I_S.

$$ZF_S = V_S / I_S = m.Z_L + R_f.(I_f / I_S) \qquad (II.21)$$

Posons :

$$\Delta IS = IS - IL \qquad (II.22)$$

Où :

I_S : le courant à la source S après le défaut.

I_L : le courant à la source S avant le défaut.

L'équation (II.24) peut s'écrire :

$$V_S = m.Z_{1L}.I_S + R_f.\frac{\Delta I_S}{d_s} \qquad (II.23)$$

En multipliant les deux cotés de l'équation (II.23 par le conjugué complexe ΔI_S^*, et en employant seulement le partie imaginaire on obtient :

$$\mathrm{Im}(V_S.\Delta I_S^*) = m.\mathrm{Im}(Z_{1L}.I_S.\Delta I_S^*) + R_f.\mathrm{Im}(\frac{1}{d_s}) \qquad (II.24)$$

Si le système est homogène, l'angle du facteur courant de distribution est presque nul ($\mathrm{Im}(1/d_s)=0$), la distance au défaut est :

$$m = \frac{\mathrm{Im}(V_S . \Delta I_S^*)}{\mathrm{Im}(Z_L . I_S . \Delta I_S^*)} \quad \text{(II.25)}$$

• ***Pour un défaut monophasé à la terre*** (phase « a ») le calcul sera comme suit :

$$IS = ISa + k0.IR \quad \text{(II.26)}$$

Où:

$$I_R = 3.I_0 = I_a + I_b + I_c \quad \text{(II.27)}$$

$$k_0 = \frac{Z_{0L} - Z_{1L}}{Z_{1L}} \quad \text{(II.28)}$$

$$m = \frac{\mathrm{Im}(V_S . \Delta I_S^*)}{\mathrm{Im}(Z_{1L} . I_S . \Delta I_S^*)} \quad \text{(II.29)}$$

• ***Pour un défaut biphasé*****:**

$$m = \frac{\mathrm{Im}(V_{Sab} . \Delta I_S^*)}{\mathrm{Im}(Z_{1L} . I_{Sab} . \Delta I_S^*)} \quad \text{(II.30)}$$

• ***Pour un défaut triphasé*****:**

$$m = \frac{\mathrm{Im}(V_{Sabc} . \Delta I_S^*)}{\mathrm{Im}(Z_{1L} . I_{Sabc} . \Delta I_S^*)} \quad \text{(II.31)}$$

II.2.5.1.1.2. Algorithmes de localisation basés sur les données des deux extrémités :

Ces algorithmes peuvent être classés en deux catégories :

Algorithmes basés sur les données non synchronisées issues de deux extrémités de la ligne.

Algorithmes basés sur les données synchronisées issues de deux extrémités de la ligne. Nous supposons que la ligne en défaut a le même schéma équivalent de la figure II.3 précédente. Dans la première catégorie, la tension de défaut a deux valeurs : VF et V'F qui ont la même amplitude avec un déphasage δ tel que :

$$VF = V'F\, e^{j\delta} \quad \text{(II.32)}$$

Plusieurs algorithmes sont proposés, parmi lesquels nous citons :

L'algorithme présenté dans la référence [21] utilisant les données non synchronisées des deux extrémités de la ligne et leur schéma équivalent inverse. L'application de la loi de Kirchhoff sur les tensions inverses permet de calculer la valeur de *x*.

L'algorithme présenté dans la référence [4] utilise aussi les données non synchronisées des deux extrémités de la ligne. La valeur de x est donnée par la relation suivante:

$$x = \frac{\mathrm{Re}(V_S)\sin\delta + \mathrm{Im}(V_S)\cos\delta - \mathrm{Im}(V_R) + C_4}{C_1\sin\delta + C_2\cos\delta + C_4} \qquad \text{(II.33)}$$

Les valeurs des coefficients C_1 , C_2 et C_4 sont données dans la référence [4].

Pour la deuxième catégorie, plusieurs algorithmes proposés sont basés sur l'utilisation des échantillons synchronisés par 'GPS' (Global Positionning system of Satellite), et sur les paramètres distribués de la ligne où est négligé l'effet de la capacité shunt et de la conductance. La ligne est considérée homogène pour simplifier le modèle utilisé.

Soit le schéma suivant qui représente un défaut sur une ligne triphasée :

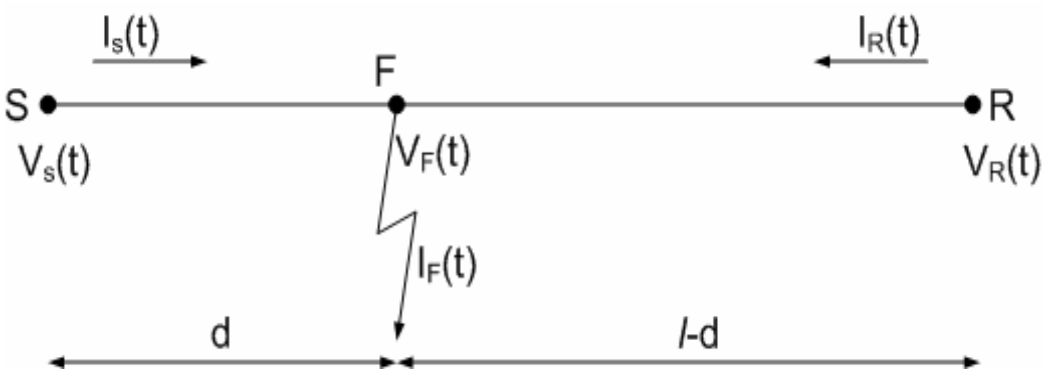


Figure (II.4) : Schéma équivalent d'une ligne triphasée en défaut.

L'algorithme le plus important est :

L'étude présentée dans la référence [33] basée sur la méthode des moindres carrés nous donne l'expression suivante permettant d'estimer la distance *x* :

$$x = -(A^T A)^{-1} (A^T B) \qquad \text{(II.34)}$$

Tels que : *A* et *B* sont des matrices des tensions et courants définis dans la référence [33].
L'exposant *T* dénote la matrice transposée.

II.2.5.1.2)- Les algorithmes basés sur les équations différentielles :

L'avantage principal des méthodes de localisation de défaut utilisant les équations différentielles est qu'elles n'ont pas besoin d'estimer les tensions et les courants des phases. L'idée fondamentale est de résoudre les équations différentielles la ligne de transport et d'estimer par conséquent l'impédance de défaut. Une fois que l'impédance de défaut est calculée, la distance de défaut est facilement déterminée. Elles sont classifiées selon le modèle de la ligne : ligne courte, ou ligne longue.

Pour le modèle de la ligne courte l'équation différentielle de la ligne est donnée comme :

$$v_{x1}(t) - v_{x2}(t) = (x_2 - x_1)\left[ri(t) + \frac{Ldi(t)}{d(t)} \right] \quad \text{(II.35)}$$

Où : x1 et x2 sont deux endroits différents de la ligne.

Pour le modèle de la ligne longue (modèle en π) on utilise les équations de Télégraphiste :

$$\frac{dv}{dx} + L\frac{di}{dt} = -Ri \quad \text{(II.36)}$$

$$C\frac{dv}{dt} + L\frac{di}{dx} = 0 \quad \text{(II.37)}$$

Où : v est la tension de phase, i est le courant de phase, R est la résistance série de la ligne, L est l'inductance série de la ligne et C'est la capacité de la ligne.

Le modèle de la ligne courte est simple mais c'est utile que pour des lignes très courtes. La négligence de la capacité de la ligne cause des erreurs dans le calcul de la distance du défaut. Par conséquence, les méthodes de localisations de défaut utilisant le modèle de ligne en π sont plus précises, cependant, ils sont sensibles à la transposition, l'accouplement mutuel de la ligne, l'angle de défaut, des changements de paramètre dans les différentes gammes de fréquence et dans certains cas à la compensation de la ligne.

II.2.5.1.3. Les algorithmes basés sur la méthode des ondes mobiles :

La localisation de défauts pour les lignes de transport aérienne et les câbles souterrains utilisant la méthode des ondes mobile s'a été annoncée depuis 1931 La

renaissance de cette méthode est partiellement due à la demande récente du marché des localisateurs de défauts rapide et précis et la disponibilité de nouvelle technologie dans l'acquisition des données à grande vitesse, la synchronisation de temps utilisant le GPS et l'avancement dans les systèmes de télécommande et de communication. Deux méthodes proposées pour localiser les défauts dans les lignes de transport utilisation la méthode des ondes mobiles :

1. Les algorithmes qui utilisent les données extraites des deux extrémités de la ligne : dans cet arrangement, le temps relatif d'arrivée de l'onde mobile produit par le défaut est mesuré aux deux extrémités de la ligne en défaut. Un canal de communication à grande vitesse doit être disponible pour la mesure précise du temps de propagation de l'onde.

2. Les algorithmes qui utilisent les données extraites d'une seule extrémité : cet arrangement est utilisé pour les lignes hautes tension en courant continu (HVDC). Pour utiliser cette technique pour les lignes de transport en courant alternatif, plus de recherche est nécessaire.

Les algorithmes de localisation de défaut utilisant la méthode des ondes mobiles sont basés sur la mesure de l'énergie reçue et reflétée d'une seule ou des deux extrémités de la ligne ou du lieu de défaut en défaut utilisant des temps synchronisés. Quand un défaut se produit, le changement de tension au point de défaut produit une impulsion électromagnétique à haute fréquence. Cette impulsion produite s'appelle une « onde mobile ». La distance de défaut est déterminée par la différence du temps entre l'onde incidente venant de défaut et l'onde correspondante reflétée au défaut.

En 1951, Lewis a classifié les méthodes des ondes mobiles en quatre types A, B, C et D selon leur mode de fonctionnement.

***Type A* :** cette catégorie utilise une seule extrémité de la ligne et calcule la distance de défaut en basant sur le temps entre la première détection de défaut et les détections des réflexions produites par le défaut.

***Type B* :** est une méthode qui utilise deux extrémités dans laquelle le localisateur de défaut détecte le défaut à une extrémité et envoie un signal à l'autre extrémité de la ligne de transport. La période de l'arrivée du signal est employée par synchronisation pour déterminer l'endroit de défaut. La méthode de transmission du signal et la possibilité d'un retard entre la détection de défaut et la génération du signal peuvent varier selon le type de catégorie choisi.

***Type C* :** ressemble beaucoup au type A, sauf qu'il emploie une impulsion produite et ses réflexions pour localiser le défaut plutôt qu'à utiliser le défaut et ses réflexions.

***Type D* :** est une méthode à deux extrémités qui emploie les périodes de détection des coupures à l'extrémité inverse de la ligne de transport pour déterminer l'endroit de défaut ; les localisateurs de défaut aux deux extrémités de la ligne de transport doivent être synchronisés pour que ce type travaille correctement. Une nouvelle méthode qui utilise une seule extrémité (le type E) a été proposée en 1993 à la différence des types précédents, elle utilise les coupures produites quand la ligne est réenclenchée par le disjoncteur. Ses rapports d'essai sur le terrain dans diverses conditions montrent une exécution prometteuse, dans laquelle l'erreur maximum d'évaluation ne dépasse pas 2.7 %.

La méthode des ondes mobiles peut fournir des résultats très précis quand elle fonctionne correctement. Cependant, des différents facteurs peuvent affecter leurs exécutions remarquablement.

La propagation peut être affectée par les paramètres du système et la configuration du réseau menant à une atténuation forte des ondes. Une autre difficulté surgit pour les défauts proches au jeu de barres. De plus, les ondes reflétées peuvent être sérieusement affectées par la discontinuité de la ligne telle que les branches de dérivation, des charges et la section du câble.

La complexité de leur simulation, particulièrement si en considère la dépendance des paramètres de la ligne en fonction de la fréquence est également une autre.

En outre, le facteur économique est un inconvénient essentiel en raison du matériel supplémentaire exigé pour ces arrangements aussi bien que les outils de communication et de synchronisation.

II.2.6. Protection :

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.

II.2.6.1. Protection différentielle [21]:

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

II.2.6.1.1. Protection différentielle longitudinale :

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

Pour effectuer cette protection, on installe des deux côtés de la ligne des transformateurs de courant (TC) dont on fait la connexion de leurs enroulements de tel sorte que les courant secondaires I_A et I_B soient égaux et coïncident en phase **Figure (II.6**).

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

$$I_{dés} = I_A - I_B = I_{Relais} \quad \text{(II.38)}$$

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

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

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

$$I_{Relais} = I_A + I_B > I_F \quad \text{(II.39)}$$

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

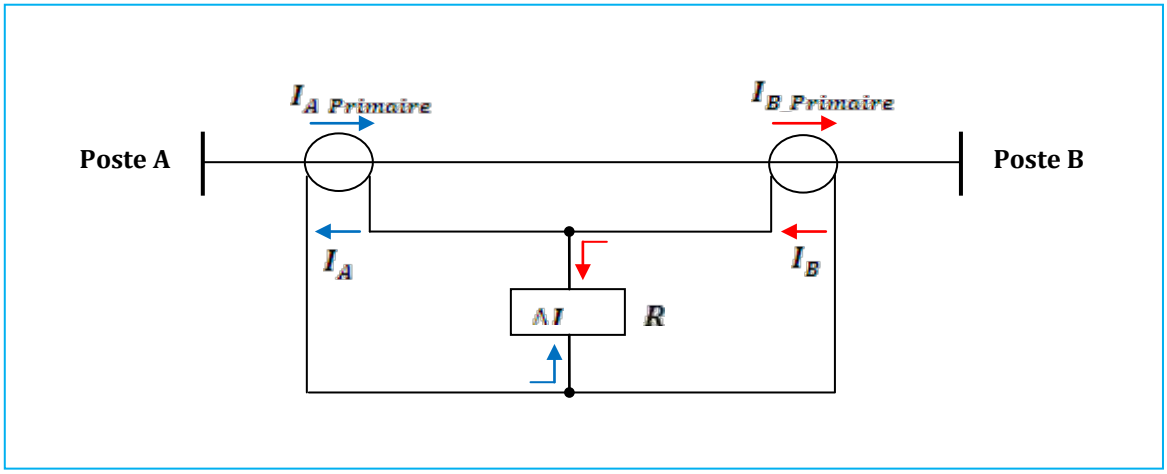


Figure (II.6) : Protections différentielles longitudinale d'une ligne à 2 extrémités.

II.2.6.1.2. 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.7**) est bien traversé par la différence géométrique $I_1 - I_2$ des courant des lignes 1 et 2.

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

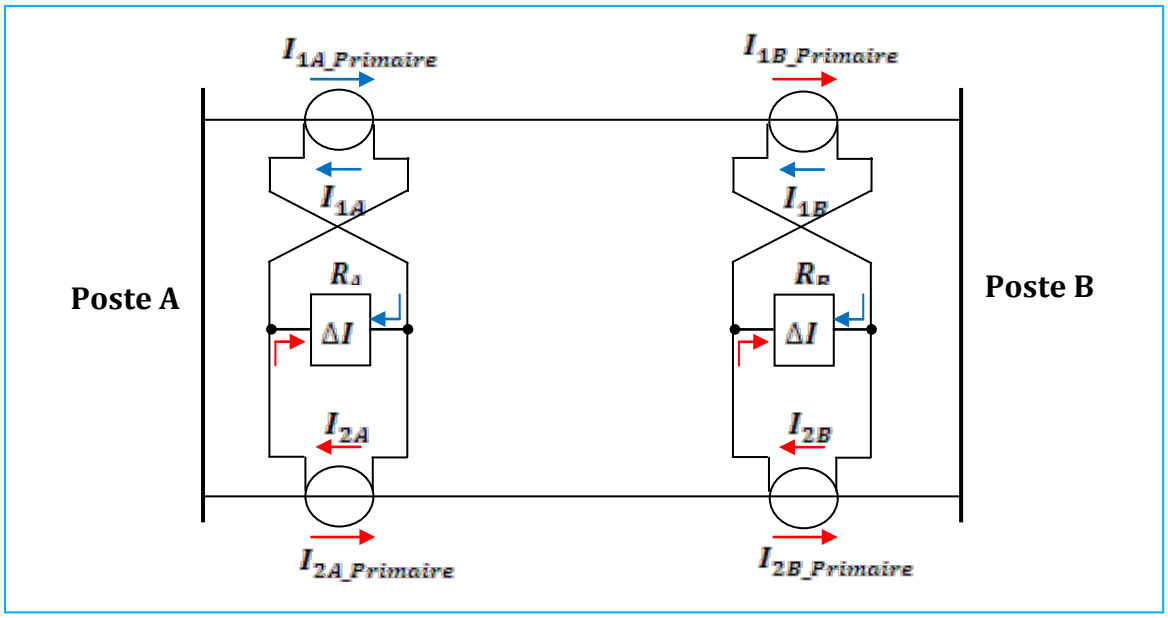


Figure (II.7) : Protections différentielles transversale de 2 lignes en parallèle.

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

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

II.2.6.2. Protection de distance [14]:

II.2.6.2.1. Principe de base :

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

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

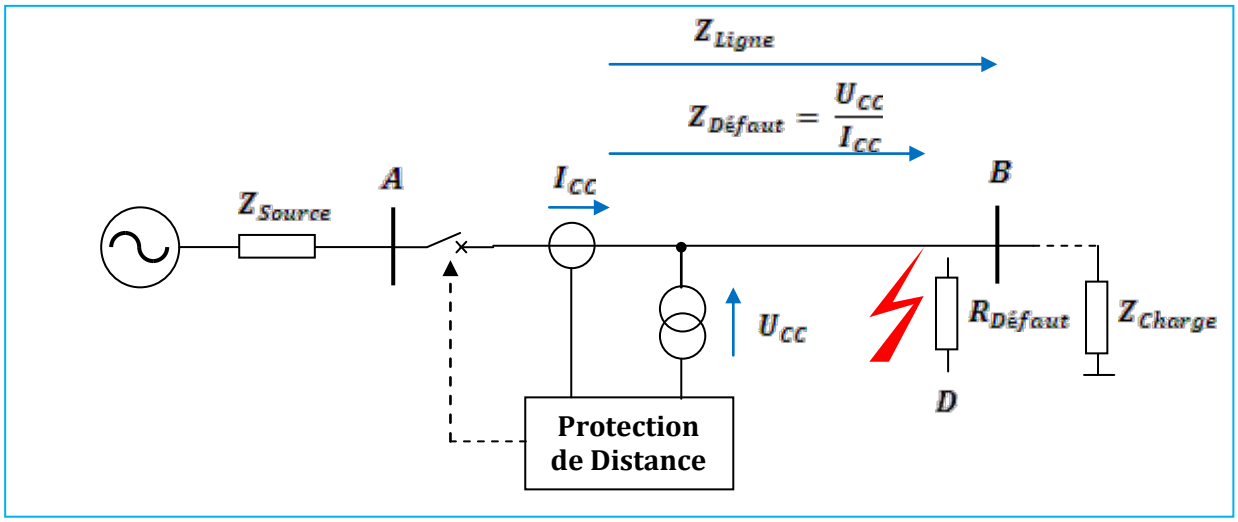


Figure (II.8) : Principe de base du fonctionnement.

II.2.6.2.2. 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 plane **Figure (II.9**). Pendant le fonctionnement normal du système, l'impédance mesurée correspond à l'impédance de charge. Sa grandeur est inversement proportionnelle à la quantité de charge transitée.

$$Z_{charge} = \frac{U^2{}_{Ligne}}{P_{charge}} \qquad \text{(II.40)}$$

L'angle entre le courant et la tension correspond à l'angle de charge φ_{Charge} **Figure (II.10**). Elle est dépendante du rapport entre la puissance active et réactive.

$$\varphi_{Charge} = Atan\left[\frac{Q}{P}\right] \quad \text{(II.41)}$$

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

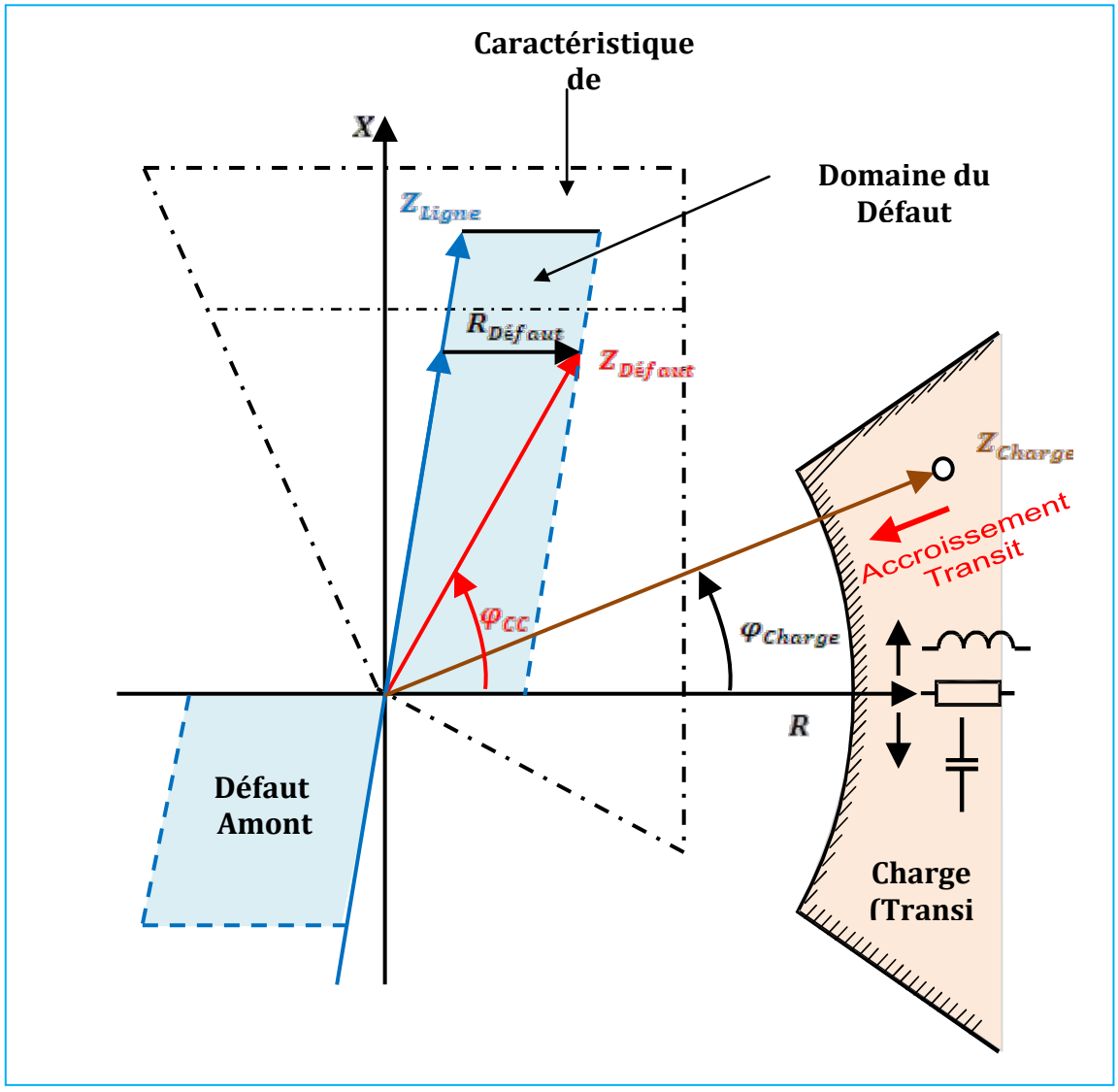


Figure (II.9) : Impédance de court-circuit et de charge (transit).

II.2.6.2.3. Caractéristiques des relais de distance :

La protection de distance tente de faire la distinction entre impédance de défaut et impédance de charge. Il faut donc définir, une limite, une frontière entre les impédances que

la protection va considérer comme normales, de charge et celles anormales associées à un défaut. Cette limite est appelée ici caractéristique de déclenchement. Elles peuvent avoir plusieurs formes et sont représentées dans un plan R/X.

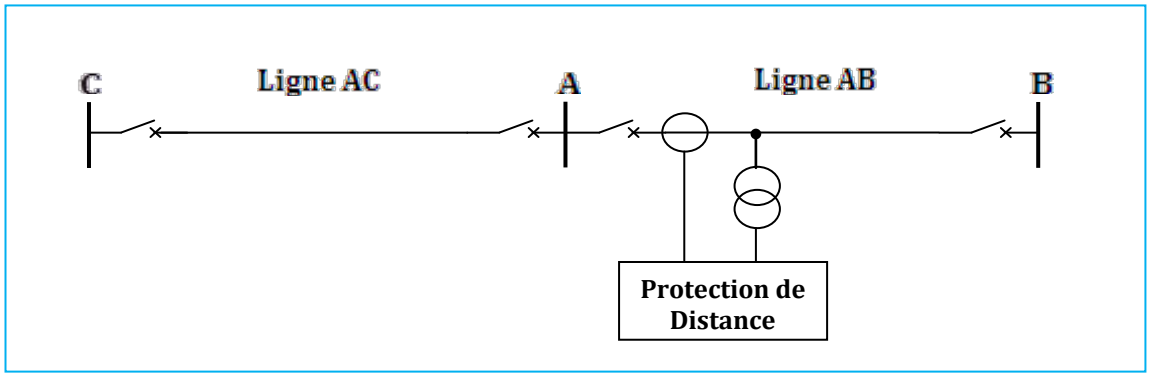


Figure (II.10) : Protection de Distance.

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

II.2.6.2.4. L'application de la zone de protection dans les relais de distance :

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

II.2.6.2.4.1. Zone 1 :

Une caractéristique de relais a également été ajoutée, à partir de laquelle on notera que la portée de l'élément de mesure a été définie à approximativement 80% de la longueur de la ligne **Figure (II.11**). Cette portée a été choisie pour éviter un débordement dans la section suivante de la ligne et garantir une sélectivité stable pour les raison suivantes :

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

☐ Il existe des tolérances de fabrication concernant la précision de la mesure des relais, etc.

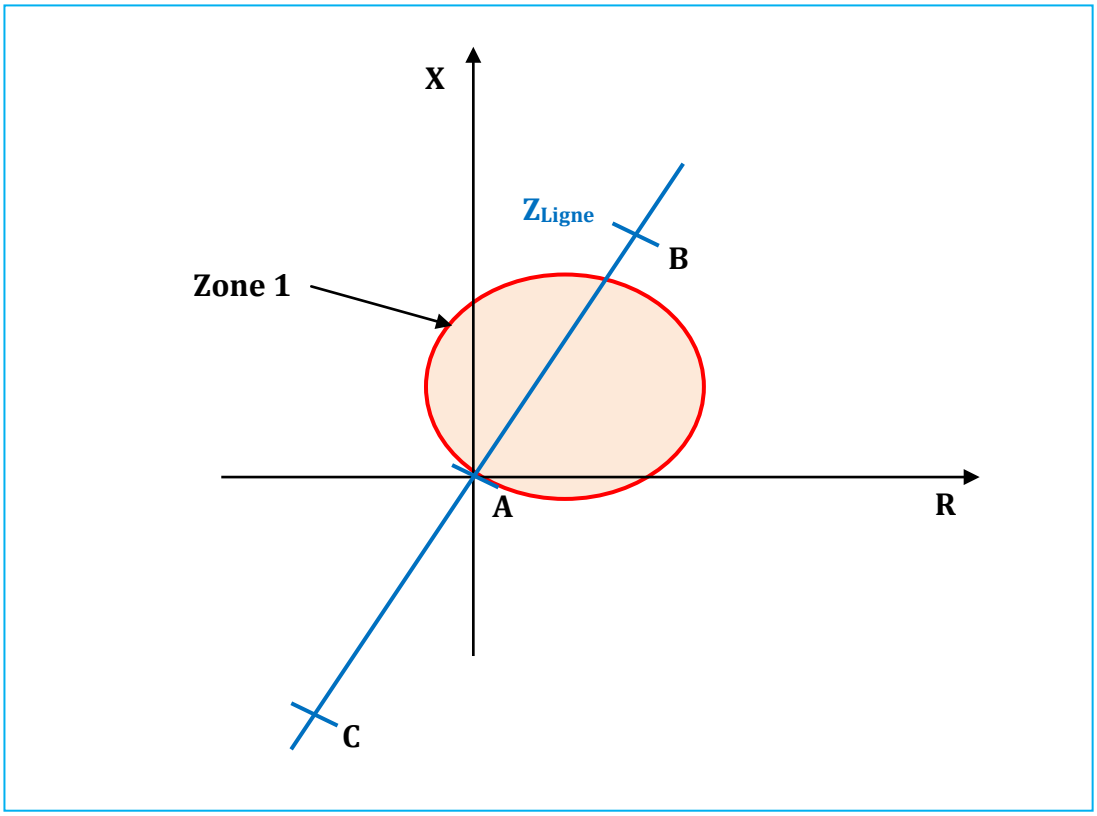


Figure (II.11) : Caractéristique des la Zone 1 Mho.

Cet élément de mesure, connu sous le no, de zone 1 du relais distant, est instantanément en fonction.

II.2.6.2.4.2. Zone 2 :

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

II.2.6.2.4.3. Zone 3 :

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

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

L'élément zone 3 possède également une fonction très utile. Comme démarreur, il peut être utilisé pour commuter l'élément zone 1 en zone 2, intervenir après disons 0.5 s, et, de ce fait, réduire les coûts en faisant économiser l'installation d'un second élément de mesure zone 2 **Figure (II.12**).

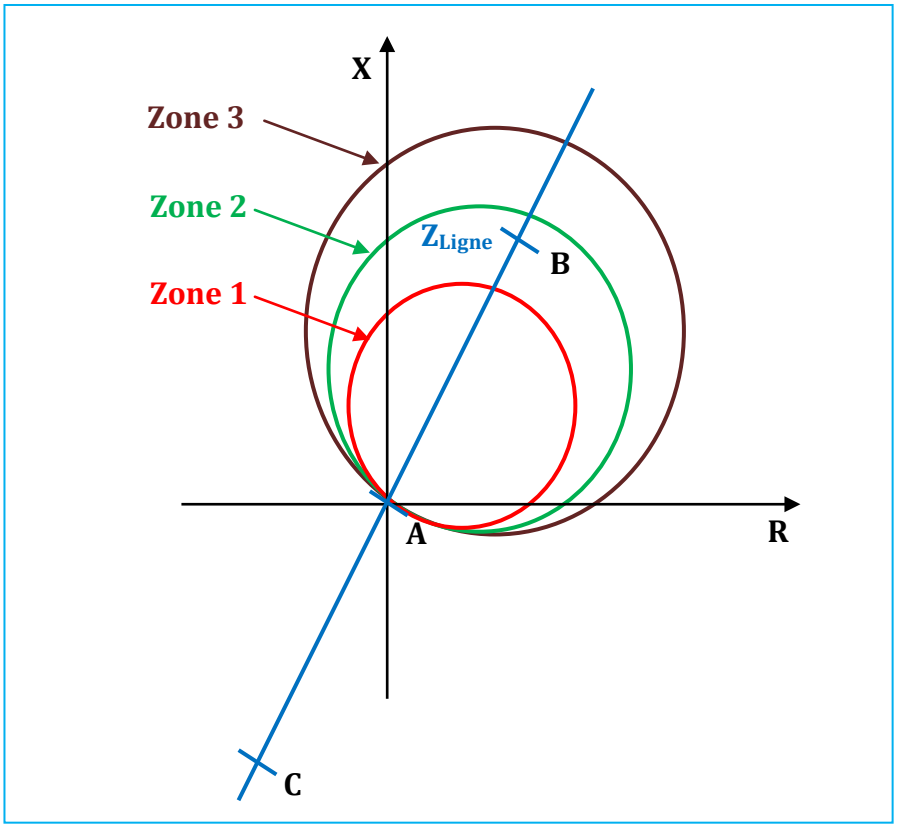


Figure (II.12) : Caractéristique des trois Zones Mho.

II.3. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons cité les différentes méthodes utilisées dans l'analyse des défauts sur les lignes de transport d'énergie électrique, puis les techniques utilisées dans la détection, classification et localisation des défauts à l'aide des équations mathématiques est enfin nous terminant cette chapitre par une bref description des technique utilisé dans la protection des lignes électriques.

Chapitre III : Les Relais Numériques.

III.1. Introduction :

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

III.2. Types des relais [22] [23] [24] :

III.2.1. Relais électromécaniques :

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

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

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

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

- ☐ Le risque d'être hors d'état de fonctionner entre deux périodes de maintenance.
- ☐ Le manque de précision, le dispositif étant sensible à son environnement et aux phénomènes d'usure.

- ☐ Il est aussi difficile d'obtenir des réglages adaptés aux faibles courants de défaut.
- ☐ Son coût de fabrication est élevé.
- ☐ Des performances insuffisantes et n'autorisent l'emploi que de fonctions élémentaires simples, en nombre limité et sans redondance.

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

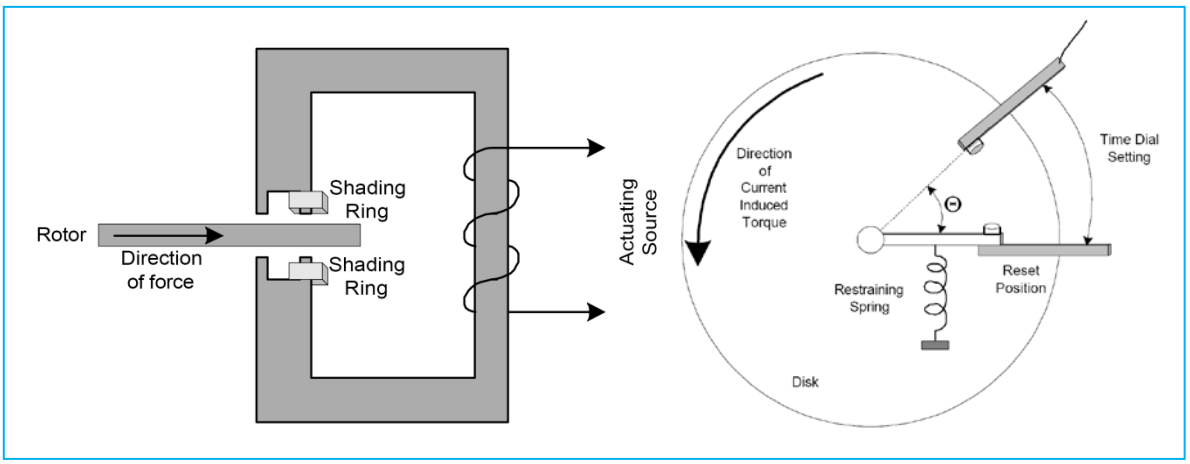


Figure (III.1) : Relais électromagnétique à induction par disque simple.

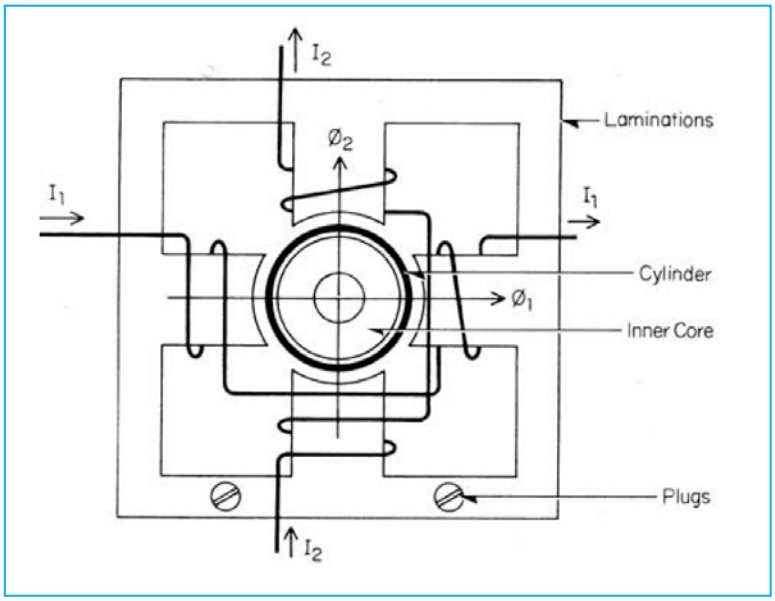


Figure (III.2) : Relais électromagnétique à induction par disque cylindrique.

III.2.2. Relais statiques :

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

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

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

Les inconvénients de ces dispositifs demeurent :

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

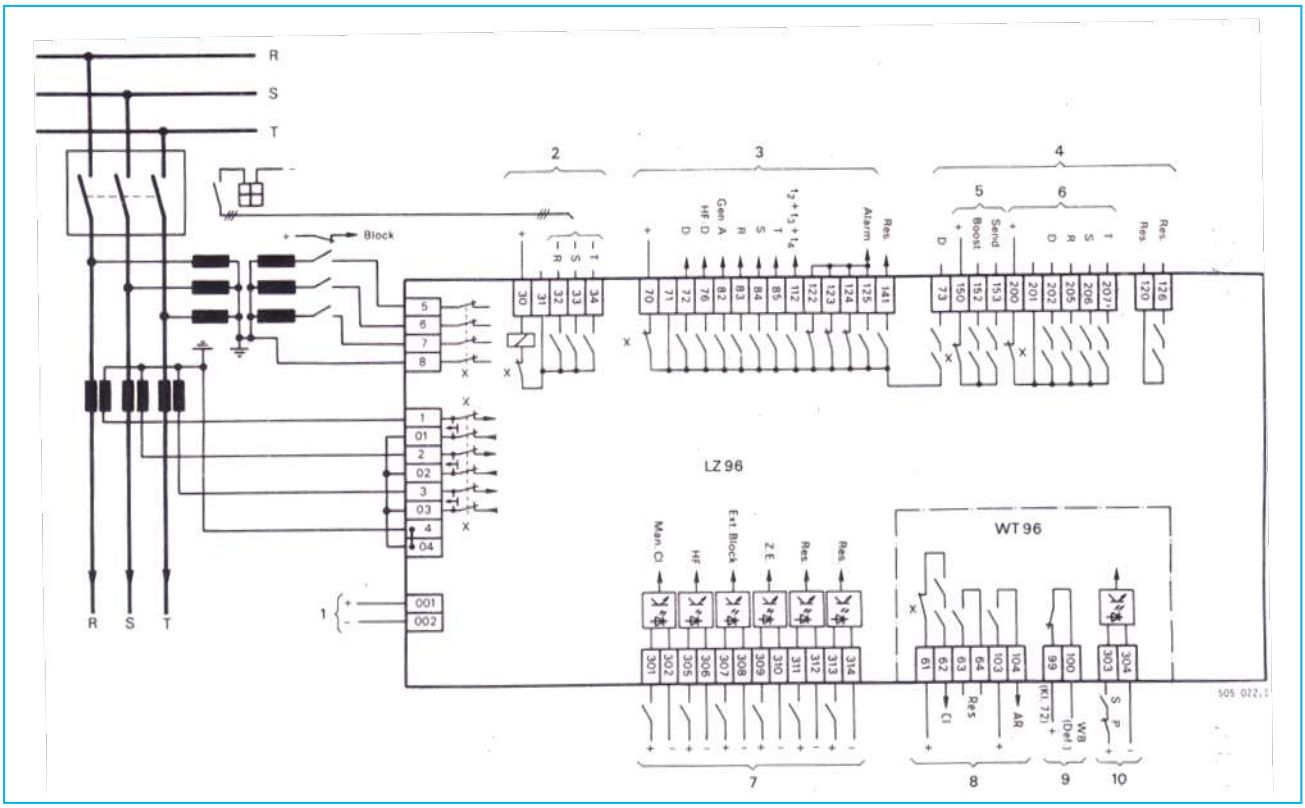


Figure (III.3) : Relais statique (Protection LZ96 – ABB).

III.2.3. Relais numériques :

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

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

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

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

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

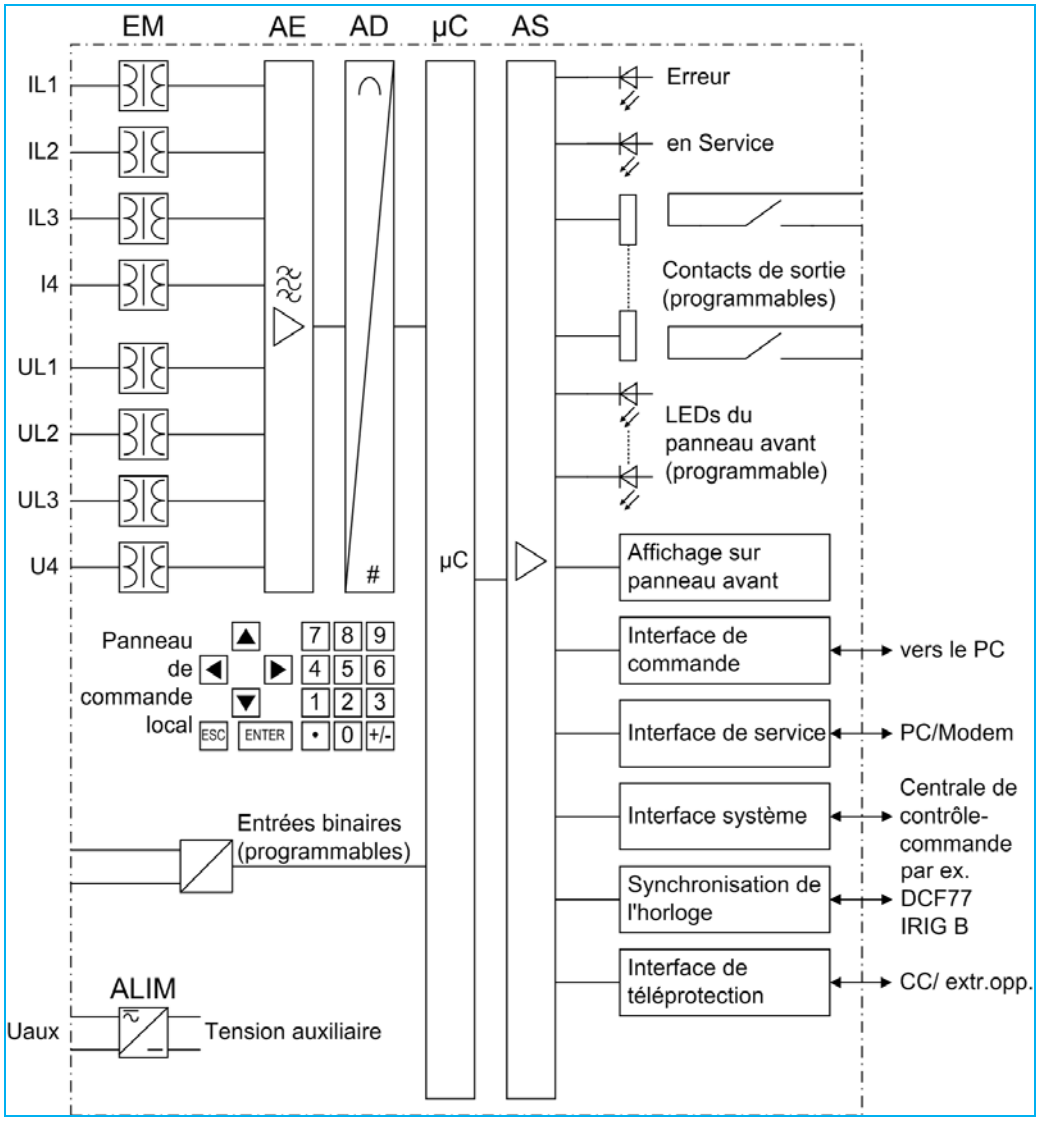


Figure III.4 : Relais numérique (Architecture de la Protection de Distance **7SA612 SIEMENS**).

III.3. Schéma bloc d'un relais numérique [6]:

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

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

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

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

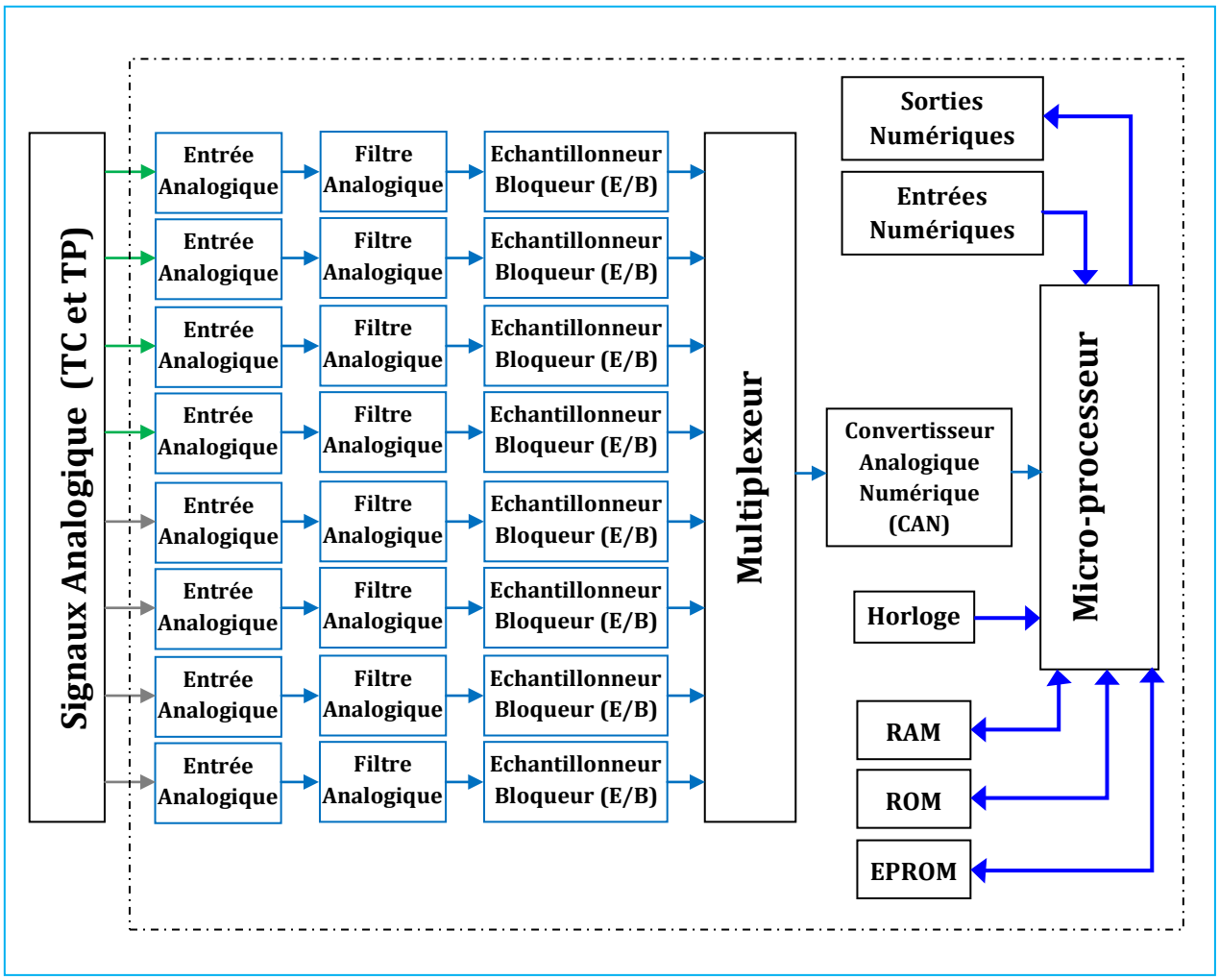


Figure III.5 : Elément de base d'un relais numérique

III.3.1. Modules de mesure analogique :

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

III.3.1.1. Module d'entré des Transformateurs de Tension [25]:

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

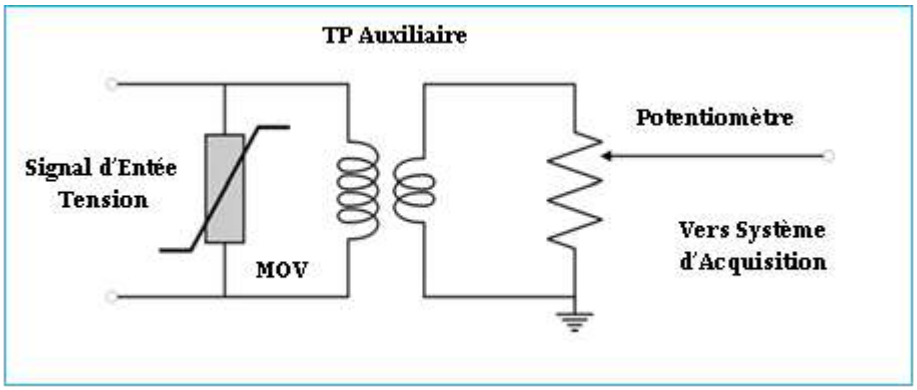


Figure (III.6) : Module d'entée et d'isolement de signal de Tension.

III.3.1.2)-Module d'entré des Transformateurs de Courant [25]:

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

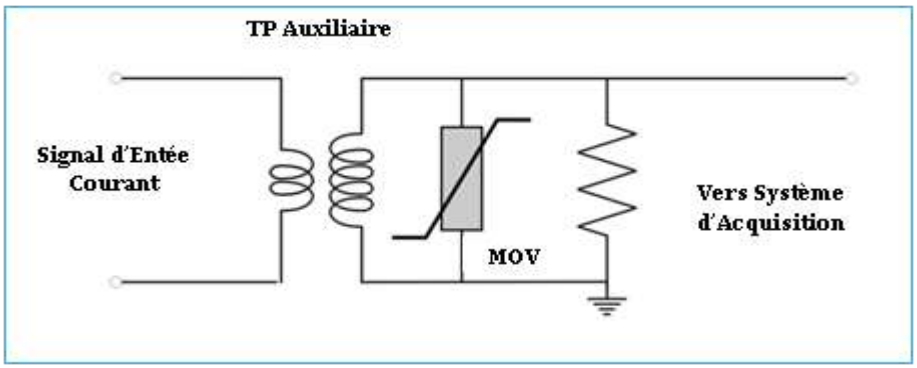


Figure (III.7) : Module de sortie et d'isolement de signal de Tension.

III.3.2. Filtre anti-repliement [26] [27]:

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

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

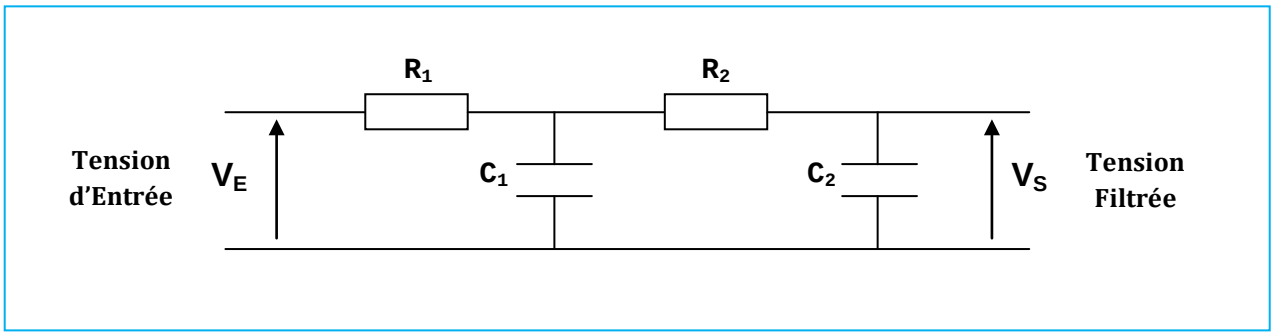


Figure (III.8) : Filtre anti-repliement analogique.

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

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

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

D'où :

N : Ordre de filtre ;

f_0 : La fréquence de coupure.

III.3.2.1. Filtre de type Butterworth :

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

III.3.2.2. Filtre de type Tchebychev :

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

III.3.2.3. Filtre de type Bessel :

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

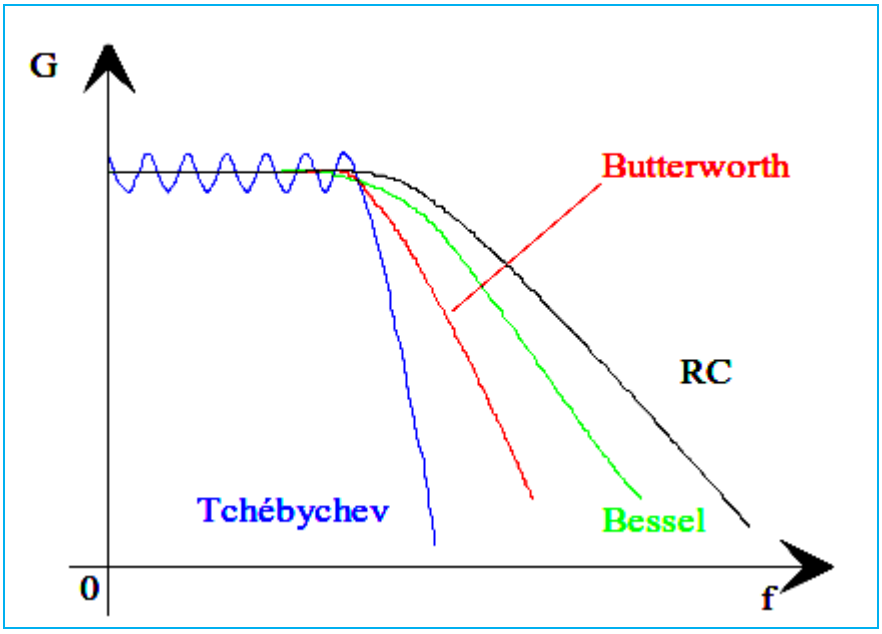


Figure (III.9) : Propriétés de différentes synthèses de filtre.

III.3.3. Multiplexage :

Les convertisseurs (CAN) sont relativement chers, pour n'utiliser qu'un seul convertisseur on ferra appel à un multiplexeur. Le multiplexage est la technique permettant de faire passer plusieurs signaux analogiques sur un même circuit ou un même câble. Le multiplexage (temporel) consiste à deviser le temps, par exemple Chaque seconde, en petit intervalles, et à attribuer un intervalle de temps donné à chaque signal. Le multiplexeur est une sortie d'aiguillage. A chaque impulsion de l'horloge, il met successivement en contact pendant une durée très courte (qu'on peut en première approximation considérer comme nulle) le signal issue de chaque une des voies et le convertisseur. Le reste du temps c'est-à-dire pratiquement en permanence, il fonctionne comme un interrupteur ouvert, charge chaque une des voies sur l'impédance d'entrée du système d'acquisition, mais n'assurant aucune liaison physique entre les voies et le convertisseur **[26] [27].**

III.3.4. Conversion Analogique-Numérique :

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

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

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

La condition de **Shannon** fixe la limite inférieure absolue de la fréquence d'échantillonnage. Il montre que la fréquence d'échantillonnage doit être supérieure au

double de la plus haute fréquence contenue dans le signal d'entrée afin de pouvoir reconstituer fidèlement le signal.

En générale, pour s'assurer de Cette condition, on applique un filtre passe-bas (filtre anti-repliement) avant l'échantillonnage du signal. **[26]**

III.3.4.1. L'échantillonnage [27]:

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

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

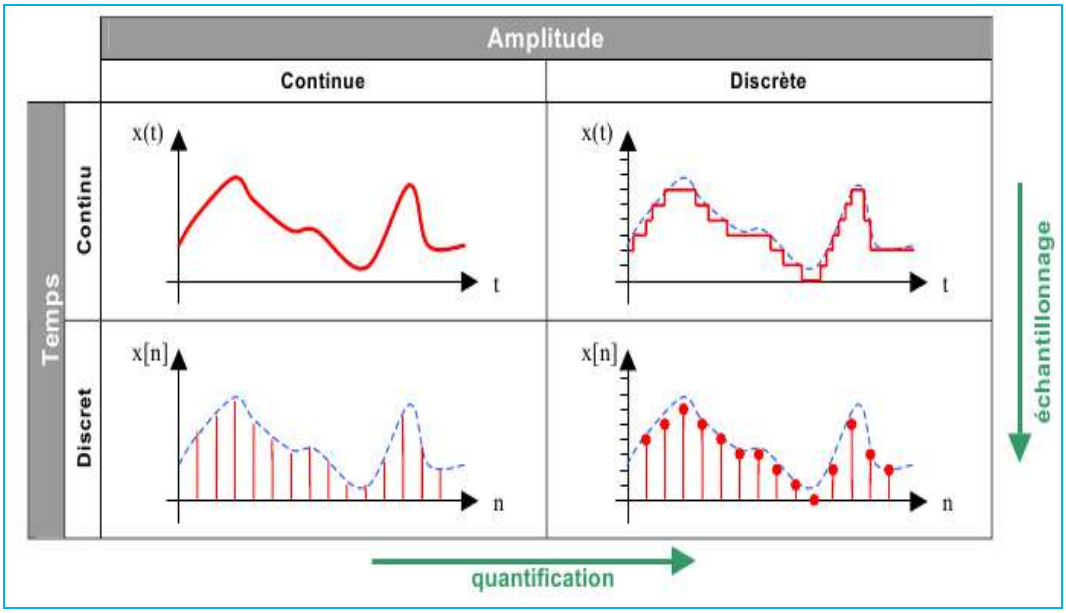


Figure (III.10) : Classification morphologique des signaux.

On obtient donc 4 classes de signaux :

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

III.3.4.2. Principe de l'échantillonneur bloqueur (E/B) [25]:

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

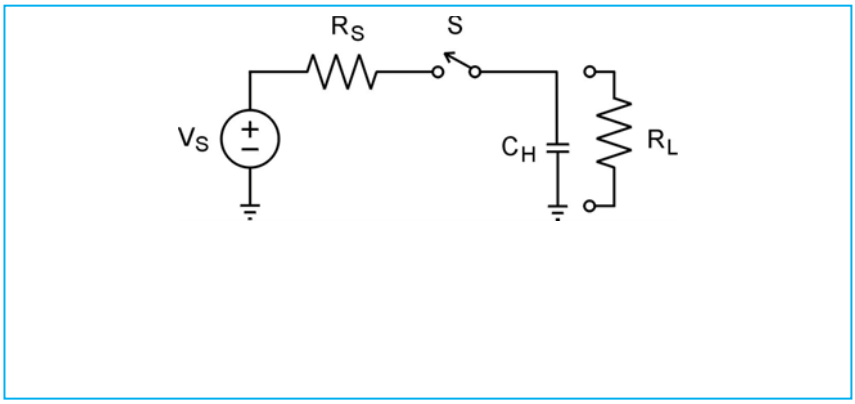


Figure (III.11) : Circuit d'Echantillonnage-Bloqueur simple

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

La **Figure III.12** est représenté le fonctionnement d'un système E/B. Jusqu'à le temps $\mathbf{T_1}$: la tension de sortie $\mathbf{V_O}$ est en mode de blocage **($\mathbf{V_O}$ = Cste)**. Le temps d'acquisition $\mathbf{T_{AC}}$ est le temps nécessaire pour que la tension de sortie du circuit devenir égale à la tension d'entrée ($\mathbf{V_O = V_S}$). La sortie suit alors l'entrée jusqu'au le mode de blocage à $\mathbf{T_2}$. Le temps d'ouverture $\mathbf{T_{AP}}$, est le temps nécessaire pour que le circuit passer en mode de blocage. Pendant ce temps, le signal de sortie peut être modifié légèrement de la valeur à l'instant $\mathbf{T_2}$, une telle variation est appelée ouverture incertitude. **[25][28].**

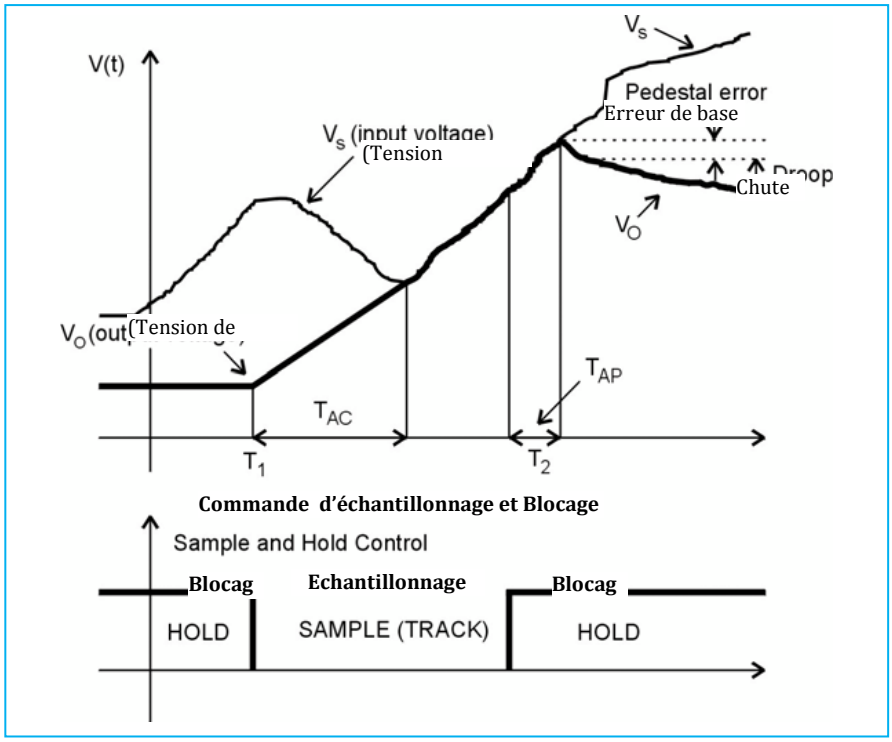


Figure III.12 : Le fonctionnement du circuit échantillonneur-bloqueur.

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

Les algorithmes sont des programmes utilisés dans les microprocesseurs qui manipulent les échantillons de tensions et des courants pour produire des paramètres nécessaires pour le fonctionnement du relais de protection numérique [25] [29].

Les performances de l'ensemble de ces algorithmes dépendent de l'obtention de l'estimation exacte de la composante de fréquence fondamentale d'un signal de quelques échantillons [30].

III.3.6. Microprocesseur [26][27][31][32]:

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. Il s'agit en particulier des tâches suivantes :

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

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

Les composants externes au microprocesseur sont les trois modules de mémoires différents qui sont :

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

III.3.7. Commande des organes de coupure [27] [31]:

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

III.4. Conclusion :

Ce chapitre a donné une vision générale sur la technologie des relais, la présentation de son architecture et sa conception. Les fonctions d'un relais numérique ont été définies. On a cité 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 module de commandes des organes de coupure et le microprocesseur. Les concepts et les informations concernant chaque module de base ont été présents.

Chapitre IV: Localisation des Défauts dans les Réseaux HT Mixtes (Aérien et Souterrain)

IV.1. Introduction

Malgré le fonctionnement robuste des réseaux électriques sous la supervision des dispositifs intelligents de protection et de contrôle précis, l'apparition des conditions anormales telles que des violents orages, des éclairs, des ruptures des isolants et des courts-circuits sont inévitables dans le monde et peuvent conduire à des pannes dans les réseaux électriques. Dans ces cas, le rôle des compagnies d'électricité est de déterminer l'emplacement exact du défaut et d'envoyer l'équipe de maintenance dans les plus brefs délais pour régler le problème. La localisation précise des défauts facilitera une réparation plus rapide, améliorera la disponibilité et performances du système, réduit les coûts d'exploitation, et économisez du temps et des frais de recherche de l'équipe de maintenance par mauvais temps et terrains difficiles.

De nos jours, avec le développement rapide des villes urbaines de plus en plus de lignes de transmission combinée constitué d'une ligne aérienne et d'un câble électrique souterrain sont utilisé. Cependant, la complexité du problème de localisation des défauts augmente avec l'utilisation d'une telle topologie inhabituelle. Dans ces lignes de transmission, le principal problème dans les techniques de localisation des défauts est l'inégalité de l'impédance direct et homopolaire des câbles souterrains et les lignes aériennes. De plus, l'impédance caractéristique du câble est d'environ 10 % de celle d'une ligne aérienne (pour les lignes aériennes est de 400 à 600 Ω, pour le câble souterrain est de 40 à 60 Ω). Cela conduit à introduire d'erreur dans l'estimation de la distance de défaut.

Dans ce chapitre nous allons présenter une méthode de localisation de défauts dans les lignes de transmission combinées basée sur le modèle de la ligne à paramètres distribués et les équations des télégraphistes en utilisant les données synchronisées des deux extrémités de la ligne en défaut. Cette méthode est composée de deux sous-programmes. L'un d'eux est pour les défauts dans la ligne aérienne et l'autre pour les défauts dans le câble électrique souterrain. Avec l'application de ces sous-programmes, nous obtiendrons deux solutions pour l'endroit de défaut. Ensuite, une procédure spéciale pour sélectionner la bonne solution est utilisée.

IV.2. Algorithme de localisation de défaut proposé

IV.2.1. Principe

Le modèle de la ligne de transmission combinée montré dans la figure IV.1 est appliqué pour développer la méthode pour l'évaluation de la distance du défaut en utilisant les données des deux extrémités de la ligne à protéger.

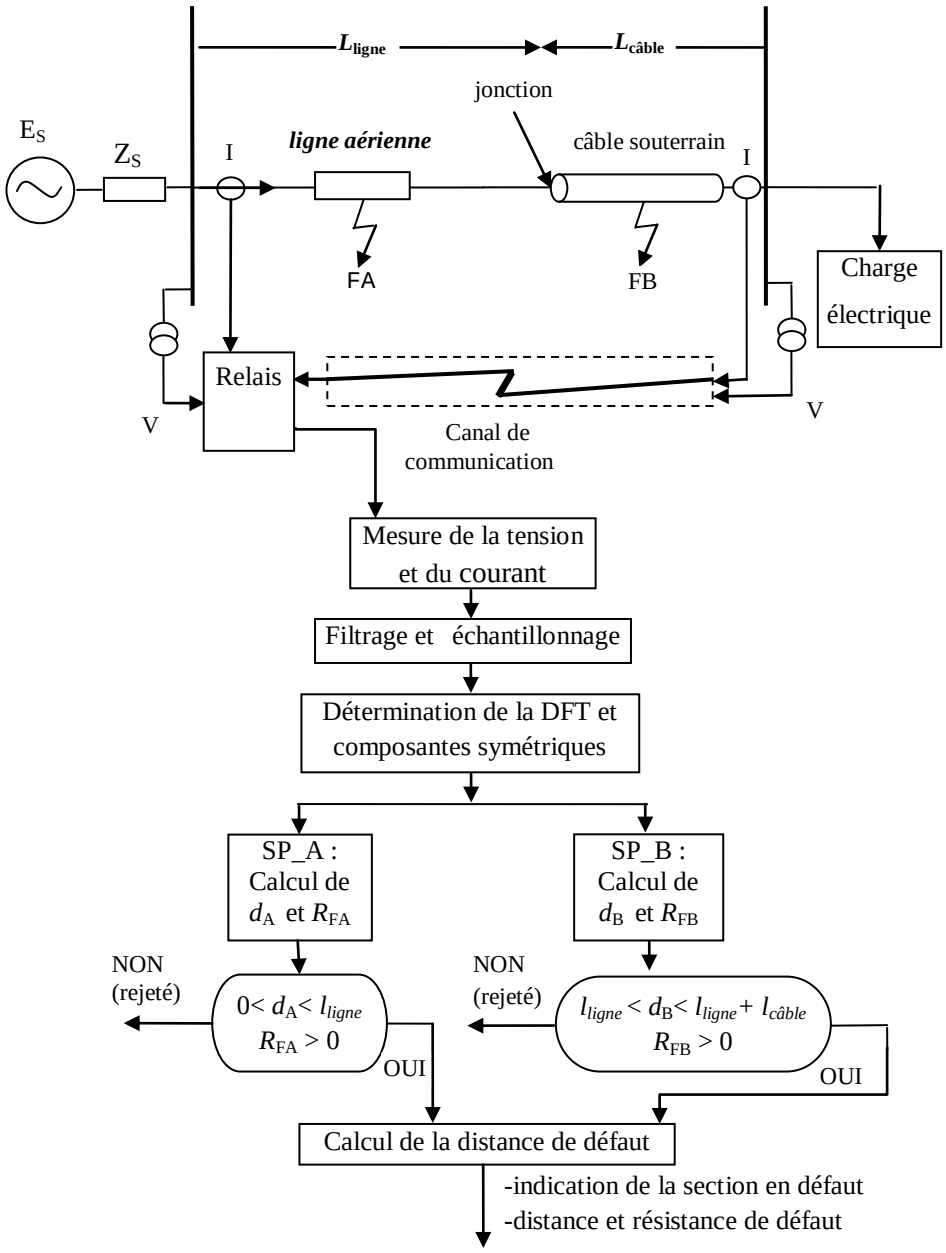


Figure.IV.1. Schéma représentatif du principe de l'algorithme de la localisation de défaut dans la ligne électrique de transmission combinée.

Ce modèle se compose d'un générateur, une ligne aérienne, un câble souterrain et une charge électrique. Pour développer l'algorithme de localisation des défauts (Figure IV.1) en divise la ligne de transmission combinée en deux sections: section A : ligne aérienne, section B : câble souterrain, ensuite deux sous-programmes: SP_A, SP_B, sont appliqués pour chaque section. Chaque sous-programme détermine une distance de défaut : d_A, d_B, et une résistance de défaut : R_{FA}, R_{FB}, en supposant que le défaut est survenu dans une section de la ligne, le sous-programme valide, donne l'endroit de défaut qui correspond au cas réel, et calcul la distance ainsi que la résistance de défaut.[33]

IV.2.2. Méthodologie de la localisation de défauts pour une ligne unifilaire

La tension et le courant le long d'une ligne monophasé sont en fonctions de la distance de la ligne et du temps. Ces quantités peuvent être liées aux paramètres de la ligne par les équations des télégraphistes [34-36] :

$$\frac{\partial v}{\partial d} + L\frac{\partial i}{\partial t} = -Ri \tag{IV.1}$$

$$C\frac{\partial v}{\partial d} + L\frac{\partial i}{\partial t} = -Gv \tag{IV.2}$$

Où R_L, L_L, G_L, et C_L sont respectivement la résistance, l'inductance, la conductance et la capacité de la ligne par unité de longueur.

Les équations IV.1 et IV.2 peuvent être résolues en utilisant la méthode des caractéristiques proposées par Collaz [37] :

$$\begin{bmatrix} V_d \\ I_d \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh(\gamma d) & -Z_c \sinh(\gamma d) \\ \sinh(\gamma d)/Z_c & -\cosh(\gamma d) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_A \\ I_A \end{bmatrix} \tag{IV.3}$$

$$\begin{bmatrix} V_d \\ I_d \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh(\gamma(L-d)) & -Z_c \sinh(\gamma(L-d)) \\ \sinh(\gamma(L-d))/Z_c & -\cosh(\gamma(L-d)) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_B \\ I_B \end{bmatrix} \tag{IV.4}$$

$Z_c = \sqrt{(R + j\omega L)/(G + j\omega C)}$: impédance caractéristique de la ligne

$\gamma = \sqrt{(R + j\omega L)\times(G + j\omega C)}$: coefficient de propagation

Si on considère un défaut qui se produit à un point F situé à une distance *d* à partir de l'extrémité A (figure IV.2), la ligne électrique est ainsi divisée en deux parties homogènes. Une est la section AF, avec une longueur *d* et l'autre est la section FB, avec une longueur (*L-d*). Ces deux sections peuvent encore être considérées comme des lignes électriques parfaites. Ceci signifie que les tensions à n'importe quel point sur les deux sections de la ligne peuvent être exprimées en utilisant les tensions et les courants mesurés à l'extrémité saine de cette section. D'ailleurs, dans le point de défaut F les tensions exprimées en termes de ces deux ensembles de données (V_A, V_B) et (I_A, I_B) sont identiques. Puis la tension à la position de défaut peut être exprimée en utilisant les équations (2 et 3) come suit :[34-36]

$$V_F = \cosh(\gamma d)V_A - Z_c \sinh(\gamma d)I_A \quad \text{(IV.5)}$$

$$V_F = \cosh(\gamma(L-d))V_B - Z_c \sinh(\gamma(L-d))I_B \quad \text{(IV.6)}$$

On peut éliminer la variable inconnue V_F pour obtenir une formule directe pour la distance de défaut :

$$d = \left[\tanh^{-1}(-B/A)\right]/\gamma \quad \text{(IV.7)}$$

Avec :

$$A = Z_c \cosh(\gamma L)I_B - \sinh(\gamma L)I_B + Z_c V_A \quad \text{(IV.8)}$$

$$B = \cosh(\gamma L)V_B - Z_c \sinh(\gamma L)I_B - V_A \quad \text{(IV.9)}$$

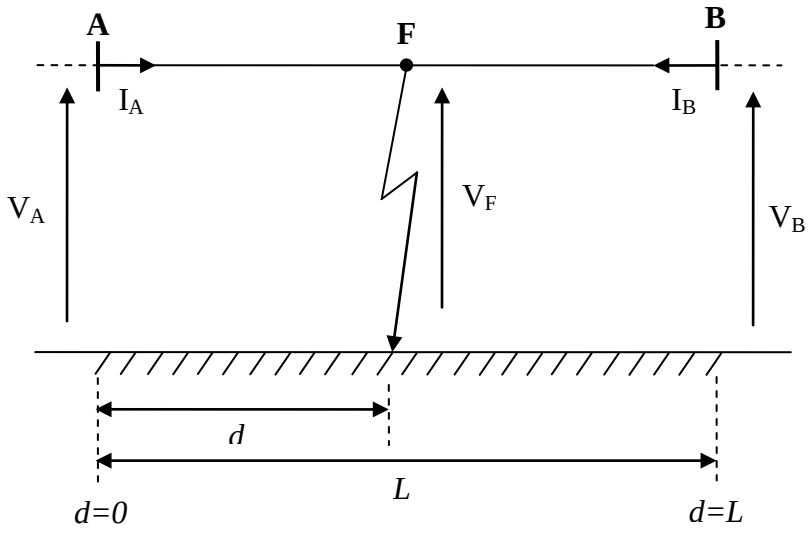


Figure (IV.2) : Ligne monophasée en défaut.

V.2.3. Décomposition modale

Afin d'appliquer la méthode décrite dans à la section précédente aux systèmes triphasés ; les signaux des phases sont décomposés dans leurs composants modaux au moyen de la transformation modale. Cette transformation est essentiellement caractérisée par sa capacité de décomposer un certain groupe d'équations couplées en équations découplées excluant les parties mutuelles contenues dans ces équations. Ceci peut être typiquement appliqué aux matrices d'impédances pour les conducteurs couplés. Comme indique la figure IV.3, les termes de l'impédance mutuelle Z_m sont disparus de la matrice d'impédance transformée ; dans lesquels seulement les quantités modales d'impédance Z_{m1}, Z_{m2} et Z_{m3} apparaissent et les autre éléments sont nuls. Ce découplage peut être une solution idéale pour toutes les fonctions de protection qui sont basées sur l'évaluation de la distance de défaut comprenant la protection de distance et la localisation de défaut. [34]

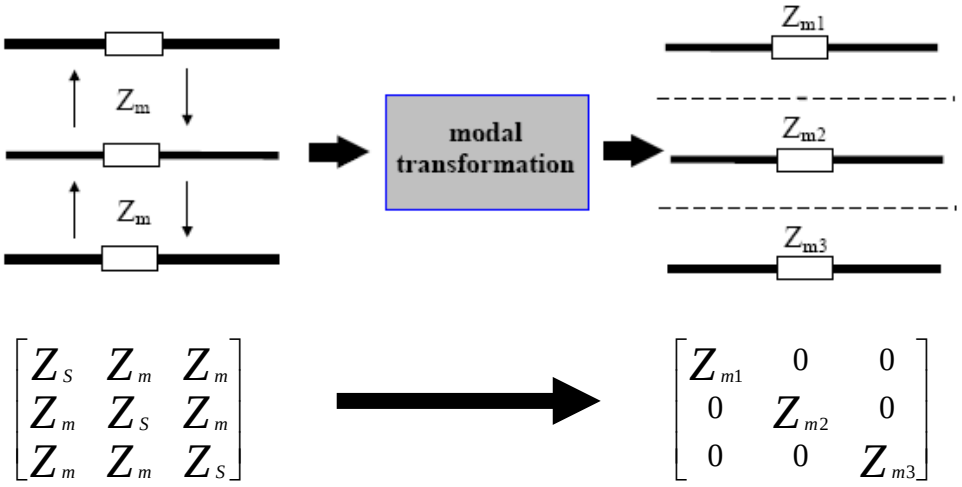


Figure (IV.3) : La transformation modale.

Pour les lignes polyphasées (également transposées) équilibrées, les matrices peuvent être facilement choisies telles que celle de Fortescue, Wedepohl, Karrenbauer, et la transformation de Clarke. La transformation Fortescue est employée ici pour transformer les échantillons tensions et courants en trois modes comme suit :

$$\begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} = T \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix} \quad , \quad \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = T \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \end{bmatrix}$$

Avec

$$T = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{bmatrix} \qquad \text{(IV.10)}$$

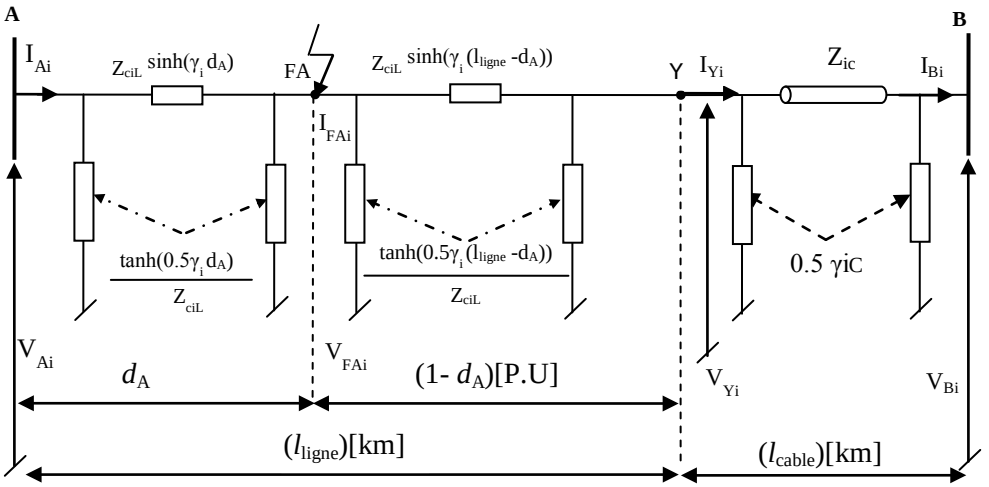
Où :

$$a = \exp(j2\pi/3)$$

IV.2.4. Méthodologie de la localisation de défauts pour une ligne combinée [34-36]

IV.2.4.1. Sous-programmes SP_A

La figure IV.4 représente les circuits équivalents des composantes symétriques de la ligne de transmission combinée en défaut. Il est noté que le sous-programme SP_A est conçu pour localiser les défauts dans la section A (défauts dans la ligne aérienne).



Figure(IV.4) : Circuits équivalents des composantes symétriques de la ligne de transmission combinée en défaut dans la ligne aérienne (dans la section A).

Si on considère un défaut qui se produit dans la ligne aérienne dans la section A (figure IV.4), Pour dériver l'algorithme de localisation, if faut d'abord définir les signaux tensions au point de transfert Y (à l'entrée du câble) en tenant compte du modèle de la ligne à paramètres distribués et les équations des télégraphistes. Ces signaux sont exprimés en termes des composants symétriques des tensions et des courants mesurés respectivement à l'extrémité B.

Dans ce cas, les tensions de transfert au point Y peuvent être calculées par la formule suivante :

$$V_{Yi} = \cosh(\gamma_{ic}(l_{cable}))V_{Bi} - Z_{cic}\sinh(\gamma_{ic}(l_{cable}))I_{Bi} \quad \text{(IV.11)}$$

Où :

l_{ligne} : longueur totale de la ligne aérienne en (km),

l_{cable} : longueur totale du cable en (km),

$Z_{cic} = \sqrt{Z'_{ic} / Y'_{ic}}$: composantes symétriques de l'impédance caractéristique du cable,

$\gamma_{ic} = \sqrt{Z'_{ic} Y'_{ic}}$: composantes symétriques de la constante de propagation du cable,

Z'_{ic} : composantes symétriques de l'impedance du cable,

Y'_{ic} : composantes symétriques de l'admittance du cable,

Les courants de transfert du terminal B (bus B) au point final (Y) à l'entré de la ligne section B exprimées en termes des composantes symétriques par la formule suivante :

$$I_{Yi} = [-\sinh(\gamma_{ic}(l_{cable}))V_{Bi}] / Z_{cic} + \cosh(\gamma_{ic}(l_{cable}))I_{Bi} \quad \text{(IV.12)}$$

Ensuite, en utilisant ces signaux de transfert (V.11), (V.12), les composantes symétriques des tensions et courants mesuré par le relais A situé au jeu de barres A (V_{Ai} , I_{Ai}). La tension au point de défaut (FA) est exprimée comme suit :

$$V^{A}_{FAi} = V_{Ai}\cosh(\gamma_i d_A)) - Z_{ciL} I_{Ai}\sinh(\gamma_i d_A)) \quad \text{(IV.13)}$$

$$V^{Y}_{FAi} = V_{Yi}\cosh(\gamma_i (l_{ligne} - d_A)) - Z_{ciL} I_{Yi}\sinh(\gamma_i (l_{ligne} - d_A)) \quad \text{(IV.14)}$$

Où :

$Z_{ciL} = \sqrt{Z'_{iL} / Y'_{iL}}$: composantes symétriques de l'impédance caractéristique de la ligne aérienne,

$\gamma_i = \sqrt{Z'_i Y'_i}$: composantes symétriques de la constante de propagation de la ligne aérienne,

Z'_i : composantes symétriques de l'impedance de la ligne aérienne,

Y'_i : composantes symétriques de l'admittance de la ligne aérienne,

Après avoir pris en considération les fonctions trigonométriques suivantes :

$$\cosh(\gamma_i (l_{ligne} - d_A)) = \cosh(\gamma_i l_{ligne})\cosh(\gamma_i d_A) - \sinh(\gamma_i l_{ligne})\sinh(\gamma_i d_A) \quad \text{(IV.15)}$$

$$\sinh(\gamma_i(l_{ligne}-d_{\mathrm{A}}))=\sinh(\gamma_i l_{ligne})\sinh(\gamma_i d_{\mathrm{A}})-\cosh(\gamma_i l_{ligne})\cosh(\gamma_i d_{\mathrm{A}}) \quad \text{(IV.16)}$$

Ensuite, en effectuant d'autres réarrangements, la formule (IV.14) peut être présentée comme suit :

$$\mathrm{V}_{\mathrm{FA}i}^{\mathrm{Y}}=\mathrm{G}_i\cosh(\gamma_i d_{\mathrm{A}})+H_i\sinh(\gamma_i d_{\mathrm{A}}) \quad \text{(IV.17)}$$

Où :

$$\mathrm{G}_i=\mathrm{V}_{Yi}\cosh(\gamma_i l_{\mathrm{ligne}})-Z_{ciL}I_{Yi}\sinh(\gamma_i l_{\mathrm{ligne}}) \quad \text{(IV.18)}$$

$$\mathrm{H}_i=-\mathrm{V}_{Yi}\sinh(\gamma_i l_{\mathrm{ligne}})+Z_{ciL}I_{Yi}\cosh(\gamma_i l_{\mathrm{ligne}}) \quad \text{(IV.19)}$$

Les tensions de l'équation (V.13) et (V.14), présentes au même point de défaut (F), doivent être comparées:

$$\mathrm{V}_{\mathrm{FA}i}^{\mathrm{A}}=\mathrm{V}_{\mathrm{FA}i}^{\mathrm{Y}} \quad \text{(IV.20)}$$

L'exécution d'une telle comparaison conduit à l'obtention :

$$M_i\sinh(\gamma_i d_{\mathrm{A}})+N_i\cosh(\gamma_i d_{\mathrm{A}})=0 \quad \text{(IV.21)}$$

Où :

$$\mathrm{M}_i=\mathrm{V}_{Yi}\sinh(\gamma_i l_{\mathrm{ligne}})-Z_{ciL}I_{Yi}\cosh(\gamma_i l_{\mathrm{ligne}})-Z_{ciL}I_{Ai} \quad \text{(IV.22)}$$

$$\mathrm{N}_i=\mathrm{V}_{Yi}\cosh(\gamma_i l_{\mathrm{ligne}})-Z_{ciL}I_{Yi}\cosh(\gamma_i l_{\mathrm{ligne}})-\mathrm{V}_{Ai} \quad \text{(IV.23)}$$

A partir de l'équation (IV.21) on obtient la formule générale pour le calcul de la distance du défaut :

$$d_{\mathrm{A}}=\frac{1}{\gamma_i}\tanh^{-1}\left[\frac{\mathrm{V}_{Yi}\cosh(\gamma_i l_{\mathrm{ligne}})-Z_{ciL}I_{Yi}\sinh(\gamma_i l_{\mathrm{ligne}})-\mathrm{V}_{\mathrm{A}i}}{\mathrm{V}_{Yi}\sinh(\gamma_i l_{\mathrm{ligne}})-Z_{ciL}I_{Yi}\cosh(\gamma_i l_{\mathrm{ligne}})-Z_{ciL}I_{\mathrm{A}i}}\right] \quad \text{(IV.24)}$$

Après avoir calculée la distance de défaut par l'équation (IV.24), la résistance de défaut peut être déterminée en fonction du type de défaut par les formules suivantes :

• Défauts monophasés (a-T) et défauts triphasés :

$$\mathrm{R}_{FA}=\mathrm{real}[(\mathrm{V}_{\mathrm{FA_a}}^{\mathrm{A}})/(I_{\mathrm{FA_a}}^{\mathrm{A}}+I_{\mathrm{FY_a}}^{\mathrm{Y}})] \quad \text{(IV.25)}$$

• Défauts biphasés sans terre (a-c)

$$R_{FA}=\text{real}[(V^{A}_{FA_a}-V^{A}_{FA_c})/((I^{A}_{FA_a}-I^{A}_{FA_c})+(I^{Y}_{FY_a}-I^{Y}_{FY_c}))] \quad \text{(IV.26)}$$

• Défauts biphasés avec terre (a-c-T):

$$R_{FA}=\text{real}[(V^{A}_{FA_a}+V^{A}_{FA_c})/((I^{A}_{FA_a}+I^{A}_{FA_c})+(I^{Y}_{FY_a}+I^{Y}_{FY_c}))] \quad \text{(IV.27)}$$

V.2.4.2. Sous-programme SP_B

La figure IV.5 représente les circuits équivalents des composantes symétriques de la ligne de transmission combinée en défaut.

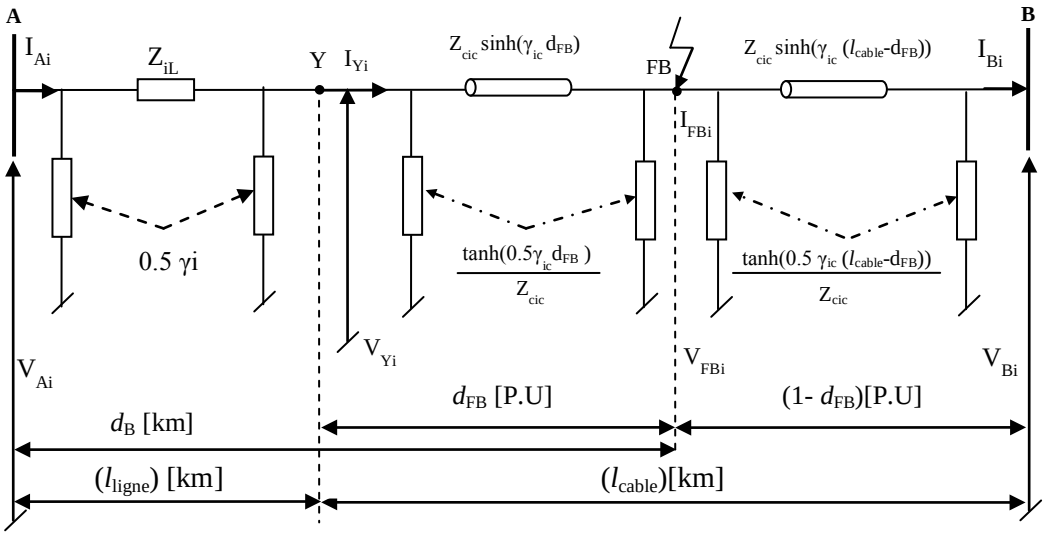


Figure (IV.5) : Circuits équivalents des composantes symétriques de la ligne de transmission combinée en défaut dans le câble souterrain (dans la section B).

Le sous-programme SP_B est conçu pour localiser les défauts dans la section B (défauts dans le câble souterrain). Pour dériver l'algorithme de localisation, if faut d'abord définir les signaux tensions au point de transfert y (à l'entrée câble) en tenant compte du modèle de la ligne à paramètres distribués et les équations des télégraphistes. Ces signaux sont exprimés en termes des composants symétriques des tensions et des courants mesurés respectivement à l'extrémité A.

Dans ce cas, les tensions de transfert au point Y peuvent être calculées par la formule suivante :

$$V_{Yi} = \cosh(\gamma_i(l_{ligne}))V_{Ai} - Z_{ciL}\sinh(\gamma_i(l_{ligne}))I_{Ai} \quad \text{(IV.28)}$$

Les courants de transfert du début de la de ligne (bus A) au point final (Y) de la section A (la section de la ligne saine A-Y) exprimées en termes des composante symétrique par la formule suivante :

$$I_{Yi} = [-\sinh(\gamma_i l_{ligne})V_{Ai}] / Z_{ciL} + \cos(\gamma_i l_{ligne})I_{Ai} \quad \text{(IV.29)}$$

Ensuite, en utilisant ces signaux de transfert (IV.28), (IV.29), les composantes symétriques des tensions et courants mesuré au jeu de barres B (V_{Bi} , I_{Bi}). La tension au point de défaut (FB) est exprimée comme suit :

$$V_{FBi}^{B} = V_{Bi}\cosh(\gamma_{ic}(l_{cable} - d_{FB})) - Z_{cic}I_{Bi}\sinh(\gamma_{ic}(l_{cable} - d_{FB})) \quad \text{(IV.30)}$$

$$V_{FBi}^{Y} = V_{Yi}\cosh(\gamma_{ic}d_{FB}) - Z_{cic}I_{Yic}\sinh(\gamma_i d_{FB}) \quad \text{(IV.31)}$$

Ensuite, en suivant les mêmes étapes décrites dans le sous-programme SP_A (équation (IV.15) jusqu'à (IV.23) on obtient la formule générale pour le calcul de la distance du défaut :

$$d_{FB} = \frac{1}{\gamma_{ic}}\tanh^{-1}\left[\frac{V_{Yic}\cosh(\gamma_i(l_{cable})) - Z_{cic}I_{Yi}\sinh(\gamma_{ic}(l_{cable})) - V_{Bi}}{V_{Yic}\sinh(\gamma_{ic}(l_{cable})) - Z_{cic}I_{Yi}\cosh(\gamma_{ic}(l_{cable})) - Z_{cic}I_{Bi}}\right] \quad \text{(IV.32)}$$

La résistance de défaut est estimée de la même manière à celle du sous-programme A :

• Défauts monophasés (a-T) et défauts triphasés :

$$R_{FB} = \text{real}[(V_{FB_a}^{B}) / (I_{FB_a}^{B} + I_{FY_a}^{Y})] \quad \text{(IV.33)}$$

• Défauts biphasés sans terre (a-c)

$$R_{FB} = \text{real}[(V_{FB_a}^{B} - V_{FB_c}^{B}) / ((I_{FB_a}^{B} - I_{FB_c}^{B}) + (I_{FY_a}^{Y} - I_{FY_c}^{Y}))] \quad \text{(IV.34)}$$

• Défauts biphasés avec terre (a-c-T):

$$R_{FB} = \text{real}[(V_{FB_a}^{B} + V_{FB_c}^{B}) / ((I_{FB_a}^{B} + I_{FB_c}^{B}) + (I_{FY_a}^{Y} + I_{FY_c}^{Y}))] \quad \text{(IV.35)}$$

Après calcul de la distance de défaut d_{FB} par l'équation (IV.32), la distance de défaut d_B peut être déterminée comme suit:

$$d_{\mathrm{B}} = l_{ligne} + d_{\mathrm{FB}} \qquad \text{(IV.36)}$$

d_B : distance de défaut de la borne A au point de défaut FB.

IV.2.4.3. Sélection de la bonne solution

La localisation de défaut dans la ligne de transmission combinée (figure IV.1) est un problème particulier. Cependant, le problème réside dans la sélection de la distance et la résistance de défaut correcte (d, R_F) des deux solutions proposé par l'algorithme : sous-programme SP_A (d_A, R_{FA}) et sous-programme SP_B (d_B, R_{FB}). La méthode simple et directe qui fonctionne dans la plupart des cas est la suivante : Si la distance de défaut calculé par le sous-programme SP_A d_A est dans la plage de la section A ($0< d_A < l_{\mathrm{ligne}}$) et la distance de défaut calculé par le sous-programme SP_B d_B est hors de sa section ($d_B < 0$, $d_B < l_{\mathrm{ligne}}$, $d_B > l_{\mathrm{ligne}} + l_{\mathrm{cable}}$) alors on accepte la distance et la résistance de défaut calculé par le sous-programme SP_A (d_A, R_{FA}) comme solution, sinon si d_A est hors de la section A ($d_A < 0$, $d_A > l_{\mathrm{ligne}}$) et d_B est entre ($l_{\mathrm{ligne}} < d_B < l_{ligne} + l_{cable}$) alors on accepte la distance et la résistance de défaut calculé par le sous-programme SP_B (d_B, R_{FB}) comme solution, sinon le sous-programme, pour lequel la résistance de défaut calculée est négative, est rejeté. Si cela semble insuffisant, sélectionnez le sous-programme avec la résistance de défaut la plus petit comme solution.

IV.2.4.4. Choix de mode approprié selon le type de défaut

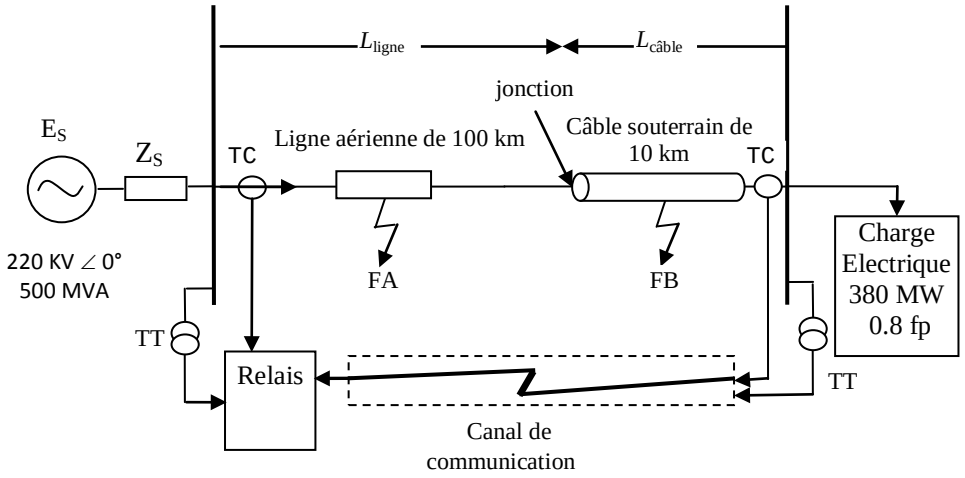
En appliquant les équations (IV.24 et IV.32), trois endroits de défaut peuvent être obtenus pour les différents composants modaux. La prochaine étape est de choisir l'endroit de défaut précis en choisissant le mode approprié 1, 2 et 3 selon la matrice de transformation, pour la transformation de Fortescue. Le mode 1(direct) et 2(inverse) sont valables pour traiter tous les types de défauts, concernant le mode 3 (qui correspondre au mode homopolaire), il est déconseillé à cause de l'impédance homopolaire de la ligne, que l'on considère comme le paramètre incertain. La sélection des distances de défaut appropriées aux modes est non unique et change selon la matrice de transformation celle de Clarke ou de Karrenbauer donc il faut être prudent. [34]

IV.3. Simulation

IV.3.1. Réseau d'étude

Le programme de simulation MATLAB a été appliqué pour évaluer les performances de l'algorithme de localisation de défauts développé. Différents modèles de ligne de transmission combinée ont été modélisés pour la génération des données de défaut utilisées dans le développement de l'algorithme de localisation de défauts présenté. En particulier, le modèle représentée dans la figure IV.6. Ce modèle est composé d'une sources de 220 kV, une ligne aérienne de 100 km, un câble souterrain de 10 km et une charge électrique de 380 MW.[35-36]

Une description générale de ligne de transmission combinée choisi pour la simulation est représentée dans la figure IV. 6**.**



T.C : transformateur de courant.
T.T : transformateur de tension.

Figure.IV.6. Réseau considéré pour l'étude.

Les paramètres du réseau sont donnés dans le tableau suivant :

Tableau IV.1 : Paramètres du réseau.[35-36]

Composant	Paramètres	
Ligne aérienne	L	100 km
	Z'_{1L}	(0.3317+j0.41657)Ω/km
	Z'_{0L}	(0.4817+j1.443)Ω/km
	C'_{1L}	8.688 nF/km
	C'_{0L}	4.762 nF/km
Câble souterrain	L	10 km
	Z'_{1L}	(0.024 +j0.1344)Ω/km
	Z'_{0L}	(0.412+j0.4818)Ω/km
	C'_{1L}	0.2811 µF/km
	C'_{0L}	0.1529 µF/km
Charge	P	380MW
	fp	0.8
Sources : 220 kv (φ = 0°)	S	500 MVA

Les valeurs des courants et tensions en très haute tension sont relativement grandes de l'ordre de kA et kV. Avant d'être utilisées par les relais, ces valeurs doivent être réduites. Cette fonction est assurée par les transducteurs qui assurent l'isolation galvanique et la réduction de la grandeur à mesurer. Ils convertissent soit la tension primaire (par des transformateurs de tension T.T) soit le courant primaire (par des transformateurs de courant TC) en une tension acceptable pour le fonctionnement du relais.

Les signaux de courants et tensions utilisés par le relais sont générés au terminal A. Ces signaux sont calculés à une fréquence de 100 kHz et traités par un filtre passe-bas de Butterworth d'ordre 4 avec une fréquence de coupure de 300 Hz. Un processus de prélèvement d'échantillonnage de 1 kHz (20 échantillons par cycle de 50 Hz) est appliqué. Ce taux d'échantillonnage est compatible avec les taux actuellement utilisés dans les relais numériques.

IV.3.2. Logiciel utilisé

La simulation est réalisée par le logiciel Matlab-Simulink avec power Système [38] (Figure IV.7) pour régénérer les signaux tensions et courants au niveau des jeux de barres A et B. L'application des algorithmes de la localisation de défaut est réalisée par le même logiciel.

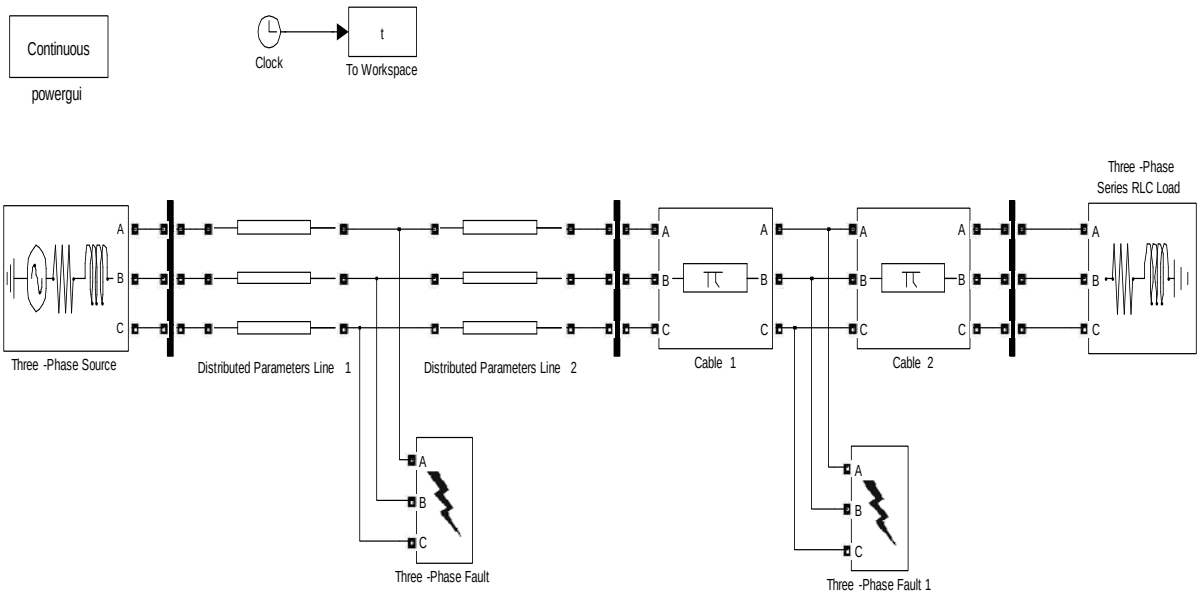


Figure (IV.7) : Réseau simulé sur Simulink-Matlab

IV.4. Evaluation des performances de l'algorithme

Pour évaluer les performances de l'approche proposée, les courants et les tensions des trois phases des deux extrémités de la ligne de transmission combinée sont extraits et échantillonnés avec un taux d'échantillonnage de 20 échantillons par cycle. Ce taux d'échantillonnage est assez suffisant pour satisfaire les exigences des relais numériques modernes et pour l'évaluation de toutes les phases à l'aide de la transformation de Fourier. Ces échantillonnés produits sont intégrés dans un localisateur qui contient une étape de filtrage (filtre passe-bas), calcul de la DFT puis la transformation à l'aide de la théorie des composante symétriques.

Les figures IV.8a et IV.8b représentent respectivement les signaux des tensions et courants des trois phases de la ligne en défaut au jeu de barres A pour un défaut monophasé avec terre pour une résistance de défaut (R_f =1 0 Ω), à une distance d = 10 km à partir du jeu de barres A.

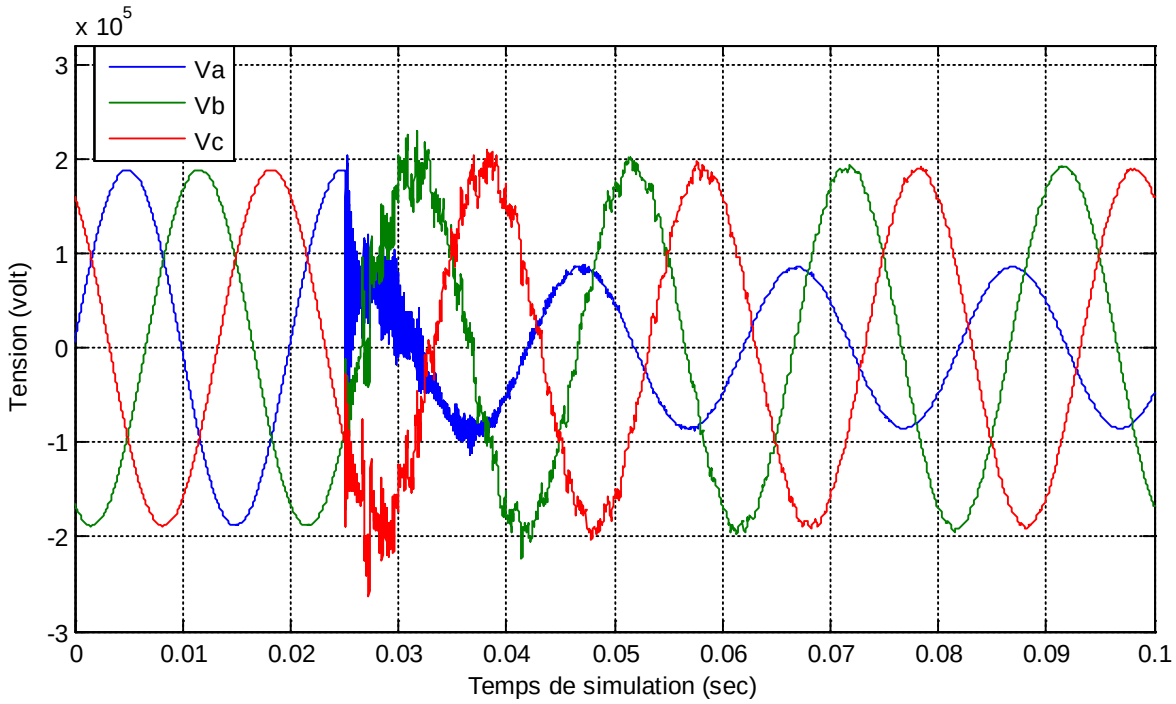


Figure (IV.8a): Tensions des trois phases de la ligne en défaut au jeu de barres A.

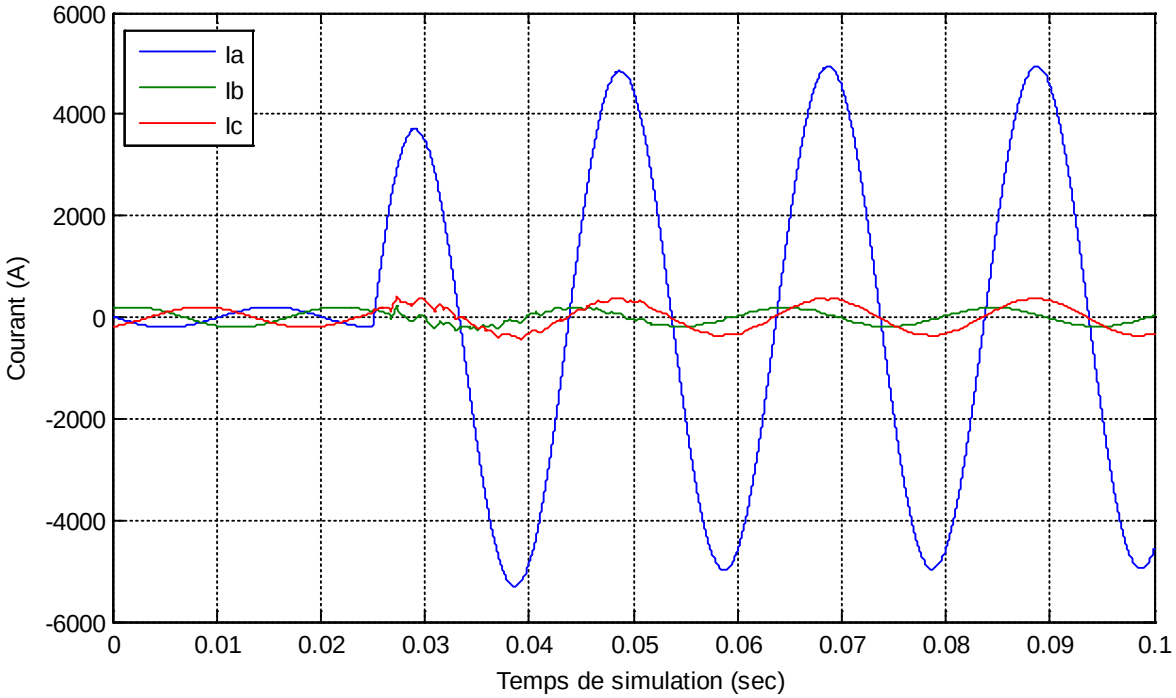


Figure (IV.8b): Courants des trois phases de la ligne en défaut au jeu de barres A.

Les Figures IV.9a et IV.9b représentent respectivement le filtrage des signaux de tension et courant de la phase « a » de la ligne en défaut au jeu de barres A pour un défaut monophasé avec terre pour une résistance de défaut (Rf = 10 Ω), à une distance x = 10 km à partir du jeu de barres A. La performance de l'algorithme du filtrage numérique (Butterworth) montre son exactitude pour obtenir une tension typique et un courant en forme d'onde à 50Hz, dans une ligne de transport à haute tension en défaut.

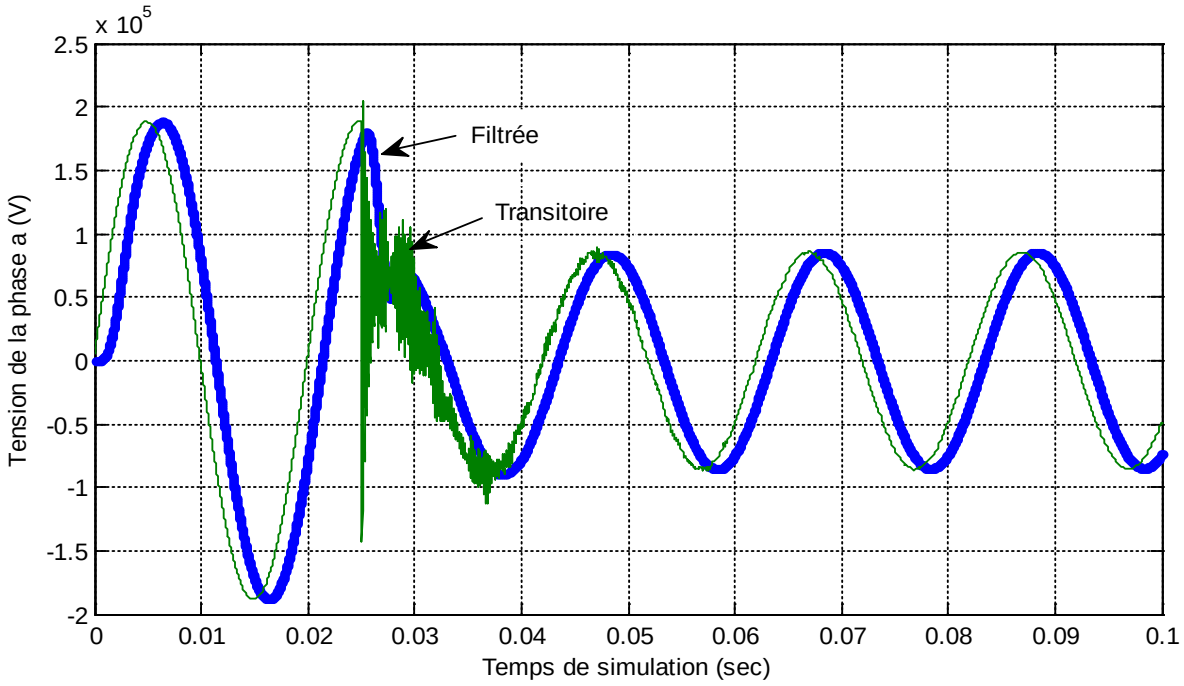


Figure (IV.9a): La tension de la phase « a » filtrée.

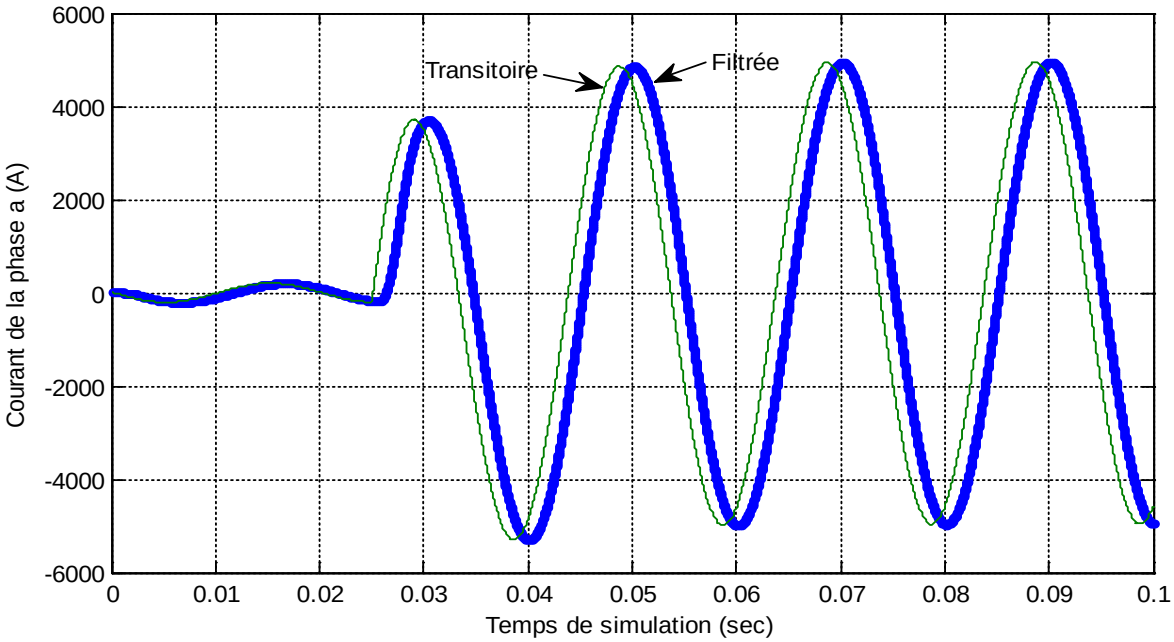


Figure (IV.9b): Le courant de la phase « a » filtré.

Les Figures IV.10a et IV.10b représentent respectivement l'échantillonnage d'une période des signaux filtré de tension et courant de la phase « a » de la ligne en défaut au jeu de barres A pour un défaut monophasé avec terre pour une résistance de défaut (Rf = 10 Ω), à une distance x = 10 km à partir du jeu de barres A. la fréquence d'échantillonnage utilisée est de l'ordre de 1KHZ (Fe = 1/Te). Cette fréquence est employée par la majorité des relais actuels.

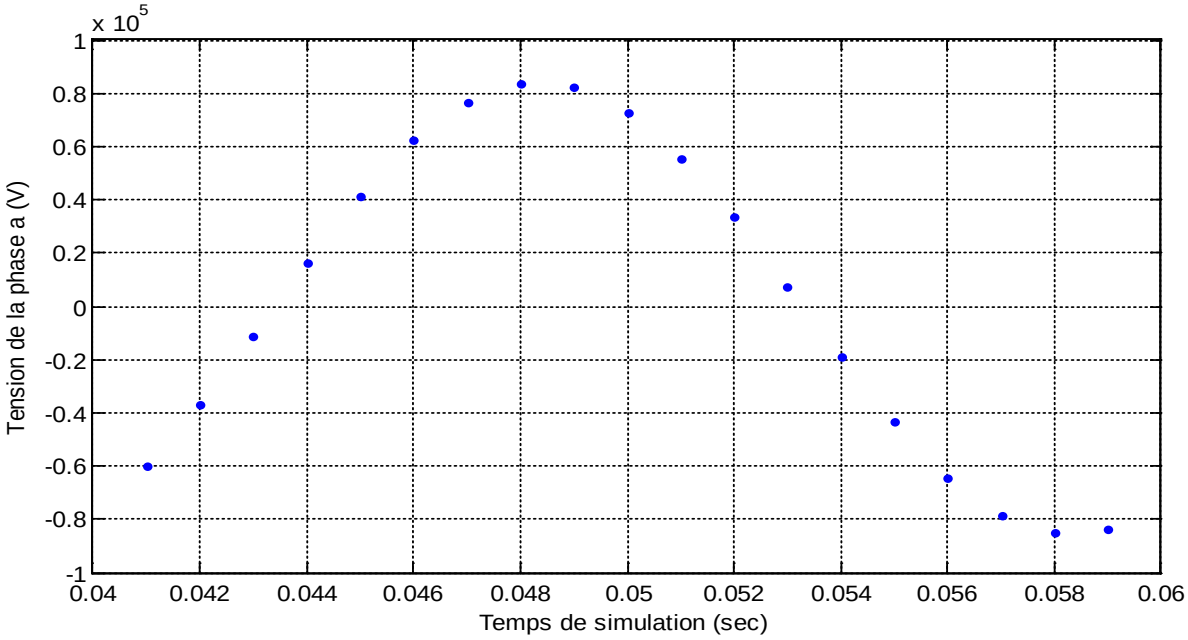


Figure (IV.10a): Une période de la tension de la phase « a » échantillonné.

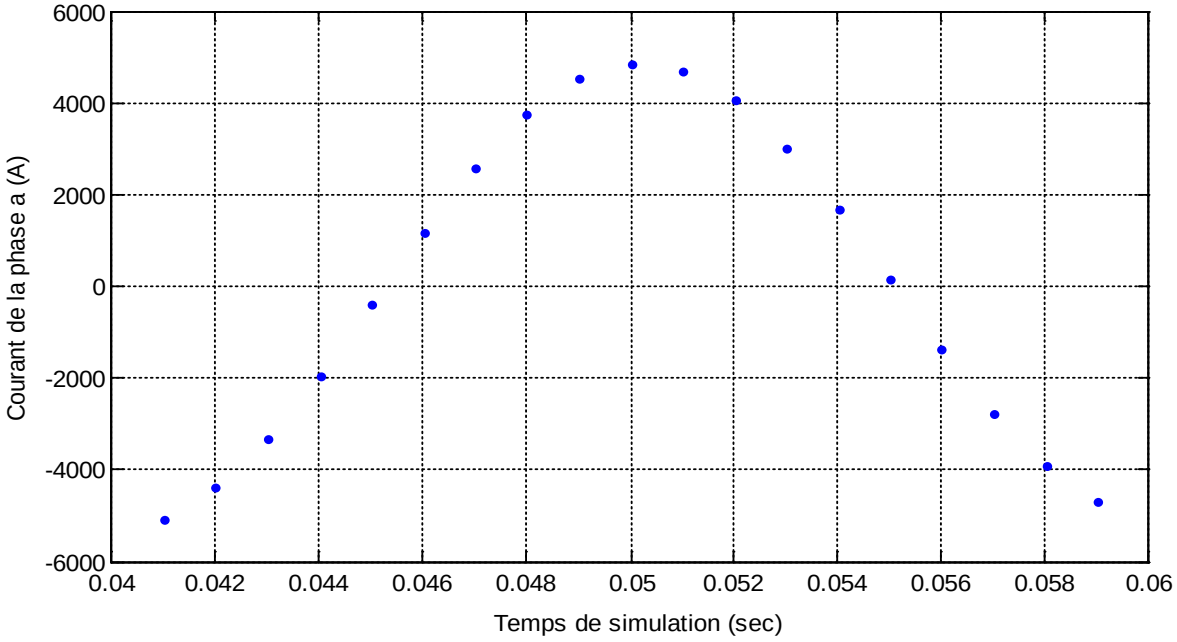


Figure (IV.10b): Une période du courant de la phase « a » échantillonné.

Les Figures IV.11a et IV.11b représentent respectivement la DFT d'une période des signaux échantillonnée de tension et courant de la phase « a » de la ligne en défaut au jeu de barres A pour un défaut monophasé avec terre pour une résistance de défaut (Rf = 10 Ω), à une distance x = 10 km à partir du jeu de barres A. Cette étape est très importante car elle nous permet d'éliminé les harmonique et d'extraire la fondamentale qui sera utilisé dans l'algorithme de localisation de défaut.

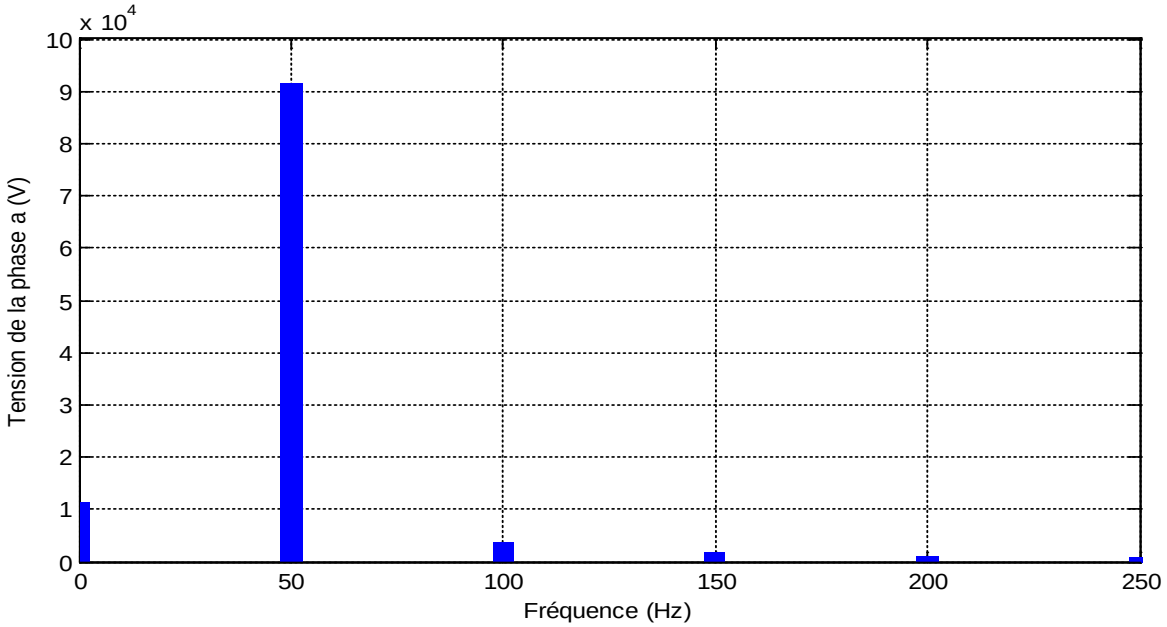
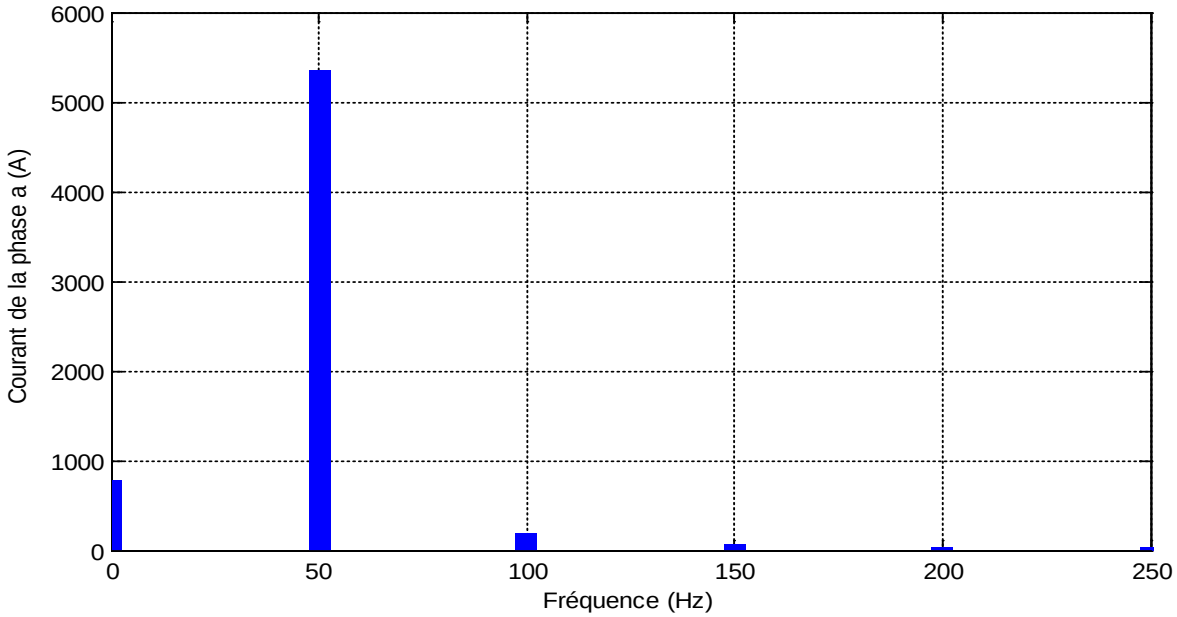


Figure (IV.11a): La DFT d'une période de la tension de la phase « a ».



Figures (IV.11b): La DFT d'une période du courant de la phase « a ».

IV.4.1)- Calcul de la distance de défaut

Pour évaluer les performances de l'approche proposée tous les types de défaut possibles (monophasé, biphasé avec et sans terre, triphasé) et à chaque endroit (10%, 20%, 30%, 40%,…..90%) de la longueur totale l de la ligne de transmission combinée ont été testés en utilisant le logiciel Matlab pour découvrir l'erreur E maximum qui est exprimée en pourcentage par la relation suivante :

$$\text{erreur}(\%)=\frac{d_R - d}{l} * 100 \qquad \text{(IV.37)}$$

d_R : La distance réelle de défaut.

d : La distance calculée de défaut.

l : La longueur totale de la ligne de transmission combinée.

Pour mieux comprendre le principe de fonctionnement de l'algorithme de localisation de défaut proposé est surtout la procedure de selection de la bonne solution on a proposé d'étudie deux exemple de défaut monophasé à la terre un sur la section A (exemple 1 - figure. IV.12) et l'autre sur la section B (exemple 2 - figure. IV.13).

Dans l'exemple 1 (figure. IV.12), le cas suivant a été pris en compte: défaut monophasé entre la phase **a** et la terre dans la section A (défaut dans la ligne aérienne) - distance de défaut par rapport à la borne A: d_{FA} = 80 km, résistance de défaut : R_{FA} = 10Ω. Les résultats continus ont été moyennés dans la période de défaut (40: 60) ms.

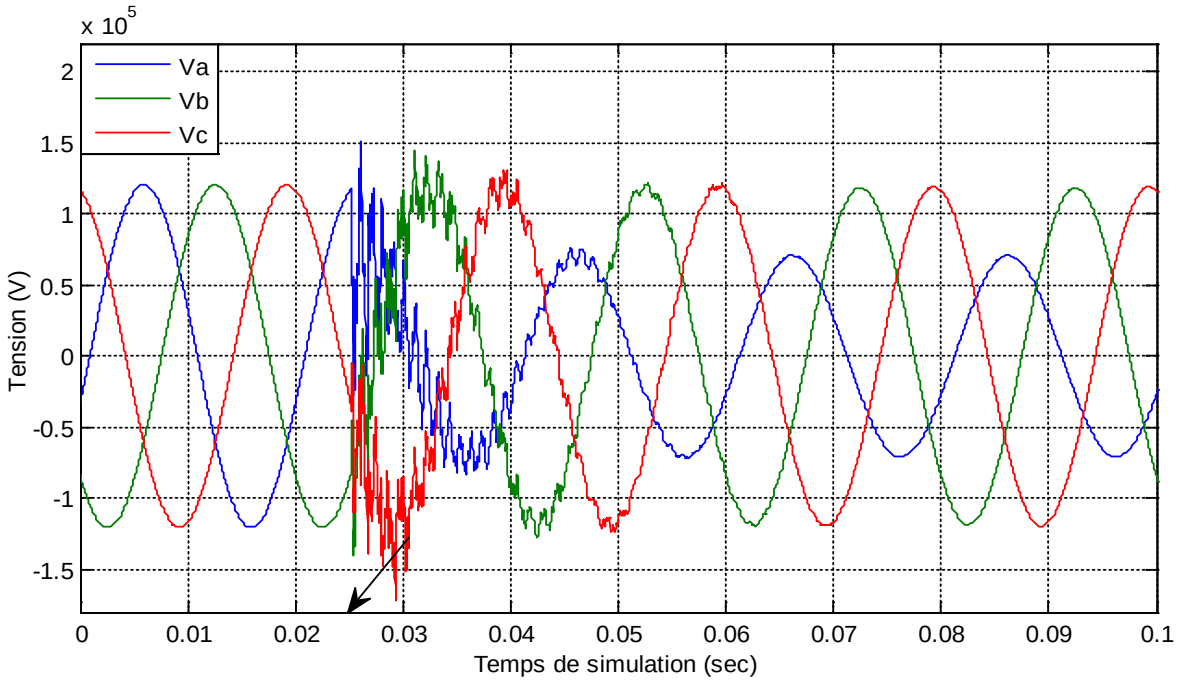


Figure (IV.12a) : Tensions des trois phases de la ligne de transmission combinée en défaut au jeu de barres A.

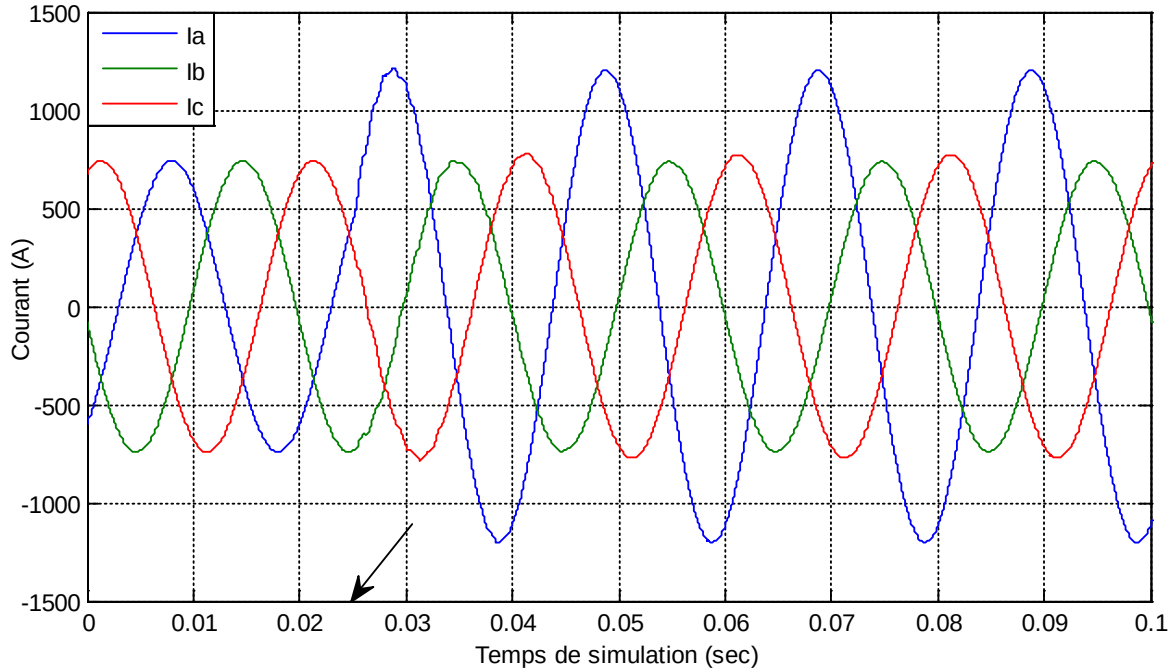


Figure (IV.12b) : Courants des trois phases de la ligne de transmission combinée en défaut au jeu de barres A.

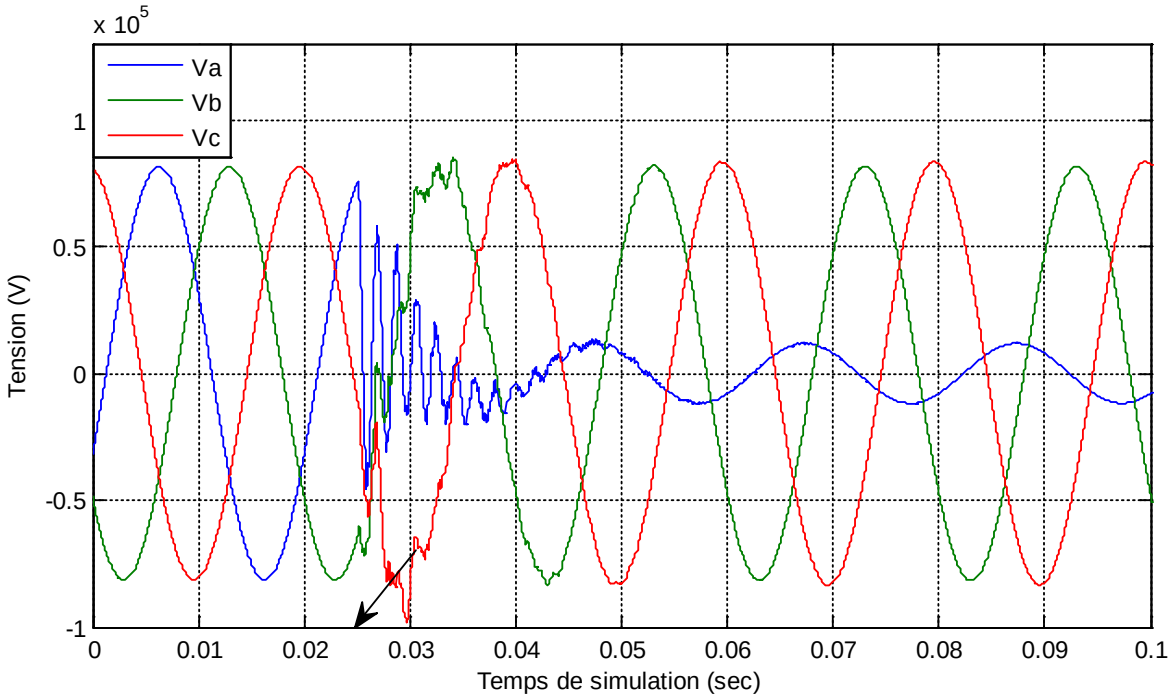


Figure (IV.12c) : Tensions des trois phases de la ligne de transmission combinée en défaut au jeu de barres B.

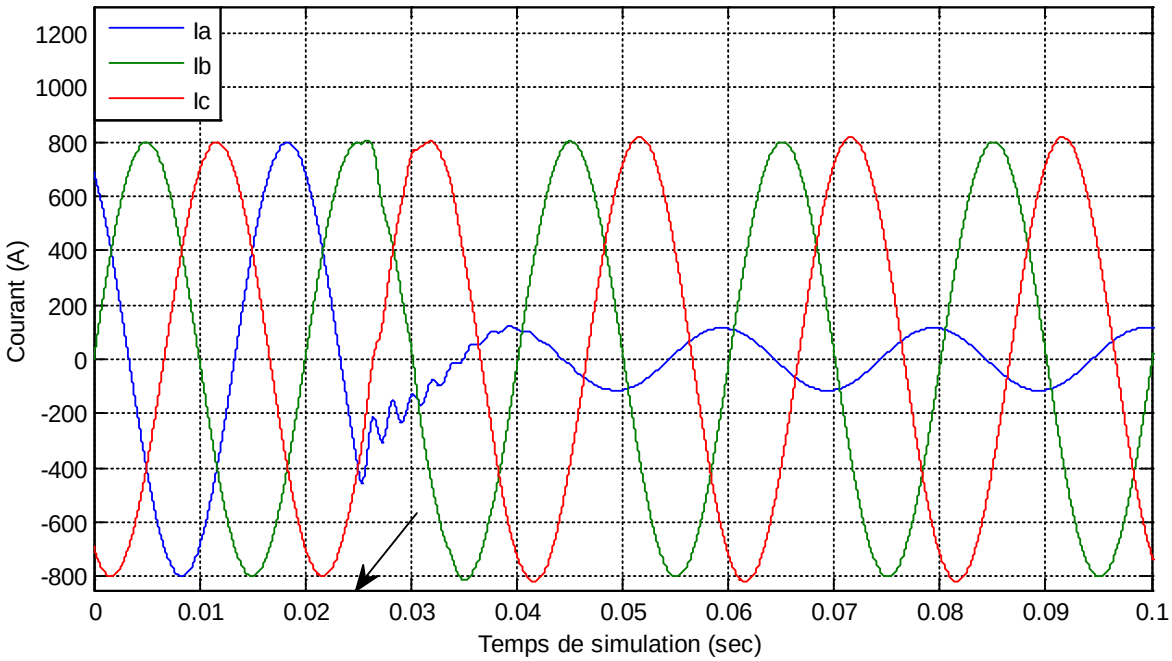


Figure (IV.12d) : Courants des trois phases de la ligne de transmission combinée en défaut au jeu de barres B.

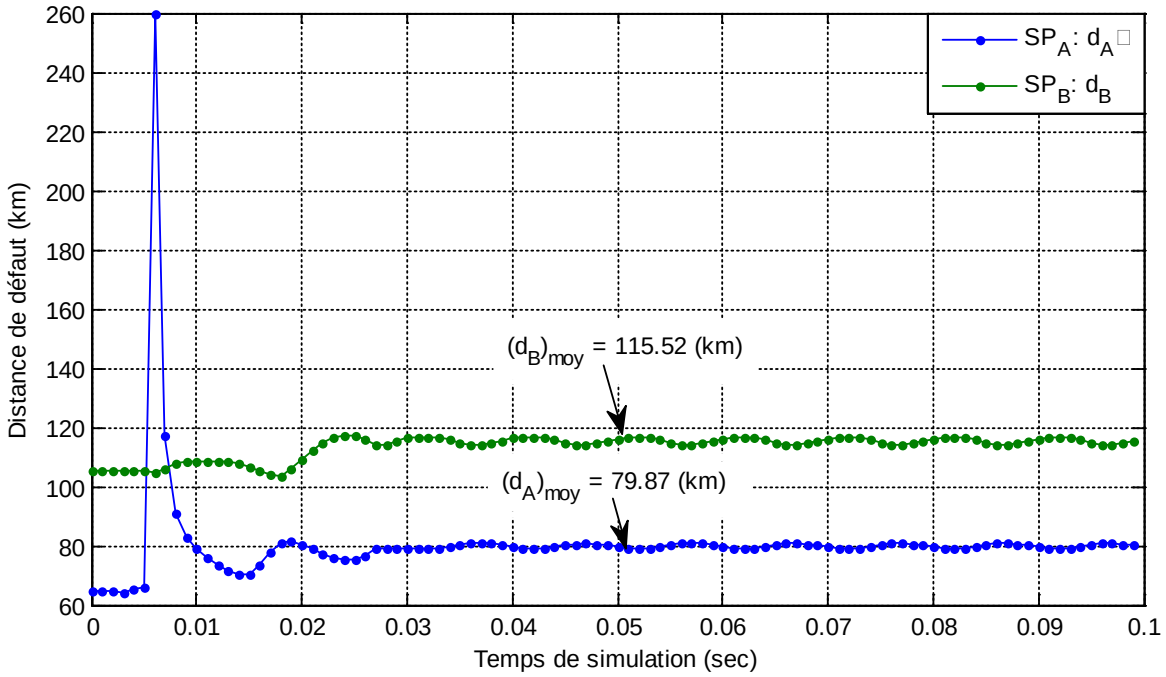
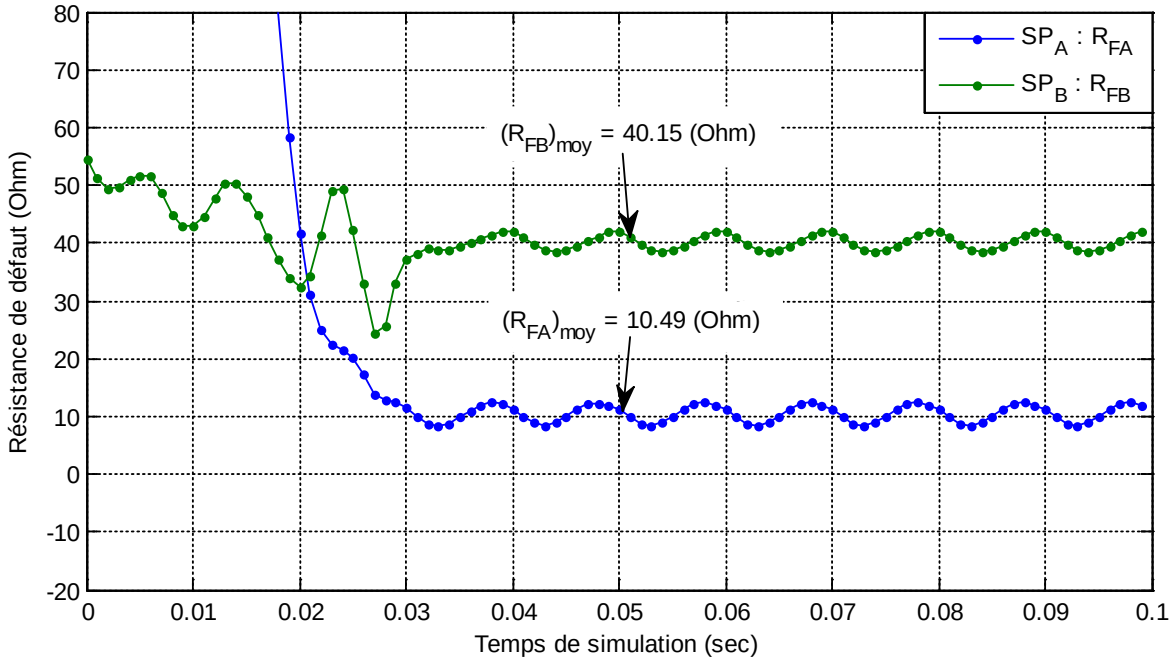


Figure (IV.12e) : la distance de défaut calculé par les deux sous-programmes (SP_A, SP_B).



Figure(IV.12f) : la résistance de défaut calculé par les deux sous-programmes (SP_A, SP_B).

Figure (IV.12) : l'exemple 1 : défaut monophasé **a-T** dans la section A (défaut dans la ligne aérienne, d_{FA}= 80 km, R_{FA}= 10 Ω).

Les deux sous-programmes indiquent les distances et les résistances de défaut suivantes :
Le sous-programme SP_A estime:

Une distance de défaut de 79,87 (km) et une résistance de défaut de 10,49 (Ω).

Le sous-programme SP_B estime:

Une distance de défaut de 115,52 (km) et une résistance de défaut de 40,15 (Ω).

En appliquant la procédure de sélection (section IV.2.4.3), le sous- programme SP_A donne l'estimation finale de la distance de défaut 79,87 (km) et la résistance de défaut de 10,49 (Ω). Il est intéressant de noter que seul le sous-programme SP_A fournit le résultat dans sa section avec une résistance de défaut positive tandis que le sous-programme SP_B donne une distance de défaut hors de sa section (la distance estimé est de 115,52 (Km) et la section B est entre 100 et 110 (km)) donc il est rejeté.

Dans l'exemple 2 (figure.IV.13), le cas suivant a été pris en compte: défaut monophasé entre la phase **a** et la terre dans la section B (défaut dans le câble souterrain) - distance de défaut par rapport à la borne A: d_{FB} = 108 km, résistance de défaut : R_{FA} = 10 Ω.
Les résultats continus ont été moyennés dans la période de défaut (40: 60) ms.

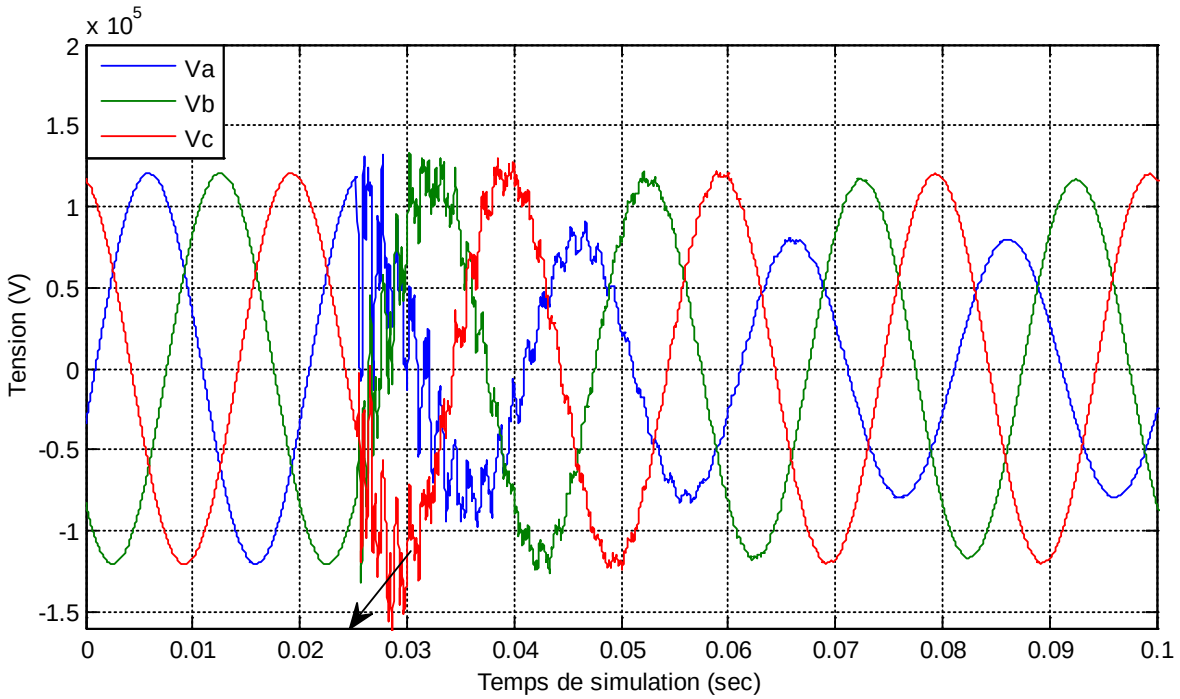


Figure (IV.13a) : Tensions des trois phases de la ligne de transmission combinée en défaut au jeu de barres A.

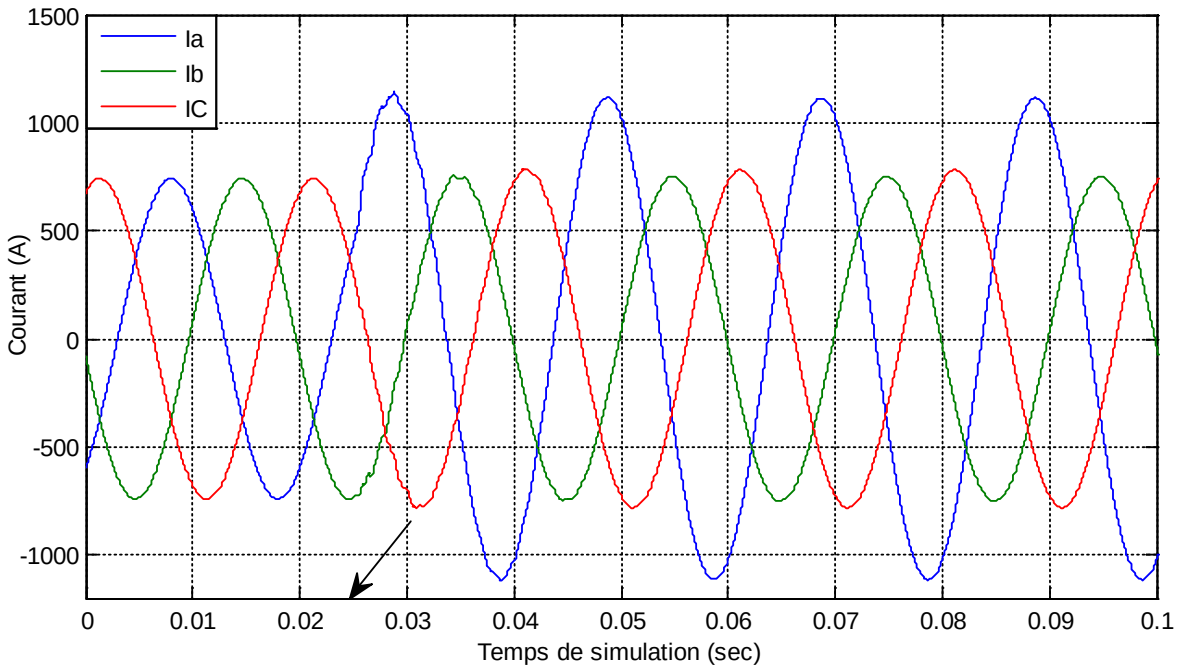


Figure (IV.13b) : Courants des trois phases de la ligne de transmission combinée en défaut au jeu de barres A.

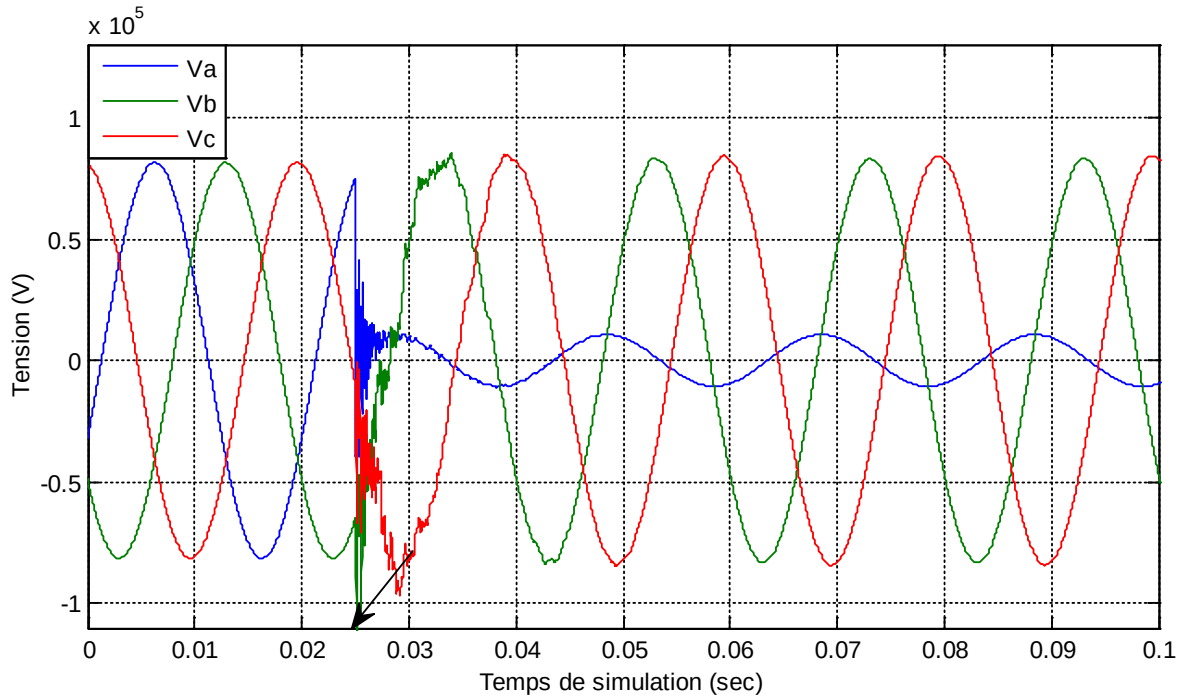


Figure (IV.13c) : Tensions des trois phases de la ligne de transmission combinée en défaut au jeu de barres B.

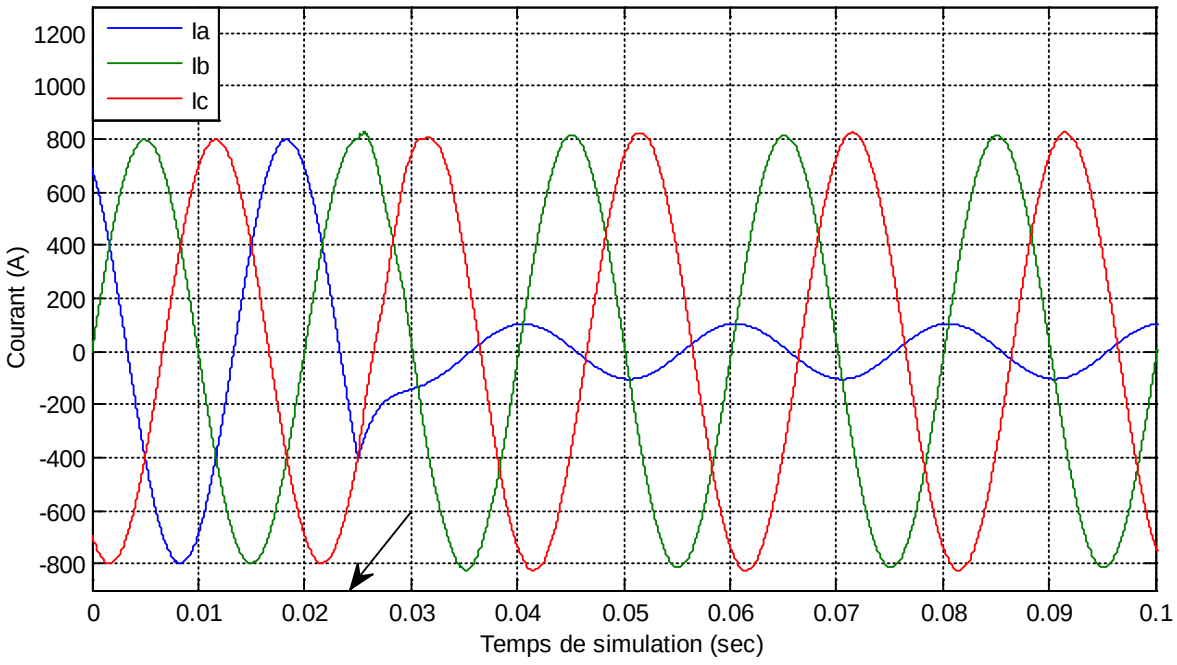


Figure (IV.13d) : Courants des trois phases de la ligne de transmission combinée en défaut au jeu de barres B.

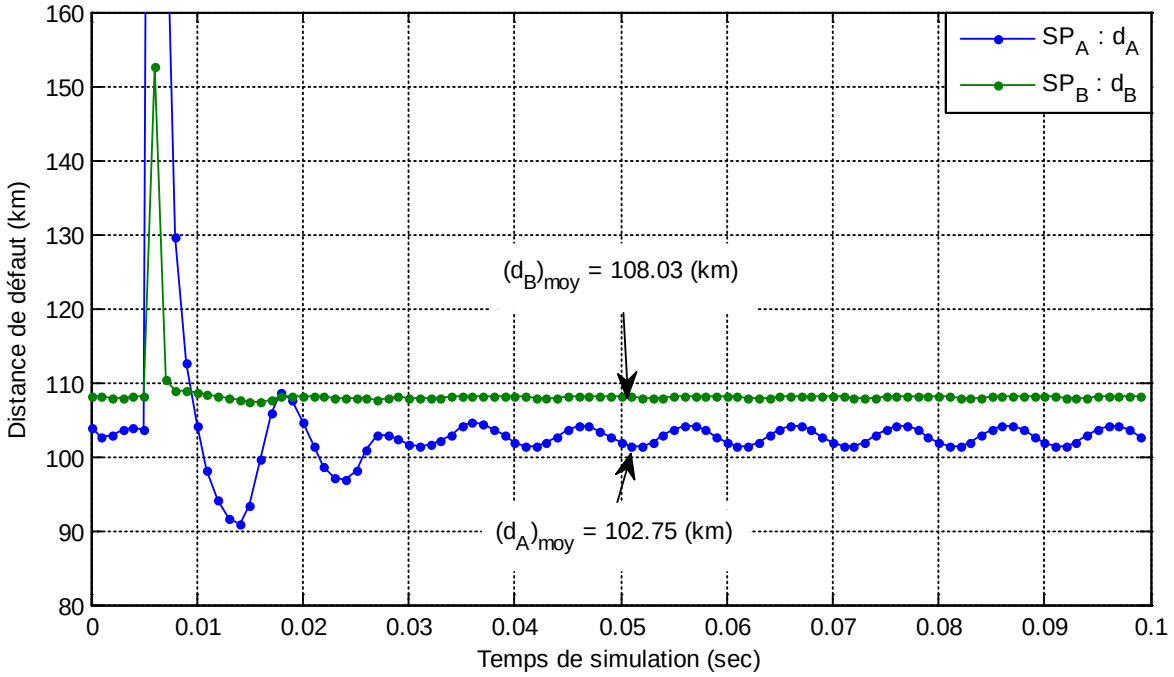
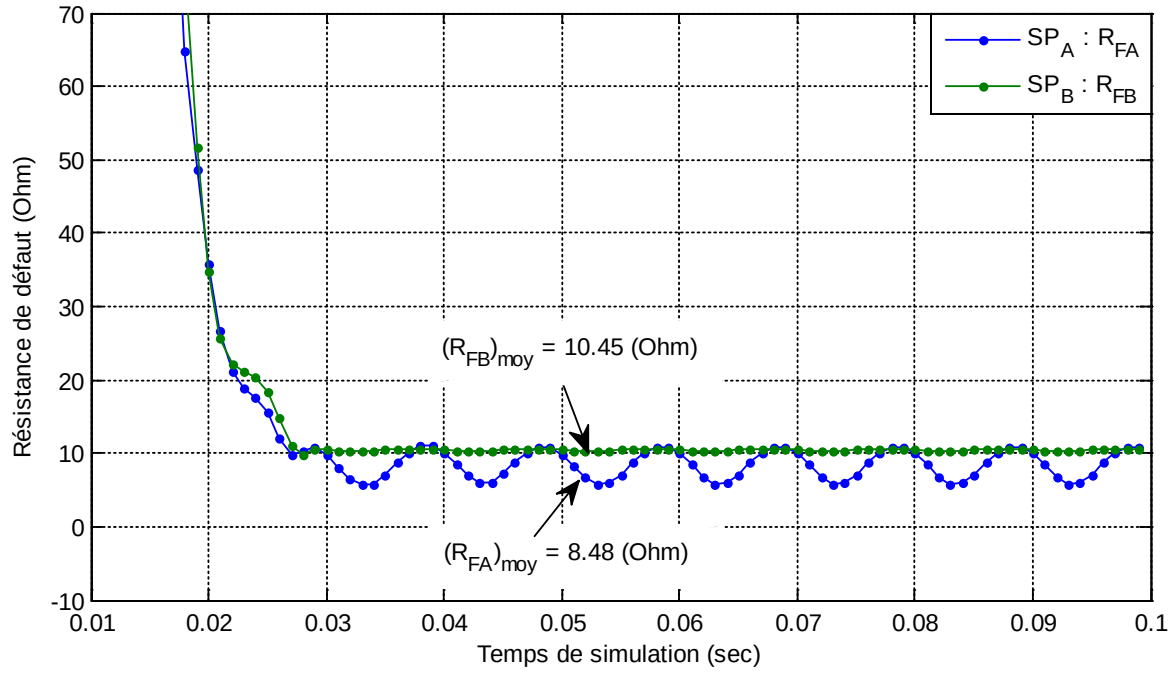


Figure (IV.13e) : la distance de défaut calculé par les deux sous-programmes (SP_A, SP_B).



Figure(IV.13f): la résistance de défaut calculé par les deux sous-programmes (SP_A, SP_B).

Figure (IV.13) : l'exemple 2 : défaut monophasé **a-T** dans la section B (défaut dans le câble souterrain, d_{FB}= 108 km, R_{FA}= 10 Ω).

Les deux sous-programmes indiquent les distances et les résistances de défaut les suivante :

Le sous-programme SP_A estime:

Distance de défaut 102,75 (km), résistance de défaut 8,48 (Ω)

Le sous-programme SP_B estime:

Distance de défaut 108,03 (km), résistance de défaut 10,45 (Ω)

En utilisant l'algorithme de sélection, le sous-programme SP_B donne l'estimation finale de la distance de défaut 108,03 (km) et la résistance de défaut de 10,45 (Ω).). Il est intéressant de noter que seul le sous-programme SP_B fournit le résultat dans sa section avec une résistance de défaut positive tandis que le sous-programme SP_A donne une distance de défaut hors de sa section (la distance estimé est de 102.75 (Km) et la section A est entre 0 et 100 (km)) donc il est rejeté.

IV.4.1.1. Défauts monophasés

Le tableau IV.2 représente les valeurs des distances et résistances des défauts calculées (d,R_F) pour des défauts monophasés et les erreurs dans le calcul des distances des défauts E(%) pour différentes valeurs des résistances des défauts R_f.

Tableau.IV.2. Valeurs des distances des défauts monophasés calculées d (km) et les erreurs E(%) en fonction des distances des défauts réelles d_R .

	$R_f = 0\ \Omega$			$R_f = 10\ \Omega$			$R_f = 20\ \Omega$		
d_R(km)	d(km)	R_f (Ω)	E (%)	d(km)	R_f (Ω)	E (%)	d(km)	R_f (Ω)	E (%)
10	10.98	1.01	0.90	10.98	9.71	0.90	10.98	19.63	0.90
20	20.79	1.10	0.73	20.79	9.81	0.73	20.79	19.74	0.73
30	30.63	1.23	0.583	30.64	9.90	0.592	30.64	19.84	0.592
40	40.48	1.38	0.444	40.48	9.99	0.444	40.49	19.95	0.453
50	50.33	1.53	0.30	50.33	10.10	0.30	50.33	20.08	0.30
60	60.17	1.68	0.157	60.17	10.22	0.157	60.18	20.21	0.166
70	70.02	1.83	0.01	70.02	10.35	0.01	70.02	20.36	0.01
80	79.87	2.43	0.13	79.87	10.49	0.13	79.88	20.52	0.814
90	89.73	2.10	0.25	89.74	10.64	0.240	89.74	20.69	0.240
102	102.20	0.044	0.18	102.20	10.17	0.18	102.20	20.43	0.18
104	103.94	0.15	0.055	104.14	10.26	0.129	104.14	20.67	0.129
106	106.08	0.097	0.07	106.08	10.35	0.07	106.08	20.92	0.07
108	108.01	0.069	0.009	108.03	10.45	0.027	108.03	21.17	0.027

La figure (IV.14) : représente les erreurs de localisation E (%) des défauts monophasés en fonction des endroits de défaut d en (km) pour différentes valeurs de la résistance des défauts R_f.

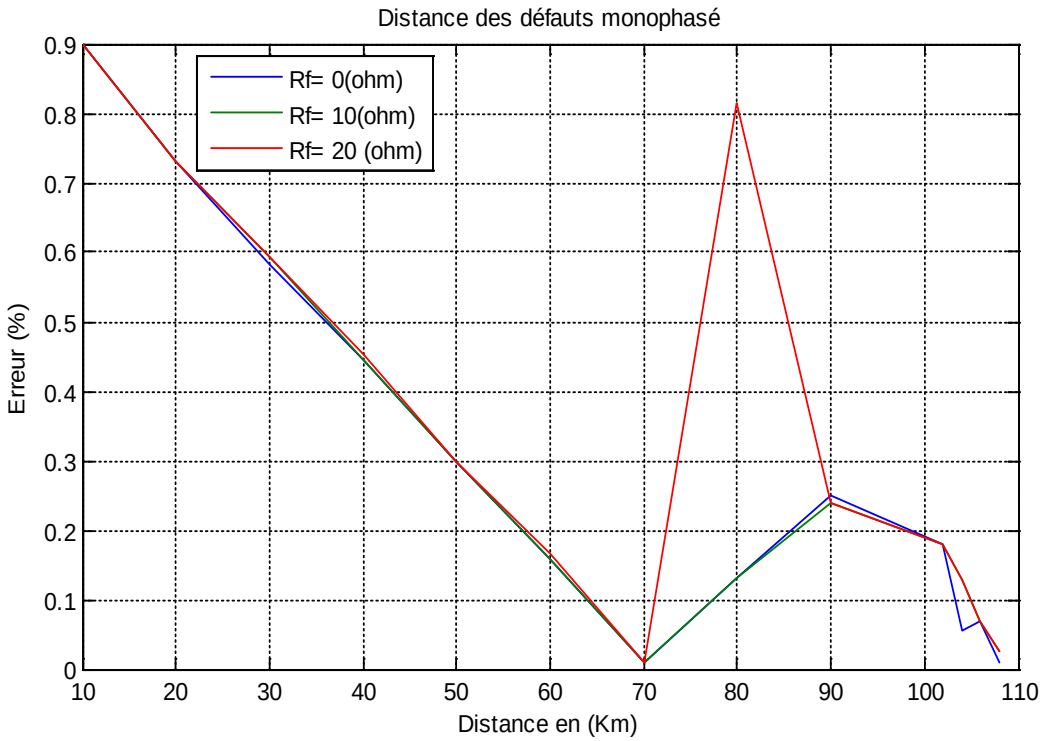


Figure (IV.14): Les erreurs de localisation E (%), en fonction des endroits réels des défauts monophasés d (km) pour différents valeurs des résistances des défauts R_f.

IV.4.1.2. Défauts biphasés sans terre :

Le tableau IV.3 représente les valeurs des distances et résistances des défauts calculées (d,R_F) pour des défauts biphasés sans terre et les erreurs dans le calcul des distances des défauts E(%) pour différentes valeurs des résistances des défauts R_f.

Tableau(IV.3): Valeurs des distances des défauts biphasés sans terre calculées d (km) et les erreurs E(%) en fonction des distances des défauts réelles d_R .

	$R_f = 0\ \Omega$			$R_f = 10\ \Omega$			$R_f = 20\ \Omega$		
d_R(km)	d(km)	R_f (Ω)	E (%)	d(km)	R_f (Ω)	E (%)	d(km)	R_f (Ω)	E (%)
10	9.72	0.60	0.25	11.34	9.50	1.24	12.94	18.71	0.72
20	19.24	0.74	0.70	20.61	9.76	0.56	21.98	19.08	1.83
30	29.36	0.83	0.59	30.55	9.80	0.50	31.75	19.18	1.62
40	39.64	0.93	0.33	40.69	9.78	0.63	41.74	19.22	1.61
50	49.98	1.03	0.01	50.91	9.74	0.84	51.83	19.23	1.69
60	60.38	1.16	0.35	61.18	9.68	1.09	61.98	19.23	1.83
70	70.82	1.30	0.75	71.50	9.63	1.38	72.17	19.23	2.009
80	81.29	1.46	1.19	81.85	9.57	1.71	82.40	19.24	2.22
90	91.82	1.64	1.68	92.25	9.52	2.08	92.66	19.25	2.46
102	101.67	0.50	0.30	101.58	10.19	0.38	101.50	20.39	0.46
104	103.76	1.06	0.22	103.67	10.33	0.30	103.59	20.44	0.37
106	105.86	1.62	0.12	105.78	10.50	0.20	105.69	20.51	0.28
108	107.56	2.08	0.40	106.96	10.56	0.96	106.93	20.51	0.99

La figure (IV.15) : représente les erreurs de localisation E (%) des défauts biphasés sans terre en fonction des endroits de défaut d en (km) pour différentes valeurs de la résistance des défauts R_f.

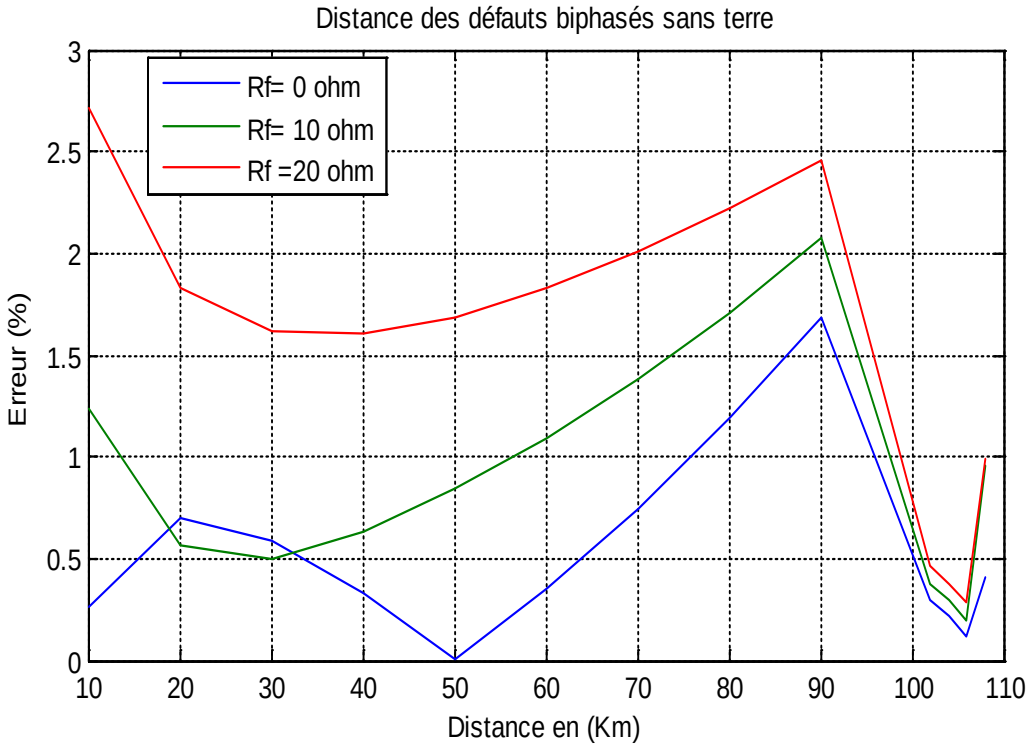


Figure (IV.15): Les erreurs de localisation E (%), en fonction des endroits réels des défauts biphasés sans terre d (km) pour différents valeurs des résistances des défauts R_f.

IV.4.1.3. Défauts biphasés avec terre :

Le tableau IV.4 représente les valeurs des distances et résistances des défauts calculées (d,R_F) pour des défauts biphasés avec terre et les erreurs dans le calcul des distances des défauts E(%) pour différentes valeurs des résistances des défauts R_f.

Tableau.IV.4. Valeurs des distances des défauts biphasés avec terre calculées d (km) et les erreurs E(%) en fonction des distances des défauts réelles d_R .

	$R_f = 0\ \Omega$			$R_f = 10\ \Omega$			$R_f = 20\ \Omega$		
d_R(km)	d(km)	R_f (Ω)	E (%)	d(km)	R_f (Ω)	E (%)	d(km)	R_f (Ω)	E (%)
10	10.99	0.55	0.91	10.99	9.60	0.91	10.99	19.43	0.91
20	20.81	0.52	0.75	20.80	9.67	0.74	20.80	19.52	0.74
30	30.66	0.59	0.61	30.65	9.74	0.60	30.65	19.60	0.60
40	40.52	0.81	0.48	40.51	9.82	0.47	40.50	19.69	0.46
50	50.36	1.07	0.33	50.35	9.92	0.32	50.34	19.80	0.31
60	60.21	1.34	0.19	60.20	10.03	0.18	60.19	19.94	0.17
70	70.05	1.63	0.04	70.04	10.16	0.03	70.04	20.09	0.03
80	79.90	1.92	0.09	79.89	10.31	0.10	79.89	20.27	0.10
90	89.76	2.21	0.22	89.75	10.48	0.23	89.75	20.46	0.23
102	102.20	0.02	0.18	102.20	10.01	0.18	102.20	20.09	0.18
104	104.14	0.02	0.12	104.14	10.04	0.12	104.14	20.16	0.12
106	106.08	0.04	0.07	106.08	10.06	0.07	105.00	19.92	0.92
108	107.99	0.61	0.009	108.03	10.08	0.02	108.03	20.31	0.02

La figure IV.16 représente les erreurs de localisation E (%) des défauts biphasés avec terre en fonction des endroits de défaut d en (km) pour différentes valeurs de la résistance des défauts R_f.

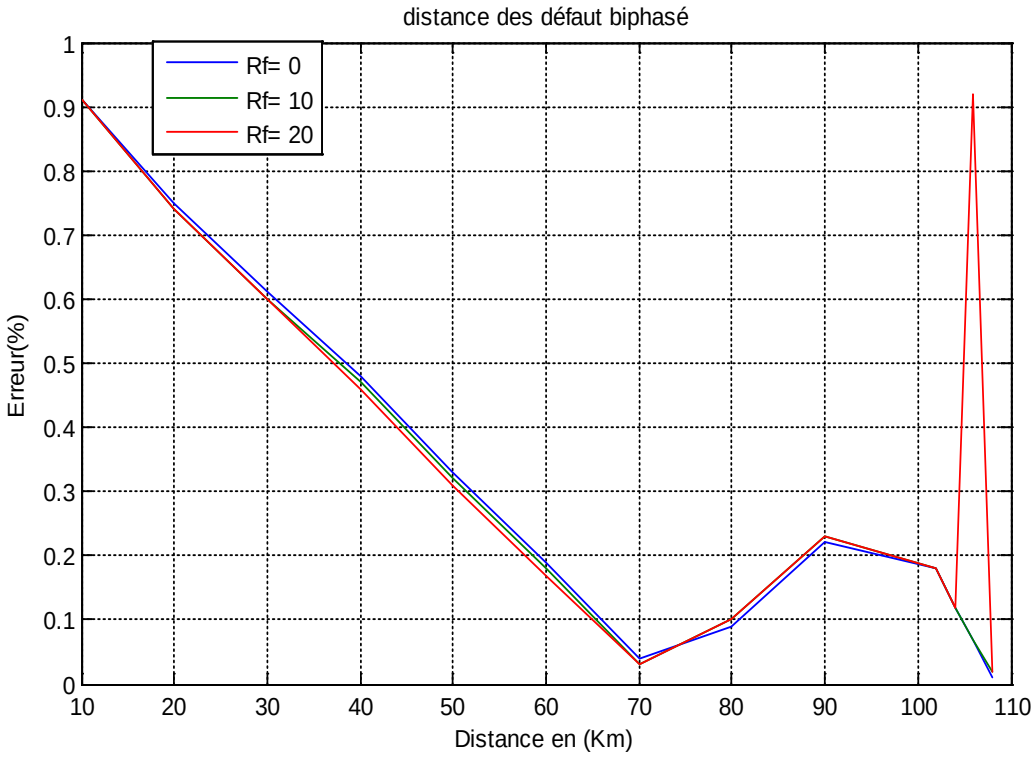


Figure (IV.16): Les erreurs de localisation E (%), en fonction des endroits réels des défauts biphasés avec terre d (km) pour différents valeurs des résistances des défauts R_f.

IV.4.1.4. Défauts triphasés :

Le tableau IV.5 représente les valeurs des distances et résistances des défauts calculées (d,R_F) pour des défauts triphasés et les erreurs dans le calcul des distances des défauts E(%) pour différentes valeurs des résistances des défauts R_f.

Tableau.IV.5. Valeurs des distances des défauts triphasés calculées d (km) et les erreurs E(%) en fonction des distances des défauts réelles d_R .

	$R_f = 0\ \Omega$			$R_f = 10\ \Omega$			$R_f = 20\ \Omega$		
d_R(km)	d(km)	R_f (Ω)	E (%)	d(km)	R_f (Ω)	E (%)	d(km)	R_f (Ω)	E (%)
10	10.01	0.21	0.009	10.54	9.76	0.5	11.10	19.39	1.01
20	20.02	0.42	0.01	20.50	9.78	0.46	21.01	19.44	0.93
30	30.03	0.63	0.02	30.48	9.81	0.44	30.94	19.49	0.87
40	40.06	0.83	0.55	40.47	9.84	0.43	40.89	19.54	0.82
50	50.10	1.04	0.09	50.47	9.88	0.43	50.85	19.61	0.78
60	60.17	1.25	0.15	60.49	9.92	0.45	60.83	19.68	0.76
70	70.25	1.46	0.23	70.54	9.97	0.5	70.84	19.76	0.77
80	80.36	1.67	0.33	80.61	10.03	0.92	80.87	19.86	0.80
90	90.51	1.88	0.47	90.72	10.09	0.66	90.93	19.96	0.86
102	102.00	0.54	0	101.95	10.19	0.04	101.91	20.38	0.008
104	104.00	1.11	0	103.96	10.34	0.03	103.91	20.43	0.08
106	106.00	1.66	0	105.96	10.51	0.03	105.92	20.50	0.07
108	108.00	2.18	0	107.96	10.71	0.03	107.92	20.59	0.07

La figure IV.17 représente les erreurs de localisation E (%) des défauts triphasés en fonction des endroits de défaut d en (km) pour différentes valeurs de la résistance des défauts R_f.

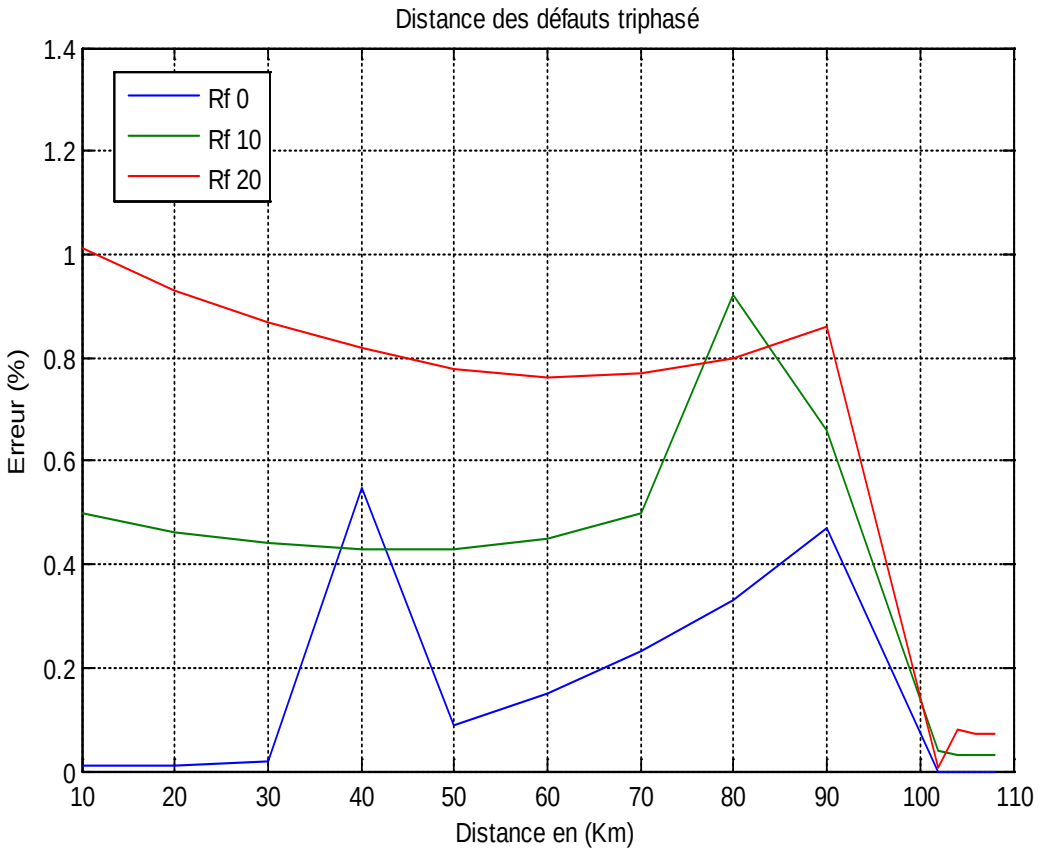


Figure (IV.17): Les erreurs de localisation E (%), en fonction des endroits réels des défauts triphasé d (km) pour différents valeurs des résistances des défauts R_f.

IV.5. Interprétation des Résultats :

Les résultats obtenus montrent clairement que l'algorithme développé dans ce travail donne des résultats très satisfaisante puisque l'erreur maximum enregistrée dans l'estimation de la distance de défaut reste très petite est ne dépasse pas 1% même pour des grandes valeurs de la résistance de défaut qui peut aller jusqu'a 20 Ω est cela pour tous les types de défauts (monophasé, biphasé et triphasé). On remarque aussi que l'erreur dans l'estimation de la distance de défaut est minime au milieu de la ligne est qu'il y'a peu d'influence de la résistance de défaut sur la précision dans la localisation de défaut.

IV.6. Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons présenté une approche de localisation de l'endroit de défaut dans les lignes de transmission combinée. Cette approche utilise les mesures synchronisées des deux extrémités de la ligne et profite des avantages de la technologie numérique et les relais numériques qui sont aujourd'hui disponible et peuvent facilement être appliqué pour l'analyse des systèmes en défaut. Cette dernière est basée sur le modèle de la ligne à paramètres distribués et les équations des télégraphistes en utilisant la transformation modale. L'algorithme est indépendant à la résistance de défaut, de l'impédance de la source et du courant de pré-défaut. De plus, le volume des données communiquées entre les relais est suffisamment petit pour être facilement transmis en utilisant un canal numérique de protection.

Les tests appliqués révèlent de très bons résultats même si nous avons enregistré quelques erreurs dues à la résistance de défaut.

Conclusion Générale :

La localisation des défauts dans les réseaux électriques est une tache très importante pour assurer la continuité de service aux clients au monde, car cette tache donne des résultats très intéressants et permet la détermination précise de la distance de défauts à travers des dispositifs tels que les relais de protection, le GPS et des algorithmes développés qui basent sur des théories mathématiques, la majorité des défauts sont des courts-circuits dus par les foudres, les surtensions de manœuvres et la pluie…etc. Il est très important de détecter ces anomalies et les localiser pour rétablir la partie en défauts dès que possible.

Le travail présenté dans ce mémoire c'est la localisation des défauts dans les lignes de transport d'énergie électrique HT en utilisant les données de deux extrémités. Dans la première partie une présentation des généralités sur les défauts électriques, ces causes, ces conséquences et ces effets, puis un chapitre qui a traité les différentes méthodes d'analyse des défauts dans les réseaux électriques, puis on a présenté la technologie des relais numériques, son architecture, sa conception, et les différentes fonction qu'elle effectue. Dans la deuxième partie on a travaillé sur la méthode de localisation des défauts qui utilise les données de deux extrémités. Cette méthode est basée sur le modèle de la ligne à paramètres distribués et les équations des télégraphistes en utilisant une formule de premier ordre très simple.

Enfin, cette méthode donne des résultats très précis en indiquant des erreurs de très faibles valeurs. Ce travail est toujours ouvert pour le développer au futur par des étudiants et des chercheurs qu'ils vont travailler sur ce thème pour améliorer les résultats encore plus.

Bibliographie

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

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

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

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

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

[6] M.ABBACI & A.KHOUAS, **«Etude des différents types de protection des lignes HT »**,Mémoire de Master en Electrotechnique, Université Yahia fares Médéa, 2014.

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

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

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

[10] T.Funabashi, H.Otoguro, Y .Mizuma, L. Dube, M. Kizilcay and A.Ametani, **«Influence of Fault Arc Characteristics on the Accuracy of digital Fault Locators »**, IEEE Trans. On Power Delivery, Vol. 16, No. 2, April 2001, pp. 195-199.

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

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

[13] Cong Duc PHAM,**«Détection et localisation de défauts dans les réseaux de distribution HTA en présence de génération d'énergie dispersée»,** Doctorat 19 septembre 2005.

[14] H.YAHIAOUI& S.BENAROUS, **«Analyse des défauts dans les réseaux électrique en utilisant la transforme d'ondelette», Mémoire de Master en Electrotechnique,** Université Yahia fares Médéa, 2016.

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

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

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

[18] F.BOULIK & K.CHOUIA, **« Détection et Localisation des Défauts dans les Réseaux Electriques»**,Mémoire de Master en Electrotechnique, Université Yahia fares Médéa, 2017.

[19] M.BENDADA, **« Implantation d'algorithme de filtrage FPGA (réseau de portes programmables numérique sur FPGA (réseau de portes programmables) »**, Mémoire de Master en électronique, Université Ferhat Abbas de Sétif Algérie – 2010.

[20] M.AICHAOUI, N.BOUZERGUI, **« Localisation des défauts sur les lignes aériennes dans la protection numérique »**, Mémoire d'ingénieur d'état en Electrotechnique, U.S.T.H.B, Octobre 2003.

[21] **Y.Daaou**, **«Classification et localisation des défauts dans les lignes de transport à THT en temps réel»**, Mémoire de Magister, U.S.T.O Oran (http://dspace.univ-usto.dz/bitstream/123456789/73/1/magister.pdf).2011

[22] Newcombe, et al. « **Protective Relay Application Guide »**, 1975, ScolarPress.

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

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

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

[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 DjillaliLiabes de Sidi Bel Abbès, Promotion 2008-2009.

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

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

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

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

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

[33] Dine mohamed, Sayah Rafik, Sayah Houari., **« One End Fault Location Algorithm for TCSC Compensated Transmission Lines »**, in Electrotehnica, Electronica, Automatica (EEA), 2017, vol. 65, no. 2, pp. 86-94, ISSN 1582-5175.

[34] Dine mohamed,**«Localisation des Défauts dans les Lignes de Transport d'énergie électrique à double circuit »,**Mémoire de Magister, U.S.T.O Oran, 2010.

[35] Gilany, M. El Din, E.S.T. Abdel Aziz, M.M. Ibrahim, D.K. **«An accurate schemefor fault location in combined overhead line with underground power cable Power»,**Engineering Society General Meeting, 2005 IEEE June 2005 On page(s): 2521-2527Vol. 3.

[36] El Sayed Tag El Din, M. M Abdel Aziz , D. k Ibrahim, M. Gilany**« Fault locationscheme for combined overhead line with underground power cable»,**Electric PowerSystems Research Volume 76, Issue 11, July 2006, Pages 928-935

[37] Xiaojuan Li **« Estimations Of Power System Frequency, Phasors And TheirApplications For Fault Location On Power Transmission Lines »,**Ph.D. Dissertation2007, University of Western Australia.

[38] le logiciel Matlab-Simulink, Toolbox, version 7.4.