

UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA

Faculté des Sciences Appliquées

Département de Génie Electrique



Mémoire

MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et technologies

Filière : Electrotechnique

Spécialité : Réseaux électriques

Présenté par :

Guellil Ahmed Charfddine

Bengana Khedidja

Thème:

**Conception d'un relais numérique pour la
protection des lignes HTB, la ligne de transport
Ouargla-Hassi Massaoud HM1 à 220 kV.**

Soumis au jury composé de :

M^f Boudjella Houari

M^f Rouibah Tahar

M^f Bouhadouza Boubekour

MCB

MCA

MAA

Président

Encadreur/rapporteur

Examineur

UKM Ouargla

UKM Ouargla

UKM Ouargla

Année universitaire 2021/2022

Tous d'abord je remercie **Allah** le plus puissant, qui ma donner la force et le courage Pour élaborer ce travail.

Je dédise ce modeste travail :

- A mon premier encadrent, depuis ma naissance ; mon cher père **Abdelkader**, Pour votre soutien, votre patience, votre sacrifice et votre amour, vous méritez tout éloge, vous qui avez fait de moi ce que je suis aujourd'hui. J'espère être l'image que vous avez faite de moi, que Dieu vous garde et vous bénisse.
- Je dédise aussi ce travail à toute ma famille, A toute la grande famille **Guellil**.
- A tous mes amis qui m'ont soutenue et encourager et à tous ce qui m'aime et que je l'aime.
- à tous mes professeurs du premier jour d'école au dernier jour de collège.

Ahmed charfeddine Guellil

Tous d'abord je remercie **Allah** le plus puissant, qui ma donner la force et le courage Pour élaborer ce travail.

Je dédise ce modeste travail :

- A mon premier encadrent, depuis ma naissance ; mon cher père **Nadjib** Pour votre soutien, votre patience, votre sacrifice et votre amour, vous méritez tout éloge, vous qui avez fait de moi ce que je suis aujourd'hui. J'espère être l'image que vous avez faite de moi, que Dieu vous garde et vous bénisse.
- A ma mère **Rabiaa**, la lumière qui me guide mes routes et qui m'emmène aux chemins de la réussite, c'est grâce à elle que je dois toute ma réussite.
- Je dédise aussi ce travail à toute ma famille, A toute la grande famille **Bengana**.
- Je dédise aussi ce travail, mes chers frères et mes chers sœurs **Bachir ; Fulla ; Fatima Rhama Amina ; Meriem**, pour leur affection et leur encouragement qui ont toujours été pour moi des plus précieux, que ce travail soit pour vous le gage de mon profond amour.
- A tous mes amis qui m'ont soutenue et encourager et à tous ce qui m'aime et que je l'aime.
- à tous mes professeurs du premier jour d'école au dernier jour de collègue.

Bengana Khedidja

SOMMAIRE

LISTE DES FIGURES ET DES TABLEAUX	I
NOMENCLATURES	II
INTRODUCTION GÉNÉRALE	01

**CHAPITRE 01 : GÉNÉRALITÉS SUR LES DÉFAUTS DANS LES LIGNES DE TRANSPORT
D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE :**

I.	Introduction.....	02
II.	Les réseaux électriques.....	02
	II.1 Lignes de transport THT.....	02
	II.2 Lignes de transport HT.....	03
	II.3 Lignes de distribution MT.....	03
	II.4 Lignes de distribution BT.....	03
III.	Défauts dans les lignes de transport.....	03
	III.1 Définition d'un défaut.....	03
	III.2 Causes de défaut dans les lignes de réseau électrique.....	04
	III.2.1 Facteurs naturels.....	04
	III.2.2 Facteurs humains.....	04
	III.3 Effets des défauts.....	04
	III.4 Types des défauts.....	05
	III.4.1 Défaut symétrique.....	05
	III.4.2.1 Composante symétrique.....	05
	III.4.2 Défaut asymétrique.....	08
	III.4.2.1 Défaut monophasé phase-terre.....	08
	III.4.2.2 Défaut biphasé phase-phase.....	09
	III.4.2.3 Défaut biphasé-terre.....	10
IV.	Système de protection.....	11
	IV.1 Composants d'un Système de protection.....	12
	IV.1.1 Relais de protection.....	12
	IV.1.2 Transformateurs de mesure.....	13
	IV.1.2.1 Transformateur de tension (TT).....	14
	IV.1.2.2 Transformateur de courant (TC).....	14
	IV.1.3 Organe d'exécution.....	14
	IV.1.3.1 Disjoncteur.....	14
	IV.1.3.2 Interrupteur.....	15
	IV.1.3.3 Sectionneur.....	15
V.	Qualités principales d'un système de protection.....	15
VI.	Zones de protection d'un réseau électrique.....	16
VII.	Conclusion.....	16

**CHAPITRE 02 : PROTECTION DES LIGNES DE TRANSPORT D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE
PAR LES RELAIS NUMÉRIQUES :**

I.	Introduction.....	17
II.	Techniques de protection des lignes de transport d'énergie électriques.....	17
	II.1 Protection à maximum de courant.....	17
	II.2 Protection différentielle ANSI 87.....	17
	II.3 Protection de distance ANSI 21.....	18

II.3.1	Zones de relais à distance.....	19
II.3.2	Caractéristiques de relais à distance.....	20
II.3.3	Signaux d'entrée de relais à distance.....	21
II.3.4	Comparateurs de protection à distance.....	22
II.3.4.1	Comparateur de phase.....	22
II.3.4.2	Comparateur de d'amplitude.....	22
III.	Caractéristique Mho.....	22
III.1	Comparateur de phase caractéristique Mho.....	22
III.2	Comparateur de d'amplitude caractéristique Mho.....	23
IV.	Structure de relais numérique.....	24
IV.1	Multiplexage.....	25
IV.2	Conversion analogique / numérique.....	25
IV.3	Filtre anti-repliement.....	25
IV.4	Microprocesseur.....	26
IV.5	Commande de coupure.....	26
IV.6	Les avantages de relais numériques.....	26
V.	Équations de l'impédance apparente.....	27
VII.1	Défaut monophasé (phase-terre).....	27
VII.2	Défaut biphasé.....	28
VII.2.1	Défaut biphasé-terre.....	29
VII.3	Défaut triphasé.....	30
VI.	REL-670 relais de protection à distance dans GRTE Ouargla.....	30
VII.	Conclusion.....	31

CHAPITRE 03 : DES APPLICATIONS SUR LA PROTECTION :

I.	Introduction.....	32
II.	Modélisation du système de ligne de transport d'énergie.....	32
II.1	Résultats de simulation.....	33
II.1.1	Réseau sain sans défaut.....	34
II.1.2	Réseau avec défaut.....	35
II.1.2.1	Défaut monophasé.....	35
II.1.2.2	Défaut biphasé.....	36
II.1.2.2.1	Défaut biphasé-terre.....	36
II.1.2.2.2	Défaut biphasé.....	37
II.1.2.3	Défaut triphasé.....	38
II.2	Discussion des résultats de simulations.....	38
III.	Protection numérique à maximum de courant.....	39
III.1	Résultats de simulation.....	39
III.1.1	Défaut monophasé.....	39
III.1.2	Défaut triphasé.....	41
III.2	Discussion des résultats de simulations.....	41
IV.	Protection numérique différentielle.....	42
IV.1	Résultats de simulation.....	42
IV.1.1	Défaut monophasé.....	42
IV.1.2	Défaut biphasé.....	43
IV.2	Discussion des résultats de simulations.....	44
V.	Construction d'un relais numérique à distance.....	45
V.1	Détection et Classification.....	45
V.1.1	Résultats de simulation.....	47

V.2 Localisation.....	47
V.2.1 Modèle d'élément de phase.....	47
V.2.2 Modèle d'élément de phase-terre.....	48
V.2.3 Paramètres du système d'essai et les calculs.....	48
V.3 Résultats de simulation.....	49
V.4 Discussion des résultats de simulations.....	51
VI. Simulation de relais à distance à l'aide de Powerfactory.....	51
VI.1 Résultats de simulation.....	51
VI.2 Discussion des résultats de simulation.....	52
VII. Conclusion.....	53
CONCLUSION GÉNÉRALE.....	54
RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES.....	III

FIGURES

CHAPITRE 01 : GÉNÉRALITÉS SUR LES DÉFAUTS DANS LES LIGNES DE TRANSPORT D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE :

Figure I.1 Architecture d'un réseau électrique.....	02
Figure I.2 Probabilité d'apparition des défauts dans les lignes de transport.....	03
Figure I.3 Réseau défectueux au point F.....	05
Figure I.4 Composante symétrique.....	06
Figure I.5 Résolution d'un système de vecteurs déséquilibrés.....	07
Figure I.6 Réseaux de séquences.....	07
Figure I.7 Défaut monophasé (ag).....	08
Figure I.8 Connexion du réseau séquentiel pour phase-terre.....	09
Figure I.9 Défaut biphasé (bc).....	09
Figure I.10 Séquence de connexion réseau de phase-phase.....	10
Figure I.11 Défaut biphasé-terre (bcg).....	10
Figure I.12 Séquence de connexion réseau pour phase-phase-terre.....	11
Figure I.13 Système de protection pour une ligne HT.....	12
Figure I.14 Relais Numérique au niveau de GRTE Ouargla.....	13
Figure I.15 TC 60kV à gauche, TT 60kV à droite au niveau de GRTE Ouargla.....	13
Figure I.16 Disjoncteur 60kV au niveau de GRTE Ouargla.....	14
Figure I.17 Sectionneur 220kV au niveau de GRTE Ouargla.....	15
Figure I.18 Les zones de protection.....	16

CHAPITRE 02 : PROTECTION DES LIGNES DE TRANSPORT D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE PAR LES RELAIS NUMÉRIQUES :

Figure II.1 Principe de la protection à maximum de courant.....	17
Figure II.2 Schéma de la protection différentielle.....	18
Figure II.3 La protection de distance de la ligne.....	19
Figure II.4 Zone de protection pour relais de distance.....	20
Figure II.5 Caractéristiques du relais.....	20
Figure II.6 Définition du comparateur de phase à caractéristique Mho.....	23
Figure II.7 Définition du comparateur d'amplitude caractéristique Mho.....	24
Figure II.8 Structure de relais numérique généralisée.....	24
Figure II.9 Filtre anti-repliement analogique.....	26
Figure II.10 Circuit des composants symétriques pour un défaut (ag).....	28
Figure II.11 Circuit des composants symétriques pour un défaut (bc).....	29
Figure II.12 Circuit des composants symétriques pour un défaut (bcg).....	29
Figure II.13 Circuit de composant symétrique pour un défaut triphasé.....	30
Figure II.14 Relais de protection à distance dans le post GRTE Ouargla.....	31

CHAPITRE 03 : DES APPLICATIONS SUR LA PROTECTION:

Figure III.1 Schéma unifilaire du système étudié.....	32
Figure III.2 Modèle de la ligne HM1 à 220kV.....	32
Figure III.3 Forme d'onde de courant sans défaut en temporelle d'un réseau sain.....	34
Figure III.4 Forme d'onde de tension sans défaut en temporelle d'un réseau sain.....	34
Figure III.5 Forme d'onde de courant pour un défaut monophasé.....	35
Figure III.6 Forme d'onde de tension pour un défaut monophasé.....	35

LISTE DES FIGURES ET DES TABLEAUX

Figure III.7	Forme d'onde de courant pour un défaut biphasé avec la terre.....	36
Figure III.8	Forme d'onde de tension pour un défaut biphasé avec la terre.....	36
Figure III.9	Forme d'onde de courant pour un défaut biphasé sans terre.....	37
Figure III.10	Forme d'onde de tension pour un défaut biphasé sans terre.....	37
Figure III.11	Forme d'onde de courant pour un défaut triphasé.....	38
Figure III.12	Forme d'onde de tension pour un défaut triphasé.....	38
Figure III.13	Modèle de HM1 avec le relais à maximum de courant.....	39
Figure III.14	Forme d'onde de courant pour un défaut monophasé.....	39
Figure III.15	Forme d'onde de tension pour un défaut monophasé.....	40
Figure III.16	Signal de relais à maximum de courant.....	40
Figure III.17	Signal de disjoncteur.....	40
Figure III.18	Forme d'onde de courant pour un défaut triphasé.....	41
Figure III.19	Forme d'onde de tension pour un défaut triphasé.....	41
Figure III.20	Modèle de HM1 avec le relais de protection différentielle.....	42
Figure III.21	Forme d'onde de courant pour un défaut monophasé.....	42
Figure III.22	Forme d'onde de tension pour un défaut monophasé.....	43
Figure III.23	Forme d'onde de courant pour un défaut biphasé.....	43
Figure III.24	Forme d'onde de tension pour un défaut biphasé.....	44
Figure III.25	Signal de relais de protection différentielle.....	44
Figure III.26	Signal de disjoncteur.....	44
Figure III.27	Structure du comparateur des défauts.....	45
Figure III.28	Bloc de détection et classification pour un défaut BG.....	46
Figure III.29	Sous-système de détection et classification des défauts.....	46
Figure III.30	Résultats de la détection et la classification pour des différents défauts...	46
Figure III.31	Modèle d'élément de phase Mho.....	47
Figure III.32	Modèle d'élément de phase-terre Mho.....	48
Figure III.33	La localisation de zone où se situe le défaut.....	49
Figure III.34	Signal de localisation dans zone 01.....	49
Figure III.35	Signal de localisation dans zone 02.....	49
Figure III.36	Signal de localisation dans zone 03.....	49
Figure III.37	Forme d'onde de courant pour un défaut monophasé a 44km.....	50
Figure III.38	Forme d'onde de tension pour un défaut monophasé a 44km.....	50
Figure III.39	Sous-système de relais numérique à distance.....	51
Figure III.40	Schéma unifilaire du système étudié.....	51
Figure III.41	Modèle de la ligne HM1 sur Powerfactory.....	51
Figure III.42	Trajectoire d'un défaut de court-circuit à 11 km du JB1 (Zone 1).....	52
Figure III.43	Trajectoire d'un défaut de court-circuit à 28 km du JB1 (Zone 2).....	52
Figure III.44	Trajectoire d'un défaut de court-circuit à 40 km du JB1 (Zone 3).....	52

TABLEAUX

CHAPITRE 02 : PROTECTION DES LIGNES DE TRANSPORT D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUES PAR LES RELAIS NUMÉRIQUES :

Tableau II.1	Les algorithmes des impédances de défaut.....	21
--------------	---	----

CHAPITRE 03 : DES APPLICATIONS SUR LA PROTECTION:

Tableau III.1	Entrées et sorties désirées pour la détection et classification des défauts...	46
Tableau III.2	Réglage de l'impédance sur trois zones.....	48

HM1 : La ligne Hassi Massoud 1.
HT : Haut tension.
THT : Très haut tension.
BT : Base tension.
MT : Moyenne tension.
HTA : Haut tension classe A.
HTB : Haut tension classe B.
C.E.I : Commission Electrotechnique Internationale.
G.R.T.E : Gestionnaire de Réseau Transport Electricité.
DFT : Discrète Fourier transformation.
DSP : Digital Signal Processing.
TC : Transformateur de Courant.
TT : Transformateur de Tension.
SF6 : hexafluorure de soufre.
ANSI : American National Standards Institute.
CAN : Convertisseur analogique/numérique.
CPU : Unité centrale d'ordinateur.
E/B : Echantillonneur/bloqueur.
Mho : Relais de distance.
R1 : Résistance de la ligne de séquence positive.
R0 : Résistance de la ligne de séquence zéro.
C1 : Capacité de la ligne de séquence positive.
C0 : Capacité de la ligne de séquence zéro.
L1 : Inductance de la ligne de séquence positive.
L0 : Inductance de la ligne de séquence zéro.
JB : Jeu de barres.
AG, BG, CG : défaut monophasé.
AC, BC, AB : défaut biphasé.
ACG, BCG, ABG : défaut biphasé-terre.
ABC : défaut triphasé.
ABCG : défaut triphasé-terre.
G : la terre, ou T.

INTRODUCTION
GÉNÉRALE

Les réseaux électriques sont des éléments clés pour assurer une alimentation fiable et de qualité en énergie électrique, qui est un vecteur indispensable aux activités humaines et un facteur essentiel de développement pour les pays.

Les lignes et les câbles de transport d'énergie électrique haute tension HTB constituent une partie essentielle d'un réseau électrique qui doit assurer la continuité de l'alimentation en électricité aux consommateurs HTA et BT. Ce qui n'est pas toujours le cas, car ces lignes sont souvent exposées à des incidents ou défauts qui peuvent interrompre ce service et engendrer des pertes financières importantes pour les industriels et des désagréments pour les simples consommateurs. Par conséquent, il est très important de disposer d'un système de protection bien coordonné qui détecte tout type de flux anormal de courant dans le réseau électrique, identifie le type de défaut, puis localise précisément la position du défaut [1].

Les défauts sont généralement pris en charge par des dispositifs qui détectent l'apparition d'un défaut et éventuellement isoler la section défaillante du reste de le système, les défauts peuvent être ; transitoires, symétriques ou asymétriques.

Depuis l'entrée sur le marché des relais numériques programmables ces quinze dernières années pour la protection électrique, plusieurs algorithmes ont été développés afin de rendre ces relais plus performants aussi bien sur leur rapidité de fonctionnement que sur leur précision [1].

Dans cette mémoire, on va présenter des concepts fondamentaux sur la philosophie des systèmes de protection des réseaux de transport de l'énergie électrique notre travail consiste à une étude sur le réseau de transport 220kV HM1, le présent mémoire est structuré comme suit:

- Le premier chapitre traite des généralités sur les lignes de transport d'énergie électrique avec ses défauts et le système de protection dans sa forme générale.
- Le deuxième chapitre nous parlerons sur les relais numériques et les types de protection plus connus pour lignes de transport d'énergie électriques
- Le troisième chapitre nous allons essayer quelques applications, en utilisant Matlab avec PowerFactory pour étudier et analyser les différentes techniques de protection; Comme la protection contre les surintensités, la protection différentielle et la protection de distance.

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

CHAPITRE 01 :

GÉNÉRALITÉS SUR LES DÉFAUTS
DANS LES LIGNES DE TRANSPORT
D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE.

I. Introduction :

Le réseau de transport d'énergie électrique est le système le plus compliqué dans les industries, Il est au but de fournir l'énergie électrique à différents consommateurs dans les meilleures conditions de coût et de qualité de service.

Dans ce chapitre, nous allons présenter; des généralités sur les défauts dans les lignes de transport d'énergie électriques, les natures des défauts ainsi que les effets.

Enfin, nous allons faire une brève description des différents éléments d'un système de protection du réseau électrique.

II. Les réseaux électriques :

Les réseaux électriques sont constitués par l'ensemble des appareils destinés à la production, au transport, à la distribution et à l'utilisation de l'électricité depuis la centrale de génération jusqu'aux clients les plus éloignés, Ils ont pour fonction d'interconnecter les centres de production tels que les centrales hydrauliques, thermiques... avec les centres de consommation (villes, usines...).

L'énergie électrique est transportée en haute tension, voire très haute tension pour limiter les pertes joules puis progressivement abaissées au niveau de la tension de l'utilisateur final [2].

Pour que l'énergie électrique soit utilisable, le réseau doit satisfaire les exigences suivantes :

- Assurer au client la puissance dont il a besoin et à un prix acceptable.
- Fournir une tension stable dont les variations n'excèdent pas $\pm 10\%$ de la tension nominale.
- Fournir une fréquence stable dont les variations n'excèdent pas $\pm 0,1\%$ Hz.
- Maintenir les normes de sécurité rigoureuses.
- Veillez à la protection de l'environnement.

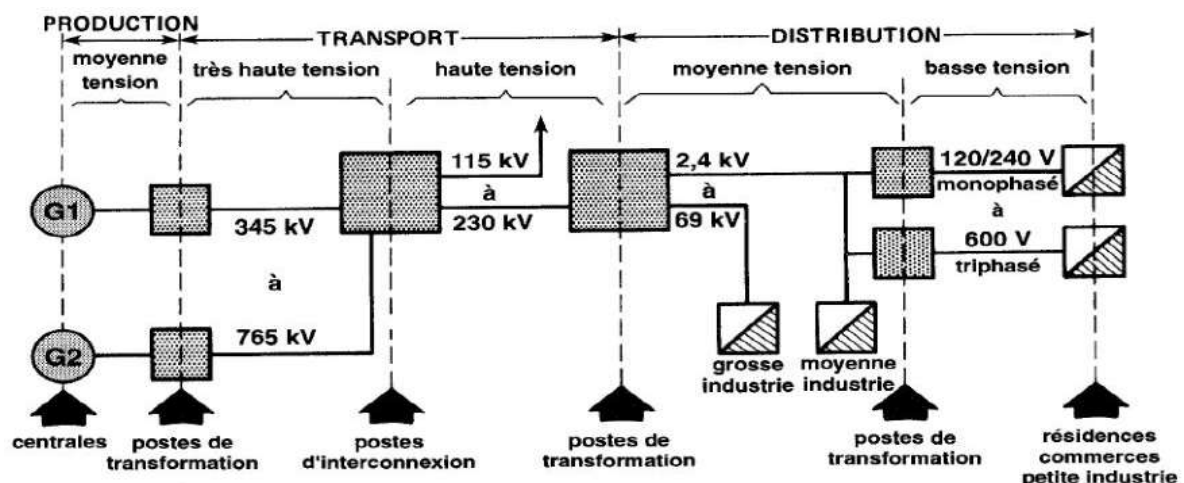


Figure I.1 Architecture d'un réseau électrique.

II.1 Lignes de transport THT :

Sont les lignes qui relient les centrales hydrauliques éloignées aux centres d'utilisation, on les place dans une catégorie distincte à cause de leurs propriétés spéciales, elles peuvent atteindre

des longueurs de 1000km et elles fonctionnent à des tensions allant jusqu'à 765kV, les lignes à courant continu à HT sont également incluses dans ce groupe.

II.2 Lignes de transport HT :

Elles relient les postes de transformation principaux aux centrales de génération, elles sont constituées de fils aériens ou de câbles souterrains fonctionnant à des tensions généralement inférieures à 230kV.

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

II.3 Lignes de distribution MT :

Ce sont des lignes qui relient les clients aux postes de transformation principaux de la compagnie d'électricité. Leur tension est comprise entre 2,4kV et 69kV.

II.4 Lignes de distribution BT :

Elles sont installées à l'intérieur des édifices, usines et maisons pour alimenter, le tableau électrique d'entrée constitue la source et les lignes sont habituellement des câbles ou des barres omnibus fonctionnant à des tensions inférieures à 600V.

Dans certaines régions métropolitaines, on utilise un réseau maillé comprenant une grille de câbles souterrains fonctionnant à 600V ou moins. Ce réseau maillé assure un service impeccable, car le bris d'un ou même de plusieurs câbles n'interrompt pas la distribution de courant aux clients. Cependant, aujourd'hui, on préfère employer un réseau de distribution radial à moyenne tension dans les grandes villes [3].

III. Défauts dans les lignes de transport :

III.1 Définition d'un défaut :

Une augmentation anormale des grandeurs nominales dans un circuit électrique constitue un défaut ou une perturbation, ce sont le plus souvent les variations anormales de la tension, de l'intensité et de la fréquence qui sont à l'origine de ces perturbations [4].

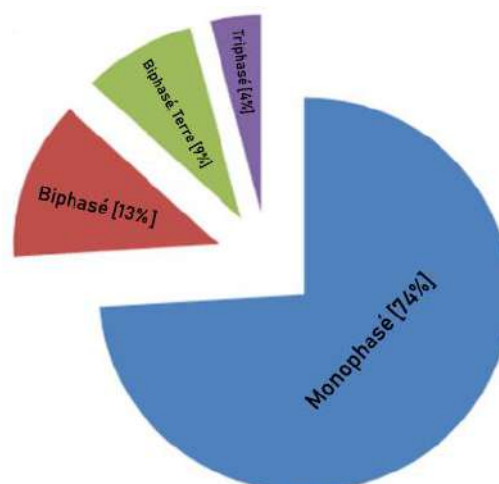


Figure I.2 : Probabilité d'apparition des défauts dans les lignes de transport.

III.2 Causes de défaut dans les lignes de réseau électrique:

Plusieurs raisons et événements dans notre vie quotidienne peuvent provoquer des défauts. Il est lié à de nombreux paramètres aléatoires.

Cependant, les facteurs les plus courants sont généralement classés en deux catégories en fonction des facteurs de causalité :

III.2.1 Facteurs naturels :

1. Tempête de foudre : La foudre fournit une haute tension dans la ligne de transmission et cela conduit à décomposer l'isolation entre les phases ou les phases et la terre.
2. Les tremblements de terre, la chute d'un arbre, les objets volants sont des facteurs naturels qui peuvent causer des défauts dans le système et le réseau de transmission de l'énergie électrique.
3. Vent à grande vitesse : Le vent à grande vitesse déplace les phases et conduit à réduire les distances entre les phases ou entre les phases et les pylônes, dans ce cas le défaut se produit même s'il n'y a pas de contact entre eux en raison de la variation de tension, en particulier sur les lignes de transport basse tension.
4. Incendie : Ce facteur a un effet direct sur l'isolation car il brûle l'isolant et conduit à un défaut.
5. Glace ou neige : La collecte de glace ou de neige sur les lignes de transmission entraîne une modification de la conductivité des conducteurs de la ligne de transmission [5].

III.2.2 Facteurs humains :

1. Une puissance défectueuse ou une 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.
2. Erreur humaine dans les travaux d'installation et de maintenance, tels que des paramètres inexacts et une connexion défectueuse (fausses manœuvres telles l'ouverture d'un sectionneur en charge par exemple) [5].

III.3 Effets des défauts :

1. Problèmes commerciaux : Un défaut dans le système électrique peut causer des dommages thermiques à l'équipement tant pour les consommateurs que pour les services publics d'électricité.
2. Continuité de l'approvisionnement: dans certains réseaux de systèmes électriques, en particulier le réseau qui dispose d'une source d'alimentation, un défaut peut entraîner une discontinuité dans la fourniture d'énergie électrique aux consommateurs.
3. Variation de tension: une bonne qualité dans le système électrique dépend de la plage d'alimentation, tandis que le défaut est la principale raison de la variété de la tension.

4. Problème de sécurité: La vie humaine est la considération la plus importante pour la conception du système électrique. Le système électrique doit être isolé pour éviter de tuer ou de blesser des personnes par explosion, incendie, arc ou choc [5].

III.4 Types des défauts :

Dans les lignes de transport d'énergie électrique, les défauts sont principalement de deux types comme les défauts de circuit ouvert et les défauts de court-circuit.

Ces types de défauts peuvent être classés en asymétriques et symétriques.

III.4.1 Défaut symétrique :

Ce type de défaut se produit lorsque les trois phases de la ligne de transmission sont court-circuitées avec ou sans liaison à la terre (défaut triphasé), Le courant de défaut de ce type peut être calculé à partir de l'impédance monophasée car le système est resté équilibré comme le montre la figure (I.3). L'amplitude du courant de défaut est la même pour les trois phases, mais avec un déphasage de 120° .

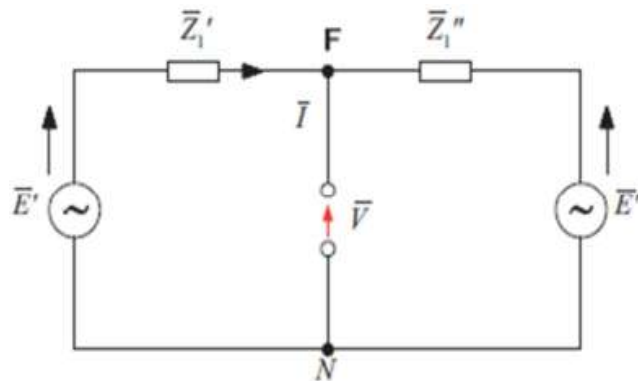


Figure I.3 : Réseau défectueux au point F.

$$\bar{V} = \bar{E}' - \bar{I}\bar{Z}' = \bar{E}'' - \bar{I}\bar{Z}'' \quad (\text{I.1})$$

$$\bar{I}_f = \bar{V} \frac{(\bar{Z}' + \bar{Z}'')}{\bar{Z}'\bar{Z}''} \quad (\text{I.2})$$

\bar{E}', \bar{E}'' : Les tensions de source.

\bar{Z}', \bar{Z}'' : Les impédances du réseau.

\bar{V} : Tension à F avant l'apparition du défaut.

\bar{I} : Courant à F avant l'apparition du défaut.

III.4.2.1 Composante symétrique :

Les composantes symétriques permettent surtout d'étudier le fonctionnement d'un réseau polyphasé de constitution symétrique lorsque l'on branche en un de ses points un récepteur déséquilibré.

Soit parce qu'il s'agit effectivement d'une charge non équilibrée soit plus fréquemment lorsque se produit un court-circuit.

Pour étudier dans ces conditions le fonctionnement d'un réseau soumis à un système de courants déséquilibrés, il suffit de connaître son comportement devant chacun des systèmes composants pris isolement [5].

1. Les composantes de la séquence positive sont représentées par trois phaseurs de même magnitude avec \pm angles de phase de 120° et la séquence (abc), comme le montre la figure I.4 (a).
2. Les composantes de la séquence négative sont représentées par trois phaseurs de même magnitude avec \pm angles de phase de 120° et de (acb) de séquence, comme le montre la figure I.4 (b).
3. Les composantes de la séquence zéro sont représentées sous la forme de trois phaseurs ayant la même magnitude avec des angles de phase zéro, comme le montre la figure I.4 (c).

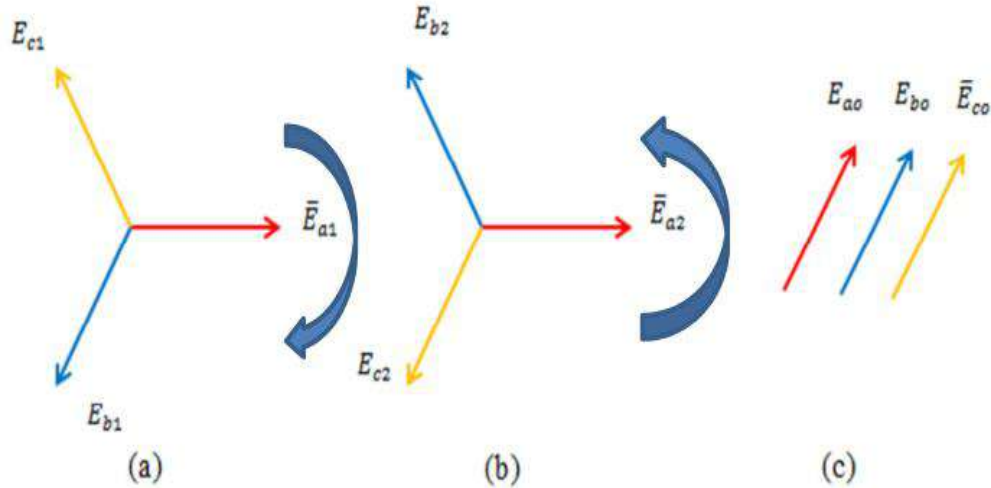


Figure I.4 Composante symétrique.

Les équations entre les tensions de phase et de séquence sont données ci-dessous :

$$\bar{E}_a = \bar{E}_1 + \bar{E}_2 + \bar{E}_3 \quad (\text{I.03})$$

$$\bar{E}_b = a^2 \bar{E}_1 + a \bar{E}_2 + \bar{E}_0 \quad (\text{I.04})$$

$$\bar{E}_c = a \bar{E}_1 + a^2 \bar{E}_2 + \bar{E}_0 \quad (\text{I.05})$$

ou bien :

$$\bar{E}_1 = \frac{1}{3} (\bar{E}_a + a \bar{E}_b + a^2 \bar{E}_c) \quad (\text{I.06})$$

$$\bar{E}_2 = \frac{1}{3} (\bar{E}_a + a^2 \bar{E}_b + a \bar{E}_c) \quad (\text{I.07})$$

$$\bar{E}_0 = \frac{1}{3} (\bar{E}_a + \bar{E}_b + \bar{E}_c) \quad (\text{I.08})$$

Nous pouvons également écrire ces équations dans un format matriciel comme suit:

$$\begin{bmatrix} \bar{E}_a \\ \bar{E}_b \\ \bar{E}_c \end{bmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{pmatrix} \times \begin{bmatrix} \bar{E}_0 \\ \bar{E}_1 \\ \bar{E}_2 \end{bmatrix} \quad (\text{I.09})$$

$$\begin{bmatrix} \bar{E}_0 \\ \bar{E}_1 \\ \bar{E}_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{pmatrix} \times \begin{bmatrix} \bar{E}_a \\ \bar{E}_b \\ \bar{E}_c \end{bmatrix} \quad (\text{I.10})$$

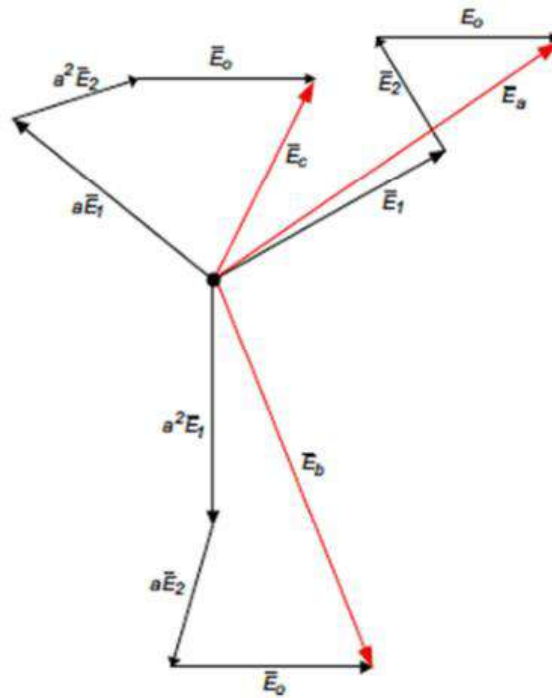


Figure I.5 : Résolution d'un système de vecteurs déséquilibrés.

On peut appliquer les équations (1.9) et (1.10) pour les courants, pour :

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{pmatrix} \times \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} \tag{I.11}$$

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{pmatrix} \times \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \tag{I.12}$$

avec : $a = 1\angle 120^\circ$, $a^2 = 1\angle 240^\circ$ et $a + a^2 + 1 = 0$

$$A = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{pmatrix} \tag{I.13}$$

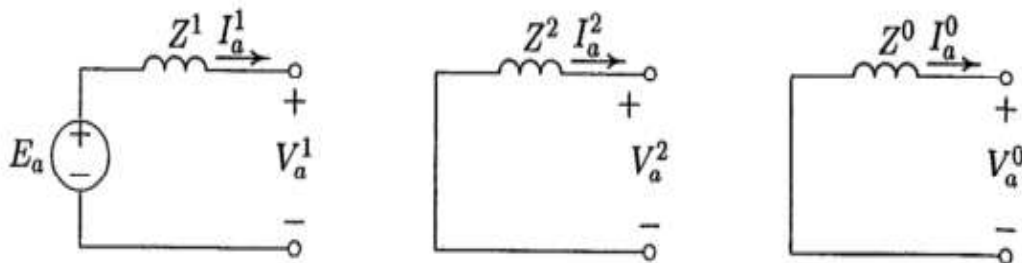


Figure I.6 Réseaux de séquences.

À partir de la Figure I.6, nous pouvons écrire:

$$\bar{V}_{a1} = E_a - \bar{Z}_1 \bar{I}_{a1} \tag{I.14}$$

$$\bar{V}_{a0} = E_0 - \bar{Z}_0 \bar{I}_{a0} \tag{I.15}$$

$$\bar{V}_{a2} = E_0 - \bar{Z}_2 \bar{I}_{a2} \tag{I.16}$$

III.4.2 Défaut asymétrique :

Ce type de défaut sont très courants et moins graves que les défauts symétriques, il existe principalement trois types à savoir les défauts phase à terre, biphasé et biphasé à terre.

Le constructeur place une impédance de défaut sur le chemin du courant de défaut pour réduire l'impact du courant de défaut sur les équipements. S'il n'y a pas d'impédance, le défaut ou le court-circuit sera appelé défaut 'boulonné'. Ces types de défauts sont appelés défauts shunt car ils se produisent entre deux points (Phase à terre, phase à phase), il existe d'autres types de défauts appelés défauts en série tels que l'ouverture d'un conducteur et l'ouverture de deux conducteurs [5].

III.4.2.1 Défaut monophasé :

Ce type de défaut est fréquemment causé par la foudre qui initie un court-circuit entre une phase (a) et la terre. Le courant de court-circuit revient au neutre via le réseau de terre, qui est de préférence aussi faiblement ohmique que possible. Ce courant entraîne une élévation du potentiel dans l'ensemble du réseau de terre par rapport au potentiel de terre général.

La figure 1.7 montre un générateur triphasé avec un défaut phase-terre unique à l'impédance de la phase a à travers le défaut.

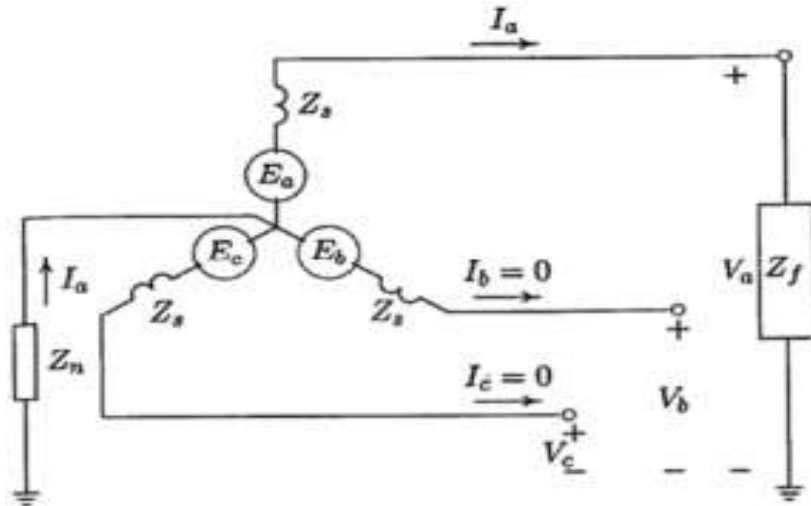


Figure I.7 Défaut monophasé (ag).

$$\bar{V}_a = Z_f \bar{I}_a \quad (\text{I.17})$$

avec : $\bar{I}_b = 0, \bar{I}_c = 0, \bar{V}_a = 0$ et à partir des équations (I.9) et (I.12), nous obtenons :

$$\bar{I}_1 = \bar{I}_2 = \bar{I}_0 = \frac{1}{3} \bar{I}_a \quad (\text{I.18})$$

$$\bar{V}_a = \bar{V}_{a1} + \bar{V}_{a2} + \bar{V}_{a0} \quad (\text{I.19})$$

remplaçant de $\bar{V}_{a1}, \bar{V}_{a2}, \bar{V}_{a0}$ De (I.14, 15, et 16), Et $\bar{I}_1 = \bar{I}_2 = \bar{I}_0$, nous obtenons :

$$\bar{V}_a = E_a - \bar{I}_{a0}(\bar{Z}_1 + \bar{Z}_2 + \bar{Z}_0) \quad (\text{I.20})$$

substitution de \bar{V}_a de (I.17) et $\bar{I}_a = 3\bar{I}_0$, nous obtenons :

$$3Z_f \bar{I}_{a2} = E_a - \bar{I}_{a0}(\bar{Z}_1 + \bar{Z}_2 + \bar{Z}_0) \quad (\text{I.21})$$

Avec:

$$\bar{I}_{a0} = \frac{E_a}{(\bar{Z}_1 + \bar{Z}_2 + \bar{Z}_3 + 3Z_f)} \quad (I.22)$$

Le courant de défaut est :

$$\bar{I}_a = 3\bar{I}_{a0} = \frac{3E_a}{(\bar{Z}_1 + \bar{Z}_2 + \bar{Z}_0 + 3Z_f)} \quad (I.23)$$

Nous pouvons représenter les équations (1.18) et (1.22) comme un circuit équivalent à une série de séquences comme le montre la figure (I.8).

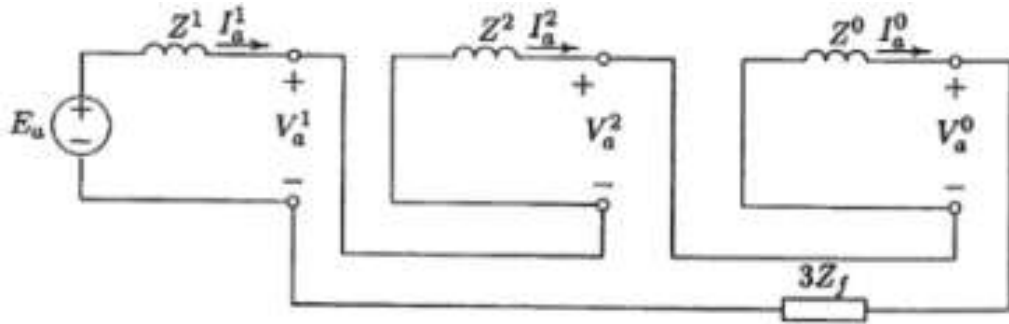


Figure I.8 Connexion du réseau séquentiel pour phase-terre.

III.4.2.2 Défaut biphasé:

Ce type de défaut est fréquemment causé par un vent violent qui fait se toucher les conducteurs de deux phases sur une ligne à haute tension. On distingue entre défaut biphasé/terre et biphasé isolé.

La figure (I.9) montre un générateur triphasé avec une faille de ligne à tige entre les phases (b) et (c) à travers l'impédance de défaut.

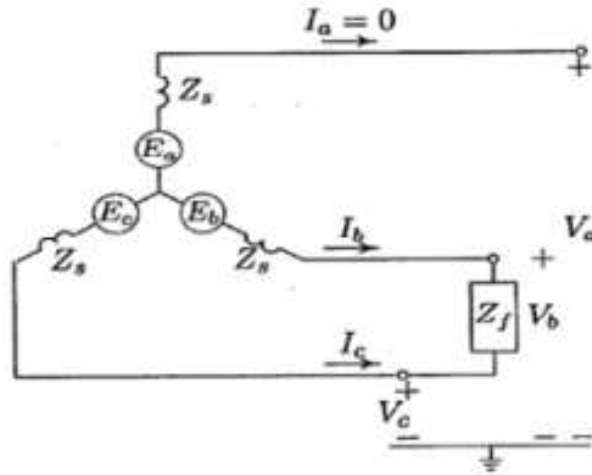


Figure I.9 Défaut biphasé (bc).

$$\bar{I}_a = 0 \quad (I.24)$$

$$\bar{I}_b = -\bar{I}_c \quad (I.25)$$

$$\bar{V}_b - \bar{V}_c = Z_f \bar{I}_b \quad (I.26)$$

à partir de l'équation (1.9) et (1.12), nous obtenons ce qui suit:

$$\bar{I}_{a1} = -\bar{I}_{a2} \quad (I.27)$$

$$\bar{I}_{a0} = 0 \tag{I.28}$$

$$\bar{V}_b - \bar{V}_c = (a^2 - a)(\bar{V}_{a1} - \bar{V}_{a2}) = Z_f \bar{I}_b \tag{I.29}$$

substitution de \bar{V}_{a1} Et \bar{V}_{a2} , de (1.14), (1.15) et (1.16) notant $\bar{I}_{a1} = -\bar{I}_{a2}$, nous obtenons :

$$(a^2 - a)[E_a - \bar{I}_{a1}(\bar{Z}_1 + \bar{Z}_2)] = Z_f \bar{I}_b \tag{I.30}$$

$$[E_a - \bar{I}_{a1}(\bar{Z}_1 + \bar{Z}_2)] = Z_f \frac{3\bar{I}_{a1}}{(a^2 - a)(a - a^2)} \tag{I.31}$$

ou :

$$(a^2 - a)(a - a^2) = 3 \tag{I.32}$$

$$[E_a - \bar{I}_{a1}(\bar{Z}_1 + \bar{Z}_2)] = Z_f \frac{3\bar{I}_{a1}}{(a^2 - a)(a - a^2)}$$

$$\bar{I}_{a1} = \frac{E_a}{(\bar{Z}_1 + \bar{Z}_2 + Z_f)} \tag{I.33}$$

Le courant de défaut est :

$$\bar{I}_b = -\bar{I}_c = (a^2 - a)\bar{I}_{a1} = -\sqrt{3}j\bar{I}_{a1} \tag{I.34}$$

Les équations (1.27) et (1.33) peuvent être représentées dans un circuit équivalent comme le montre la figure (I.10).

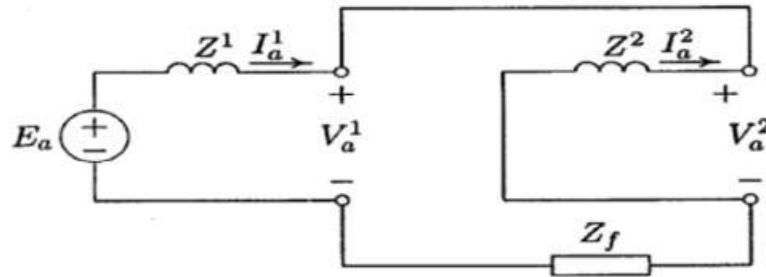


Figure I.10 Séquence de connexion réseau de phase-phase.

III.4.2.3 Défaut biphasé-terre :

La figure (I.11) montre un générateur triphasé avec un défaut entre la phase (b) et (c) à travers l'impédance de défaut à la terre.

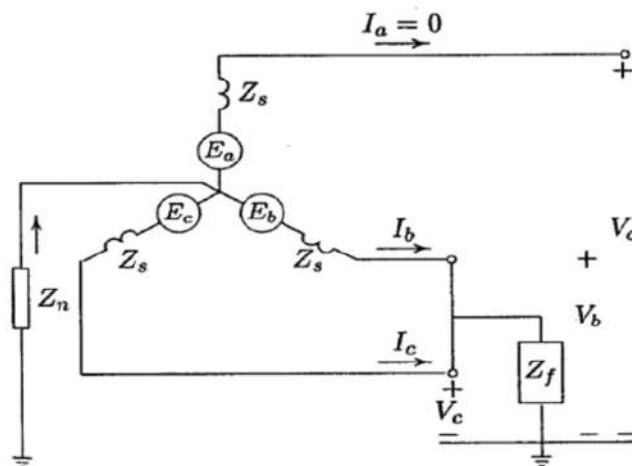


Figure I.11 Défaut biphasé-terre (bcg).

$$\bar{V}_b = \bar{V}_c = Z_f(\bar{I}_b + \bar{I}_c) \quad (I.35)$$

$$\bar{I}_a = \bar{I}_{a1} + \bar{I}_{a2} + \bar{I}_{a0} = 0 \quad (I.36)$$

$$\bar{V}_b = a^2\bar{V}_{a1} + a\bar{V}_{a2} + \bar{V}_{a0} \quad (I.37)$$

$$\bar{V}_c = a\bar{V}_{a1} + a^2\bar{V}_{a2} + \bar{V}_{a0} \quad (I.38)$$

$$\bar{V}_{a1} = \bar{V}_{a2} \quad (I.39)$$

En remplaçant la composante symétrique des courants dans (I.35), on obtient :

$$\bar{V}_b = Z_f(a^2\bar{I}_{a1} + a\bar{I}_{a2} + \bar{I}_{a0} + a\bar{I}_{a1} + a^2\bar{I}_{a2} + \bar{I}_{a0}) = Z_f(2\bar{I}_{a0} - \bar{I}_{a1} - \bar{I}_{a2}) \quad (I.40)$$

Substitution de \bar{V}_b à partir de (I.40) et \bar{V}_{a2} de (I.39) à (I.37), nous avons :

$$3Z_f\bar{I}_{a0} = \bar{V}_{a0} + (a^2 + a)\bar{V}_{a1} = \bar{V}_{a0} - \bar{V}_{a1} \quad (I.41)$$

En remplaçant la composante symétrique des tensions dans (I.41), nous obtenons :

$$\bar{I}_{a0} = \frac{E_a - z_f\bar{I}_{a1}}{\bar{z}_0 + 3Z_f} \quad (I.42)$$

aussi, en remplaçant la composante symétrique des tensions dans (I.39), nous obtenons :

$$\bar{I}_{a2} = \frac{E_a - z_f\bar{I}_{a1}}{\bar{Z}_2} \quad (I.43)$$

Substitution de \bar{I}_{a0} et \bar{I}_{a2} dans (I.36) et résoudre pour \bar{I}_{a1} , nous obtenons :

$$\bar{I}_{a1} = \frac{E_a}{\bar{Z}_1 + \frac{Z_2(Z_0 + 3Z_f)}{Z_2 + Z_0 + 3Z_f}} \quad (I.44)$$

Le courant de défaut est :

$$\bar{I}_f = \bar{I}_a + \bar{I}_b = 3\bar{I}_{a0} \quad (I.45)$$

Les équations (I.42) et (I.44) peuvent être représentées dans un circuit équivalent comme le montre la figure (I.12).

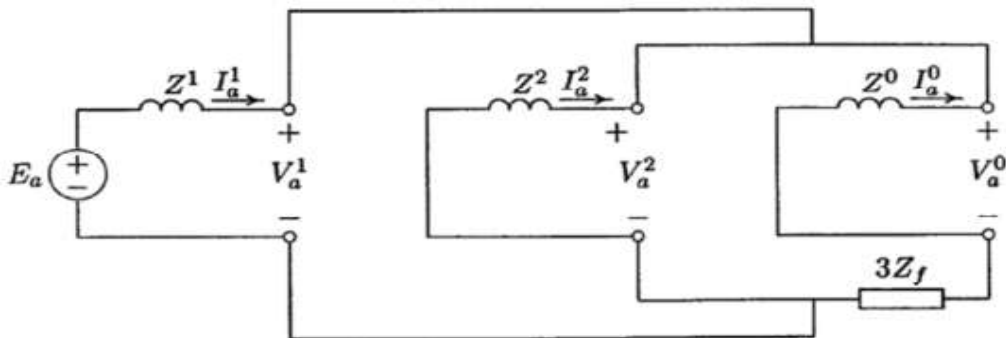


Figure I.12 Séquence de connexion réseau pour phase-phase-terre.

IV. Système de protection :

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

Le système de protection est composé de trois parties fondamentales :

- Des capteurs ou réducteurs de mesure qui fournissent les informations nécessaires à la détection des défauts.
- Des relais de protection, qui surveillent en permanence l'état électrique du réseau et qui élaborent des ordres de commande au circuit de déclenchement.
- Appareillages qui ont le rôle de coupure : disjoncteurs, interrupteurs-fusibles, contacteurs-fusibles.

Et doit répondre aux objectifs de Préserver la sécurité des personnes et des biens, et éviter la destruction partielle et totale des matériels. Aussi assurer la continuité de fourniture, en éliminant rapidement l'élément de réseau défectueux [4].

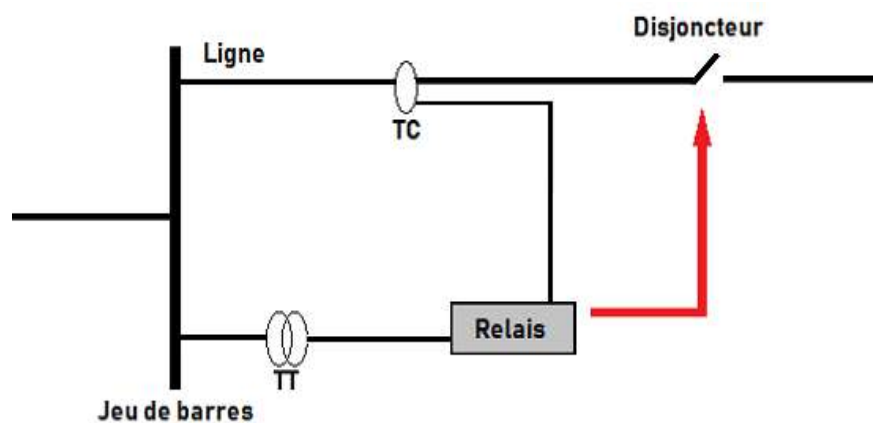


Figure I.13 Système de protection pour une ligne HT.

IV.1 Composants d'un Système de protection :

Les défauts sur les réseaux provoquent des perturbations affectant leur fonctionnement et la qualité d'alimentation des consommateurs. L'utilisation d'appareils de protection est donc très nécessaire pour minimiser les effets de défauts dans les systèmes électriques. La qualité d'élimination des défauts dépend directement des performances des systèmes de protection

IV.1.1 Relais de protection:

Éléments essentiels du réseau électrique, les relais de protection servent à détecter les équipements défectueux, autres situations dangereuses ou inacceptables et peuvent soit déclencher une commutation. Il est désigné selon la grandeur surveillée (tension, courant, puissance, fréquence, impédance, etc...).

- **Relais Electromécaniques** sont les premiers relais inventés qui utilisent des dispositifs électriques et mécaniques ou une combinaison des deux pour commuter le disjoncteur.
- **Relais Statique** est venu en 1960, il était basé sur des dispositifs électroniques pour réaliser la caractéristique de relais au lieu de bobines et de champ magnétique.
- **Relais Digitaux** ont été fondés, relais avancé qui utilise la conversion analogique-numérique de toutes les quantités mesurées.

Il utilise également un microprocesseur pour mettre en œuvre l'algorithme de protection, Ce processus utilise la technique de comptage ou les transformées de Fourier discrètes (DFT) pour mettre en œuvre l'algorithme.

- **Relais Numériques** sont la version avancée des relais digitaux. Ils utilisent un ou plusieurs processeurs de signaux numériques (DSP) optimisés pour le traitement des signaux en temps réel qui exécutent les algorithmes mathématiques des fonctions de protection [5].



Figure I.14 Relais numérique au niveau de GRTE Ouargla.

IV.1.2 Transformateurs de mesure :

Destiné à alimenter des appareils de mesure, des compteurs, des relais et autres appareils analogues. Ils sont utilisés pour permettre la mesure de la tension ou du courant quand ceux-ci ont une valeur trop élevée pour être mesurée directement. Ils doivent transformer la tension ou le courant de manière proportionnelle et sans déphasage.



Figure I.15 TC 60kV à gauche, TT 60kV à droite au niveau de GRTE Ouargla.

IV.1.2.1 Transformateur de tension (TT) :

Selon la définition donnée par (C.E.I), un transformateur de tension ou potentiel est un transformateur de mesure dans lequel la tension secondaire est, dans les conditions normales d'emploi, pratiquement proportionnelle à la tension primaire et déphasée par rapport à celle-ci d'un angle voisin de zéro, pour un sens approprié des connexions. Il s'agit donc d'un appareil pour la mesure de fortes tensions électriques. Il sert à faire l'adaptation entre la tension élevée d'un réseau électrique HTA ou HTB (jusqu'à quelques centaines de kilovolts) et l'appareil de mesure (voltmètre, ou wattmètre par exemple) ou le relais de protection, qui eux sont prévus pour mesurer des tensions de l'ordre de la centaine de volts [4].

IV.1.2.2 Transformateur de courant (TC) :

Selon la définition de (C.E.I), un transformateur de courant est un transformateur de mesure dans lequel le courant secondaire est, dans les conditions normales d'emploi, pratiquement proportionnel au courant primaire et déphasé par rapport à celui-ci d'un angle approximativement nul pour un sens approprié des connexions ». Durant le défaut, le niveau du courant du transformateur augmente qui rend leur choix critique pour un fonctionnement correct du relais. Avec cette image de l'intensité, le relais élabore à son tour un ordre de déclenchement en fonction du type de protection qu'il réalise et des valeurs auxquelles il a été préréglé (seuil, temporisation). Cet ordre est transmis à un ou plusieurs appareils de coupure (disjoncteur, contacteur, interrupteur) [4].

IV.1.3 Organe d'exécution :

IV.1.3.1 Disjoncteur :

Un disjoncteur un interrupteur électrique à commande automatique est conçu pour laisser circuler le courant électrique, et, protéger un circuit électrique contre les dommages causés par un courant excessif provenant d'une surcharge, d'un court-circuit ou d'une fuite à la terre. Il peut surveiller un ou plusieurs paramètres d'une ligne électrique. Il associé à un relais qui détecte le défaut est commande l'ouverture et la fermeture du disjoncteur [6].

Les disjoncteurs existants au niveau du (GRTE Ouargla) sont celles à l'huile et au SF6.



Figure I.16 Disjoncteur 60kV au niveau de GRTE Ouargla.

IV.1.3.2 Interrupteur :

Un organe ou appareillage de commande qui permet d'ouvrir et de fermer un circuit alimentant un appareil électrique aux valeurs des intensités nominales. Ils peuvent couper les faibles courants capacitifs des lignes de transport ou les courants d'excitation des transformateurs, mais qui ne peuvent pas interrompre les courants de charges normaux [6].

IV.1.3.3 Sectionneur :

Un appareil électromécanique permettant de séparer, de façon mécanique, un circuit électrique et son alimentation, tout en assurant physiquement une distance de sectionnement satisfaisante électriquement. Il permet de garantir la sécurité des personnes travaillant sur la partie isolée du réseau électrique ou bien d'éliminer une partie du réseau en dysfonctionnement pour pouvoir en utiliser les autres parties [6].



Figure I.17 Sectionneur 220kV au niveau de GRTE Ouargla.

V. Qualités principales d'un système de protection :

A. Rapidité :

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

B. Sélectivité :

La sélectivité a pour but d'assurer d'une part la continuité de service d'alimentation en énergie électrique et d'autre part la fonction secours entre les protections, Les protections constituent entre elles un ensemble cohérent dépendant de la structure réseau et de son régime de neutre.

Elle consiste à isoler le plus rapidement possible la partie du réseau affectée et uniquement cette partie, en laissant sous tension toutes les parties saines du réseau.

Elles doivent donc être envisagées sous l'angle d'un système reposant sur le principe de sélectivité.

Différent mode de sélectivité peuvent être mis en œuvre (Ampérométrique, Chronométrique, Logique... etc.).

C. Sensibilité :

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

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

D. Fiabilité :

La fiabilité d'une protection, qui est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement incorrect (éviter les déclenchements intempestifs), est la combinaison de :

1. La sûreté : qui est la probabilité de ne pas avoir de défaut de fonctionnement.
2. La sécurité : qui est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement intempestif [7].

VI. Zones de protection d'un réseau électrique :

La philosophie générale de protection d'un réseau électrique est de diviser le réseau électrique en plusieurs zones délimitées par les disjoncteurs. Chaque zone doit être correctement protégée.

Dans la figure (I.18) les zones se recouvrent pour ne laisser aucun point du réseau sans protection, chaque zone est protégée par un système se composant d'un ou plusieurs relais protecteurs.

Le recouvrement est accompli en recouvrant le raccordement des transformateurs de courant des zones adjacentes. Si un défaut est produit, le relais déclenchera tous les disjoncteurs qui se trouvent dans la zone recouverte afin d'isoler le défaut [7].

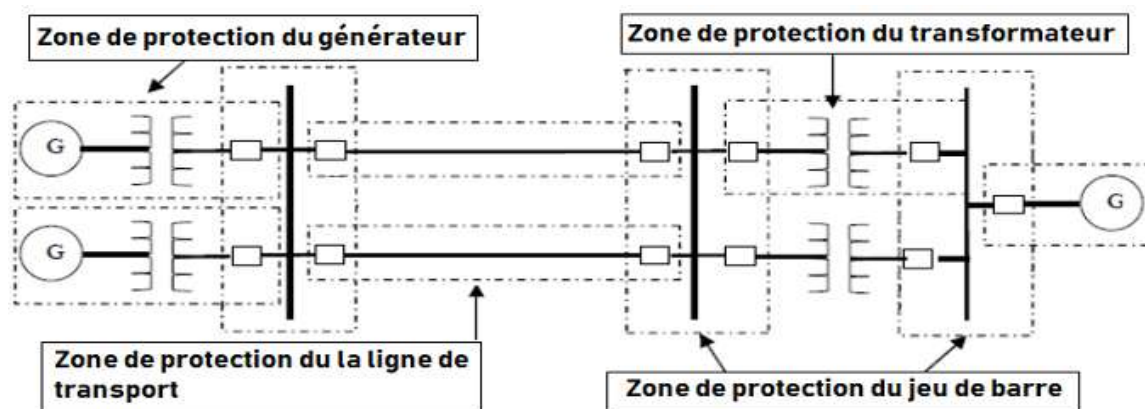


Figure I.18 Les zones de protection.

VII. Conclusion :

On a présenté dans ce chapitre les différents types des défauts dans un réseau électrique de transports, telles que leurs causes et leurs effets.

Ensuite, nous avons donné une description des éléments d'un système de protection, et les différentes qualités d'un système de protection.

CHAPITRE 02 :

PROTECTION DES LIGNES DE
TRANSPORT D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE
PAR LES RELAIS NUMÉRIQUES.

I. Introduction :

Les relais numériques sont mis en application pour protéger presque tous les composants des systèmes électriques, Les techniques fondamentalement numériques emploient les mêmes principes qui ont été employé par les relais électromécaniques et statiques.

Dans ce chapitre, nous parlerons sur les relais numériques et les types de protection plus connus pour lignes de transport d'énergie électriques.

II. Techniques de protection des lignes de transport d'énergie électriques :

La technique de protection choisie dans les lignes de transport d'énergie électriques est basée sur le choix et le type du relais de protection, dans la plupart des cas, la protection des lignes de transport se base sur trois types plus efficaces et fiables que les autres types.

II.1 Protection à maximum de courant :

Une protection à maximum de courant est une protection électrique qui consiste à comparer le courant mesuré dans le réseau à une valeur limite appelé le courant de seuil, si le seuil est dépassé, la protection conclut qu'un court-circuit ou une surcharge, selon les cas, a lieu.

On peut différencier deux familles de protection à maximum de courant, celle à temps indépendant et celle à temps inverse [4].

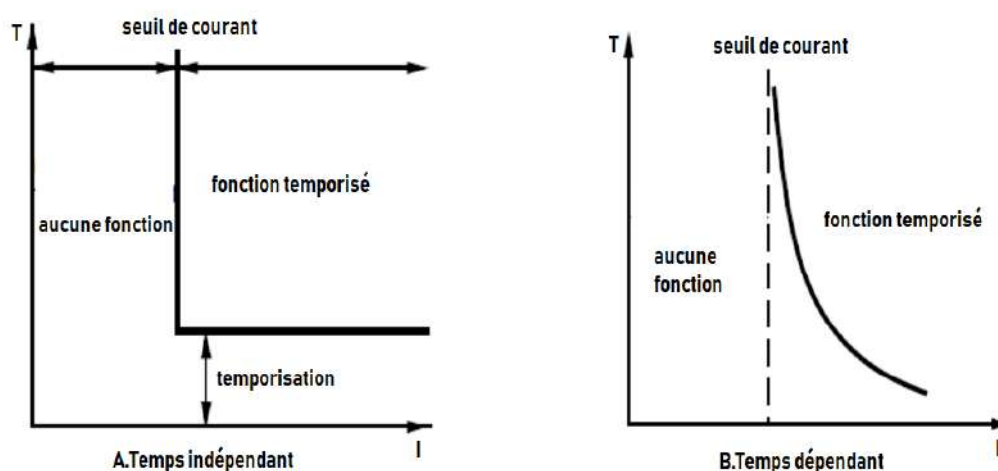


Figure II.1 Principe de la protection à maximum de courant.

II.2 Protection différentielle ANSI 87 :

Le principe fondamental du relais différentiel est le suivant :

« La somme des courants qui s'écoulent dans une zone protégée sera essentiellement égale à la somme des courants qui sortent d'une zone protégée dans des conditions normales. »

L'idée de fonctionnement du relais différentiels des lignes s'appuie sur la loi de Kirchhoff du courant et elle n'a pas besoin de circuits secondaire dans son fonctionnement et cela on le nomme protection du courant.

Le système de protection des lignes contient un appareil sur chaque côté de la ligne qu'on veut le protéger à condition qu'il ait un moyen pour transmettre le signal entre les deux appareils comme câble pilote - « pilote wires » ou les fibres optiques « optical fibers » ou n'importe quel autre moyen de communication, dans le cas de défaut le relais va transmettre signal de déclenchement du disjoncteur de deux côtés [1].

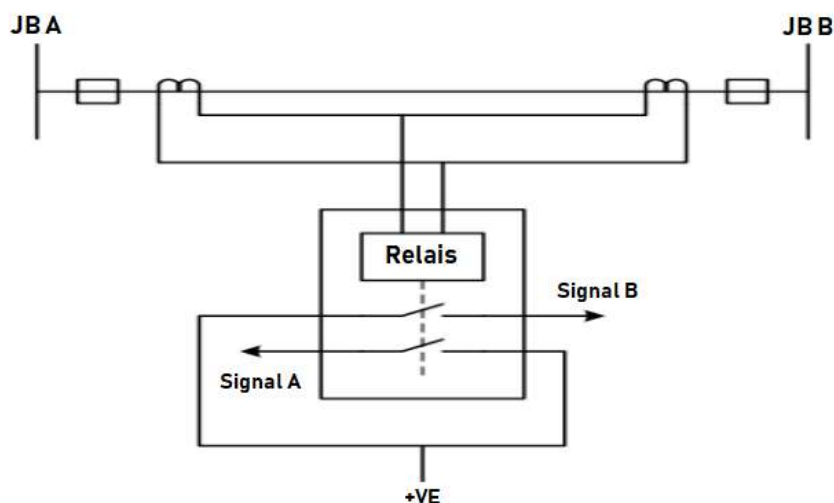


Figure II.2 Schéma de la protection différentielle.

II.3 Protection à distance ANSI 21:

Le principe fondamental de la protection à distance est:

"Quel que soit le type de défaut en cause, la tension et le courant utilisés pour exciter le relais approprié sont tels que le relais mesurera l'impédance de séquence positive du défaut."

Les réglages de zone de tous les relais peuvent être basés sur l'impédance de séquence positive de la ligne et fonctionneront de manière cohérente quel que soit le type de défaut impliqué. Pour appliquer ce principe, il faut déterminer les entrées de courant et de tension appropriées et l'algorithme nécessaire pour mesurer l'impédance de séquence positive de la ligne.

Dans un fonctionnement équilibré normal, la tension et le courant de phase peuvent être directement utilisés pour calculer l'impédance de séquence positive via la loi d'Ohm. La présence de la composante négative et homopolaire interdit l'utilisation directe de la loi d'Ohm pour calculer l'impédance de séquence positive. Comme il n'est pas possible de mesurer directement uniquement les courants et la tension de phase de séquence positive, plusieurs algorithmes devront être développés pour faciliter ces mesures dans les diverses conditions de défaut.

En général, on distingue trois niveaux de traitement suite à l'apparition d'un défaut sur un réseau de transport :

- **La détection du défaut :** La détection doit être très rapide car elle entraîne l'ouverture des disjoncteurs qui mettront hors tension la partie défectueuse du réseau. Elle est réalisée à partir des relais de protection (courants et tensions mesurés).

- **La localisation du défaut :** Précise ou indique le lieu du défaut sur la ligne aérienne. C'est la caractéristique principale de ce type de protection. Cela fait à travers le calcul de l'impédance de la ligne en fonction de la longueur de la ligne.
- **L'élimination du défaut :** Les courts-circuits sont des incidents qu'il faut éliminer le plus rapidement possible. C'est le rôle des protections dont la rapidité de fonctionnement est une des performances prioritaires [6] [8].

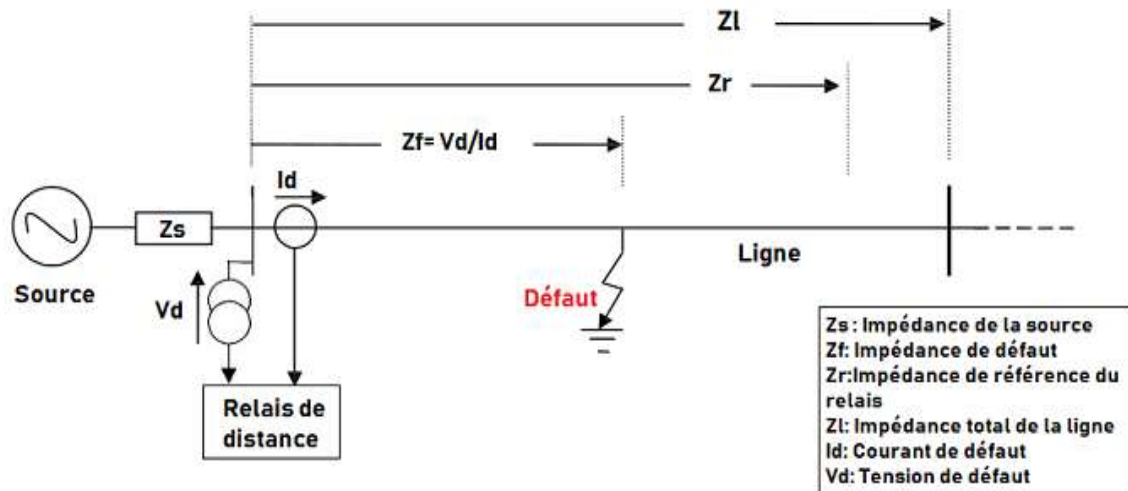


Figure II.3 La protection de distance de la ligne.

II.3.1 Zones de relais à distance :

Plusieurs zones sont utilisées pour protéger une ligne de transport :

La zone 1, est mise pour couvrir approximativement 80-90% (varié selon le relais) de la longueur totale de la ligne pour prendre soin des erreurs et pour éviter l'opération inutile pour des défauts au-delà de l'autre extrémité. Elle est mise pour se déclencher instantanément

La zone 2, est mise pour couvrir le reste de la ligne plus une marge adéquate (environ 20% de la ligne adjacente), Les arrangements de cette zone devraient ne jamais surmonter n'importe quelle zone 1 du relais aux lignes adjacentes ; autrement le déclenchement inutile des lignes peut se produire au cas où un défaut se trouverait simultanément en dessous de la portée de la zone 2 des deux relais situés à la station A et B suivant les indications de la figure (II.4).

Par conséquent, l'arrangement minimum pour la zone 2 qui assure la couverture totale de la ligne, avec une marge de sûreté, est habituellement 120% de la ligne protégée, à condition que ceci ne dépasse pas 50% de la prochaine ligne la plus courte. Pour assurer la sélectivité, la zone 2 doit être retardée par un temps (gradué) relative à la protection de la ligne adjacente.

Le retard de temps typique de la zone 2 est 300ms à 400ms pour les relais électromécaniques et à 250ms à 300ms pour la protection statique et numérique.

La zone 3, est employée pour assurer la protection de plein support pour les lignes adjacentes. L'arrangement de la zone 3 couvre (avec une marge adéquate) la ligne protégée plus 100% de la plus longue ligne adjacente.

Le temps de retard intentionnel utilisé pour la zone 3 est environ 0.6 à 1 sec [9].

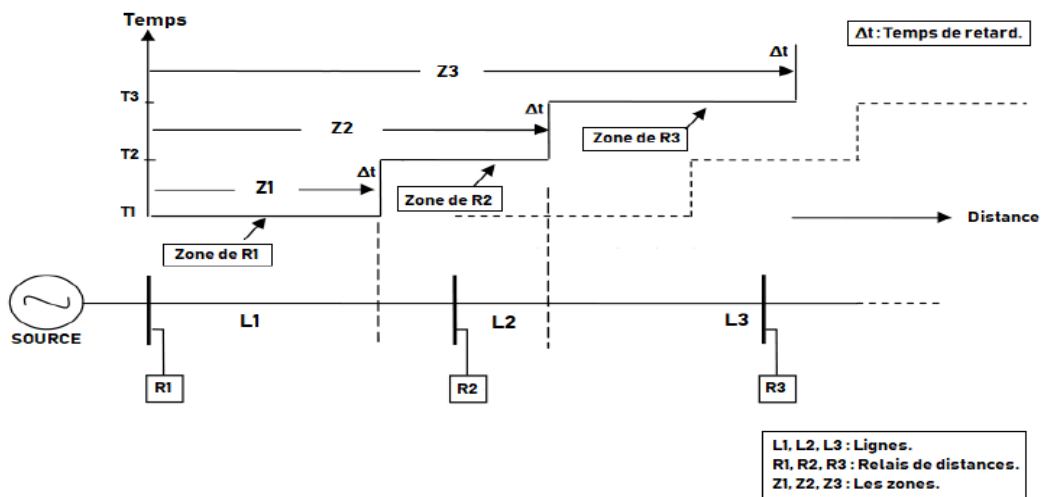


Figure II.4 Zone de protection pour relais à distance.

II.3.2 Caractéristiques de relais à distance :

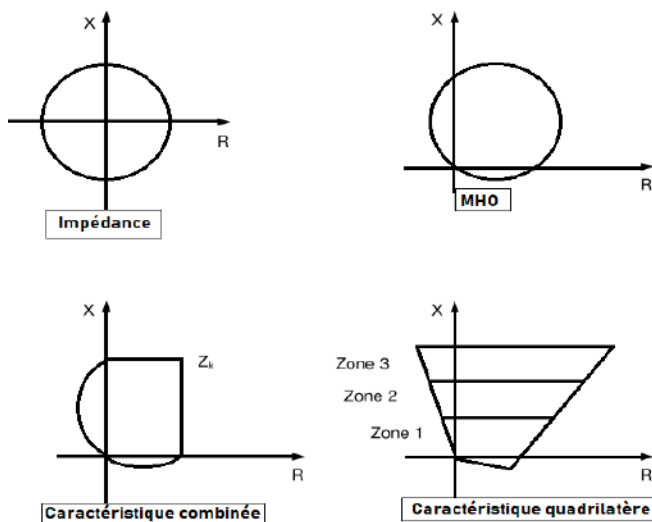


Figure II.5 Caractéristiques du relais.

Pour Les relais numériques il est possible de concevoir des caractéristiques de fonctionnement de presque n'importe quelle forme, les caractéristiques de fonctionnement les plus courantes utilisées par les relais de distance sont l'impédance et les caractéristiques combinées, le Mho et les caractéristiques quadrilatérales, il existe des méthodes utilisées pour obtenir différentes caractéristiques de fonctionnement par les comparateurs de phase et de magnitude.

A l'origine, la caractéristique de fonctionnement était un cercle situé à l'origine des coordonnées dans le plan R-X du relais d'impédance. Cependant, ce type de relais est non directionnel et sensible aux variations de puissance et à l'empiètement de la charge en raison du grand cercle d'impédance et à l'empiètement de la charge en raison du grand cercle d'impédance. Par conséquent, le diamètre du cercle a été réduit et son origine est passée par l'origine des coordonnées ce qui a donné naissance au relais Mho, les relais à caractéristiques combinées sont obtenus en ajoutant un cercle Mho avec des lignes parallèles aux axes résistif et réactif qui se croisent au point de réglage Z_k .

Les relais de distance modernes, en particulier les types numériques, offrent une caractéristique quadrilatérale dont la portée résistive et réactive peut être réglée indépendamment. Dont la portée résistive et réactive peut être réglée indépendamment [10].

II.3.3 Signaux d'entrée de relais à distance :

Sur un réseau électrique triphasé, il existe de nombreux types de défauts possibles. Les équations qui régissent la relation entre les tensions et les courants à l'emplacement du relais sont différentes pour chacun de ces défauts, il faut donc s'attendre à ce qu'il faille plusieurs relais de distance, chacun d'entre eux étant alimenté par une paire différente d'entrées de tension et de courant, pour mesurer correctement la distance au défaut.

Le principe fondamental des relais de distance est que, quel que soit le type de défaut, la tension et le courant utilisés pour exciter le relais approprié sont tels que le relais mesure l'impédance de séquence positive du défaut, une fois cela réalisé, les réglages de zone de tous les relais peuvent être basés sur l'impédance de séquence positive totale de la ligne, quel que soit le type de défaut. Nous allons maintenant considérer différents types de défaut et donner les entrées de tension et de courant appropriées à utiliser pour les relais de distance responsables de chacun de ces types de défaut [11].

Dans le tableau suivant, nous allons voir l'algorithme d'impédance de défaut pour différents types de défaut :

Tableau II.1 Les impédances de défaut.

Défauts	Impédance de défaut
AB ou ABG	$\frac{V_A - V_B}{I_A - I_B}$
AC ou ACG	$\frac{V_A - V_C}{I_A - I_C}$
BC ou BCG	$\frac{V_B - V_C}{I_B - I_C}$
AG	$\frac{V_A}{I_A + 3K_0 I_0}$
BG	$\frac{V_B}{I_B + 3K_0 I_0}$
CG	$\frac{V_C}{I_C + 3K_0 I_0}$
ABC ou ABCG	$\frac{V_A}{I_A} = \frac{V_B}{I_B} = \frac{V_C}{I_C}$

A, B et C : Les phases défectueuses.

G : La terre.

V_A , V_B et V_C : Les tensions des phases.

I_A , I_B et I_C : Les courants des phases.

K_0 : Facteur de compensation résiduel.

Z_0 : Impédance homopolaire de la ligne.

Z_1 : Impédance de séquence positive (direct) de la ligne.

$$K_0 = \frac{(Z_0 - Z_1)}{K \times Z_1} \quad (\text{II.1})$$

$$I_0 = \frac{1}{3(I_A + I_B + I_C)} \quad (\text{II.2})$$

K : Peut-être 1 ou 3 dépendent de la conception de relais.

II.3.4 Comparateurs de protection à distance :

Les éléments de mesure de relais dont la fonctionnalité est basée sur la comparaison de deux valeurs indépendantes sont essentiellement des comparateurs d'amplitude ou de phase [11].

II.3.4.1 Comparateur de phase :

Un comparateur de phase vérifie la différence entre les angles de phase des deux signaux composites, et fonctionne si la différence se situe dans une plage spécifiée.

Les signaux composites dans un comparateur de phase sont désignés par S_1 et S_2 .

Un déplacement angulaire est considéré comme positif si S_1 est supérieur à S_2 , un comparateur de phase fonctionne si la condition suivante est satisfaite :

$$-90^\circ \leq \theta_{S_1} - \theta_{S_2} \leq 90^\circ \quad (\text{II.3})$$

II.3.4.2 Comparateur d'amplitude:

Un comparateur d'amplitude compare l'amplitude des deux signaux composites et fonctionne si l'amplitude d'un signal est supérieure à l'amplitude de l'autre signal.

Les signaux composites dans un comparateur d'amplitude sont désignés par des signaux S_0 et S_R d'exploitation et retenir, respectivement.

Le comparateur fonctionne si la condition suivante est satisfaite :

$$|S_0| \geq |S_R| \quad (\text{II.4})$$

III. Caractéristique Mho :

Les relais Mho sont intrinsèquement directionnels. Ils sont caractérisés par l'impédance sur le cercle et par l'angle caractéristique du relais, qui est l'angle entre l'axe R et la droite passant par l'origine et le centre du cercle. Cet angle doit être plus faible que celui formé avec l'impédance de la ligne, afin d'être plus sensible en cas de défaut avec un arc fortement résistif [11].

III.1 Comparateur de phase caractéristique Mho :

Les signaux S_1 et S_2 du comparateur de phase pour produire la caractéristique Mho sont :

$$S_1 = -V_r \angle 0^\circ + Z_R \angle \theta^\circ \times I_r \angle -\varphi_r \quad (\text{II.5})$$

$$S_2 = V_r \angle 0^\circ \quad (\text{II.6})$$

en divisant ces équations par le courant de ligne ($I_r \angle -\varphi_r$), on obtient les équations suivantes :

$$S_1' = -Z_r \angle 0^\circ + Z_R \angle \theta^\circ \quad (\text{II.7})$$

$$S_2' = Z_r \angle \varphi_r \quad (\text{II.8})$$

Comme on le voit sur la figure (II.6), Les impédances S_1' et S_2' sont placés dans les extrémités de l'impédance ($Z_R \angle \theta_z$) constante.

Lorsque l'impédance du système ($Z_r \angle \varphi_r$) est à l'intérieur de la caractéristique de fonctionnement, comme le montre la figure (II.6A), l'angle entre S'_1 et S'_2 remplit, l'équation (II.3) et le relais fonctionne.

Dans la figure (II.6B) est représenté le cas de ($I_r \angle -\varphi_r$) situé à l'extérieur de la caractéristique de fonctionnement. Maintenant, l'angle entre S'_1 et S'_2 est en dehors de la plage spécifiée dans l'équation (II.5), et le relais ne fonctionne pas.

Le paramètre ($Z_R \angle \theta_z$) constante marque le diamètre de la caractéristique circulaire qui passe par l'origine [11].

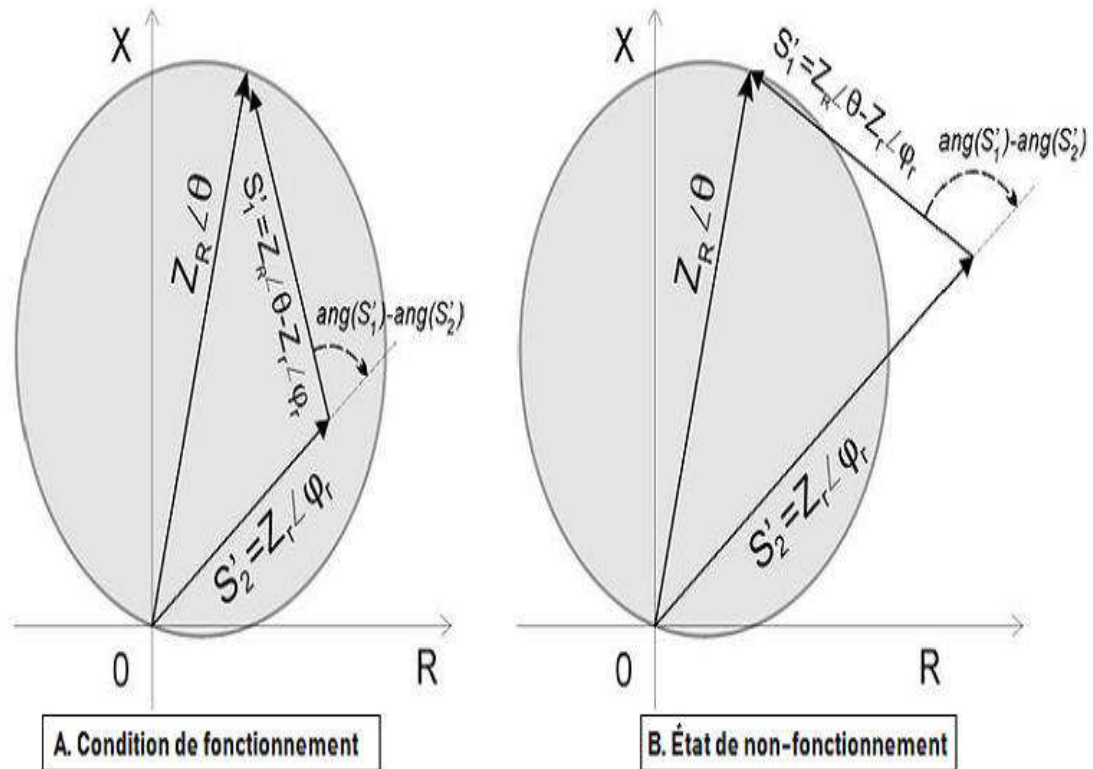


Figure II.6 Définition du comparateur de phase à caractéristique Mho.

III.2 Comparateur d'amplitude caractéristique Mho :

Les entrées suivantes S_E et S_R sont utilisés dans des comparateurs d'amplitude qui mettent en œuvre la caractéristique Mho. Sur la figure (II.10), le rayon de la courbe circulaire est Mho ($Z_R \angle \theta_z$) :

$$S_E = Z_R \angle \theta \times I_r \angle -\varphi_r \quad (\text{II.9})$$

$$S_R = -V_r \angle 0^\circ + Z_R \angle \theta^\circ \times I_r \angle -\varphi_r \quad (\text{II.10})$$

diviser ces équations par ($I_r \angle -\varphi_r$) conduit aux équations suivantes :

$$S'_E = Z_R \angle \theta \quad (\text{II.11})$$

$$S'_R = -Z_r \angle \varphi_r + Z_R \angle \theta^\circ \quad (\text{II.12})$$

Lorsque l'impédance du système ($Z_r \angle \varphi_r$) est à l'intérieur de la caractéristique, la valeur absolue de la S'_R d'impédance est inférieure à la valeur absolue du rayon S'_E comme représenté sur la figure (II.7A), La condition spécifiée dans l'équation (II.4) est satisfaite et le relais fonctionne.

Lorsque l'impédance du système ($Z_r \angle \varphi_r$) est en dehors de la caractéristique, la valeur absolue de S'_R est supérieure à la valeur absolue de S'_E et le relais ne fonctionne pas comme représenté sur la figure (II.7B) [11].

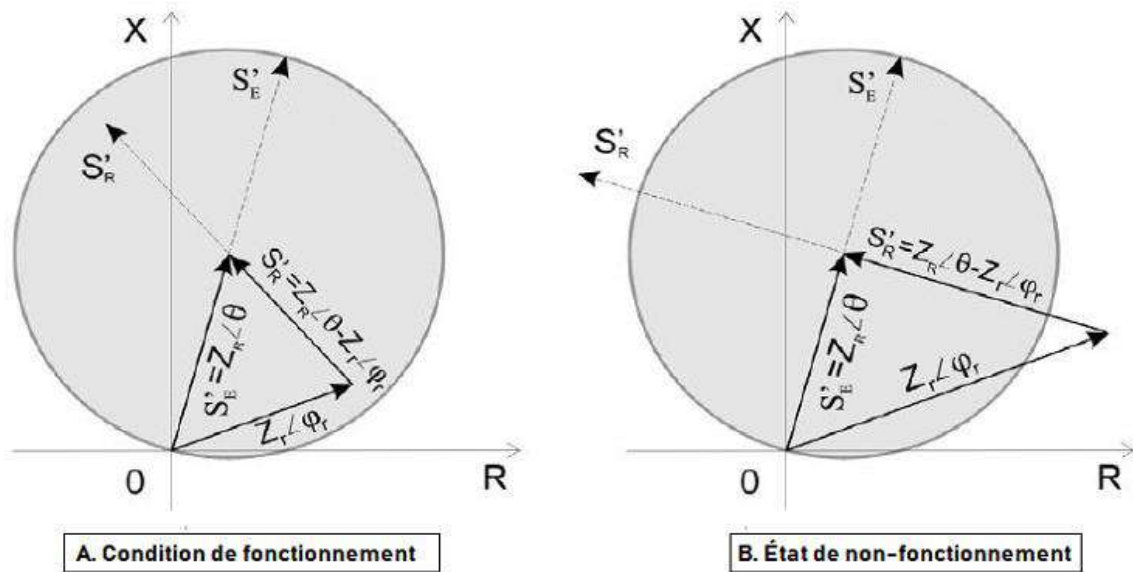


Figure II.7 Définition du comparateur d'amplitude caractéristique Mho.

IV. Structure de relais numérique :

Le relais numérique gère plusieurs fonctions de protection ou caractéristiques de performance, et a la capacité de communication, de surveillance, d'enregistrement et de logique programmable qu'offre la technologie des microprocesseurs, Une vue générale du relais numérique typique est illustré à la figure (II.8).

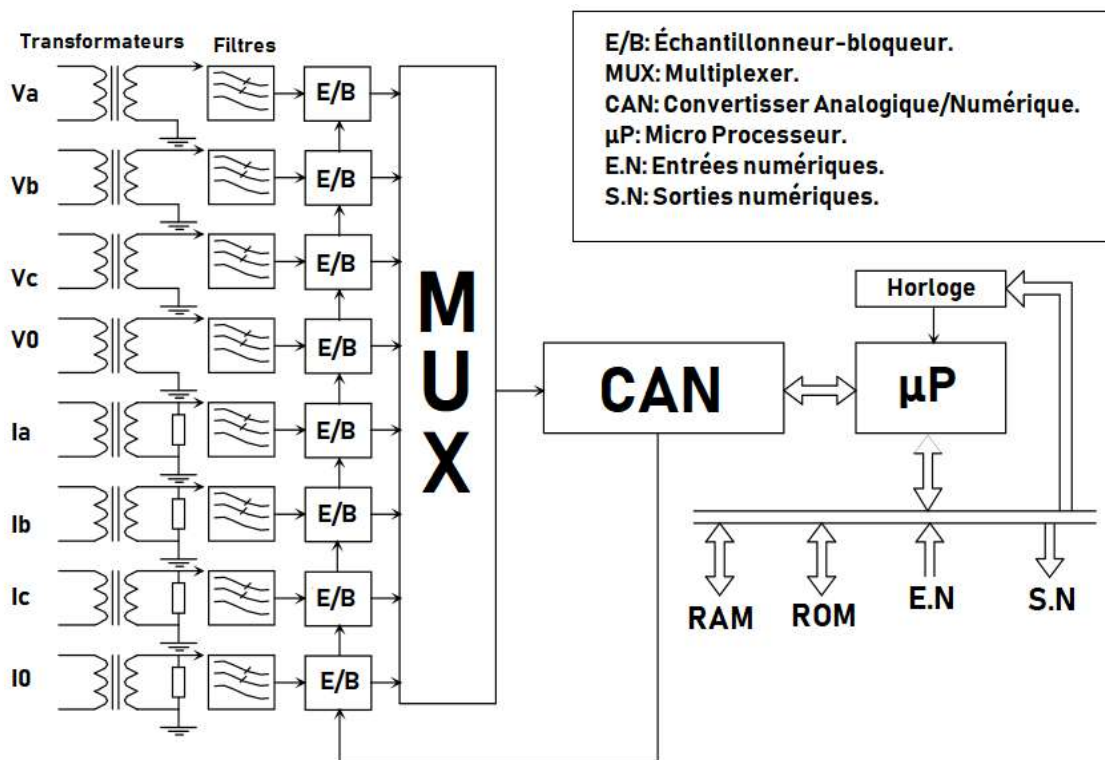


Figure II.8 Structure de relais numérique généralisée.

IV.1 Multiplexage :

Les CAN sont relativement chers, pour n'utiliser qu'un seul convertisseur on fera 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 diviser le temps, par exemple chaque seconde, en petits 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 issu de chacune des voies avec le convertisseur. Le reste du temps c'est-à-dire pratiquement en permanence, il fonctionne comme un interrupteur ouvert, chargeant chacune des voies sur l'impédance d'entrée du système d'acquisition, mais n'assurant aucune liaison physique entre les voies et le convertisseur [9].

IV.2 Conversion analogique / numérique :

La conversion numérique d'un signal analogique consiste à prélever des échantillons de ce signal à des instants réguliers. Pour échantillonner un signal, on définit une durée, appelée période d'échantillonnage, qui est l'intervalle de temps entre deux valeurs converties.

Cette période doit être choisie suffisamment courte pour que l'échantillonnage soit significatif. Elle ne doit pas non plus être exagérément petite, afin que la quantité d'informations ne soit pas trop importante. Le circuit assurant cette fonction est appelé échantillonneur/bloqueur (E/B), puisqu'il doit conserver (bloquer) pendant la période d'échantillonnage la valeur du signal d'entrée. A la sortie du E/B, le signal 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 défini qu'aux instants d'échantillonnage. Le choix de la période d'échantillonnage est crucial : un sous-échantillonnage détériore 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 général, pour s'assurer de cette condition, on applique un filtre passe-bas (filtre anti-repliement) avant l'échantillonnage du signal [9].

IV.3 Filtre anti-repliement :

Dû aux limites pratiques des taux d'échantillonnage dans un relais numérique, le convertisseur analogique/numérique (CAN) est 'aveugle' en dehors des moments où il fait sa conversion. A la réception du top (impulsion) de l'horloge, le CAN effectue sa conversion quasi instantanément. Il y a donc perte de l'information contenue entre les impulsions. Le repliement (aliasing) spectral, est un phénomène qui change l'identité d'un signal 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 (c'est-à-dire plus que) 2 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 (un filtre par signal) 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.

Les fréquences supérieures à la moitié de la fréquence d'échantillonnage doivent être supprimées. La présence d'un filtre anti-repliement 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 [9].

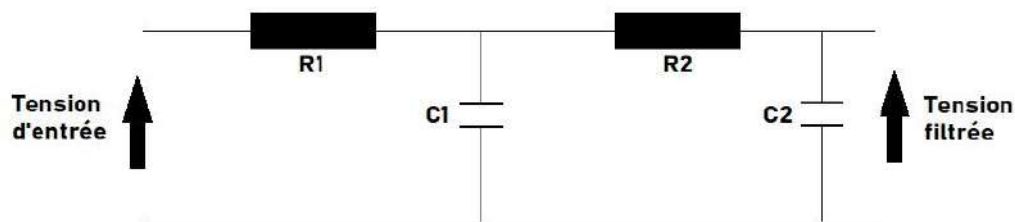


Figure II.9 Filtre anti-repliement analogique.

IV.4 Microprocesseur :

Le microprocesseur est le cœur du relais numérique, c'est lui qui exécute le programme de l'algorithme choisi pour la détection ou la localisation des défauts.

Un microprocesseur est un composant électronique minuscule, fabriqué le plus souvent en silicium, qui regroupe un certain nombre de transistors élémentaires interconnectés. Le microprocesseur exécute les fonctions de l'unité centrale d'ordinateur (CPU). Il interprète les instructions et traite les données du programme [9].

IV.5 Commande de coupure :

Après détection du défaut et identification de l'ouvrage atteint. La protection élabore un ordre de sortie qui sert à commander l'ouverture du 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 [9].

IV.6 Les Avantages de relais numérique:

Les relais Numériques ont beaucoup d'avantages telle que:

1. **Économique:** Ils présentent beaucoup de dispositifs au prix raisonnable.
2. **Rapide :** Les relais numériques n'emploient aucune partie mécanique, et l'utilisation des processeurs à grande vitesse ont fait de ces relais très rapides.
3. **Temps mise en marche réduit :** Les relais numériques ont des dispositifs de mesure et les compatibilités à distance, qui font la mise en marche simple et moins longue.

4. **Flexibilité** : Peut être employé pour protéger différents composants de système d'énergie en chargeant différents logiciels.
5. **Petite taille** : Les relais numériques sont plus légers dans le poids et ont besoin de moins d'espace
6. **Remplacement facile** : Si un relais numérique tombe en panne, peut être remplacé complètement. Ceci économise le temps et le travail nécessaire pour des réparations [9].

V. Équations de l'impédance apparente :

Les sections suivantes examineront les types de défauts possibles pour une ligne de transmission (en supposant $Z_1 = Z_2$), et développeront l'algorithme approprié pour mesurer l'impédance de séquence positive au défaut dans chaque cas [8].

V.1 Défaut Monophasé (phase-terre) :

Le défaut monophasé à la terre (ag) peut être représenté par le réseau de séquence illustré à la figure (II.10). Les tensions et les courants dans les trois réseaux de séquence à l'emplacement du relais peuvent être donnés comme suit:

$$V_{1F} = V_1 - Z_1 I_1 \quad V_{2F} = V_2 - Z_1 I_2 \quad V_{0F} = V_0 - Z_0 I_0 \quad (\text{II.13})$$

Au point de défaut (F), la tension de la phase (a) est égale à zéro ($V_{1F} = V_{2F} = V_{0F} = 0$), Donc :

$$V_1 = Z_1 I_1 \quad (\text{II.14})$$

$$V_2 = Z_1 I_2 \quad (\text{II.15})$$

$$V_0 = Z_0 I_0 \quad (\text{II.16})$$

Ainsi, la tension de la phase (a) à l'emplacement du relais A est donnée par :

$$V_a = V_1 + V_2 + V_0 = Z_1(I_1 + I_2) + Z_0 I_0 \quad (\text{II.17})$$

$$V_a = Z_1(I_1 + I_2 + I_0) + (Z_0 - Z_1)I_0 \quad (\text{II.18})$$

$$V_a = Z_1(I_a) + (Z_0 - Z_1)I_0 \quad (\text{II.19})$$

$$V_a = Z_1 \left[I_a + \frac{Z_0 - Z_1}{Z_1} I_0 \right] \quad (\text{II.20})$$

Définir : $m = \frac{Z_0 - Z_1}{Z_1}$

$$V_a = Z_1 [I_a + m I_0] \quad (\text{II.21})$$

Donc:

$$\frac{V_a}{I_a + m I_0} = Z_{1,a} \quad (\text{II.22})$$

Une analyse similaire montrera que cela est vrai pour les deux autres types de défaut monophasé (b) et (c).

$$\frac{V_b}{I_b + m I_0} = Z_{1,b} \quad (\text{II.23})$$

$$\frac{V_c}{I_c + m I_0} = Z_{1,c} \quad (\text{II.24})$$

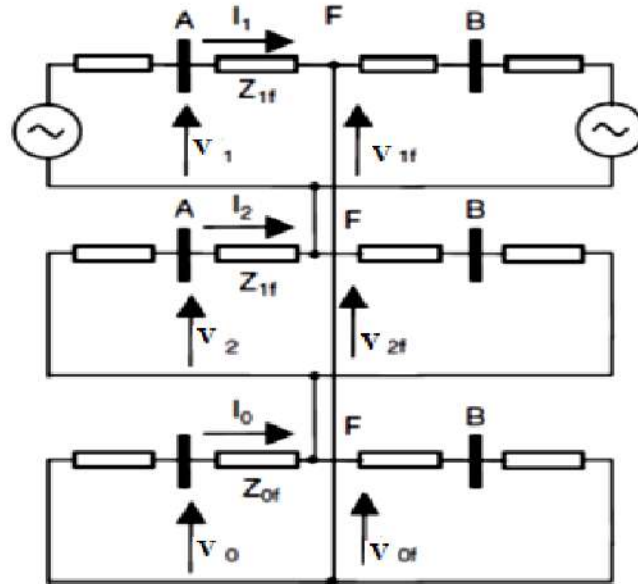


Figure II.10 Circuit des composants symétriques pour un défaut (ag).

Le facteur (m) introduit est communément appelé facteur de compensation.

Ainsi, un relais de distance lisant la tension de phase (a), le courant de phase (a) et le courant de séquence zéro compensé, doit mesurer l'impédance de séquence positive à la terre en cas un défaut monophasé [8].

V.2 Défaut Biphasé :

Le défaut de biphasé (bc) peut être représentée par le réseau de séquence illustré à la figure (II.11), les tensions de séquence positives et négatives au niveau du bus défectueux sont similaires et présentées par :

$$V_{1F} = V_{2F} = V_1 - Z_1 I_1 = V_2 - Z_1 I_2 \quad V_1 - V_2 I_1 - I_2 = Z_1 \quad (\text{II.25})$$

Nous avons:

$$V_b - V_c = (a_2 - a)(V_1 - V_2) \quad (\text{II.26})$$

Pour le courant :

$$I_b - I_c = (a_2 - a)(I_1 - I_2) \quad (\text{II.27})$$

Après avoir effectué les substitutions nécessaires, le résultat suivant se développe:

$$V_b - V_c I_b - I_c = V_1 - V_2 I_1 - I_2 = Z_{1,bc} \quad (\text{II.28})$$

Donc, le relais de distance, lisant la tension entre les phases (b) et (c) et la variation entre les courants dans les deux phases, doit mesurer l'impédance de séquence positive entre les phases si un défaut biphasé se produit [8].

Une analyse similaire montrera que cela est vrai pour les deux autres types de défaut biphasé (ab) et (ca).

$$V_a - V_b I_a - I_b = V_1 - V_2 I_1 - I_2 = Z_{1,ab} \quad (\text{II.29})$$

$$V_c - V_a I_c - I_a = V_1 - V_2 I_1 - I_2 = Z_{1,ca} \quad (\text{II.30})$$

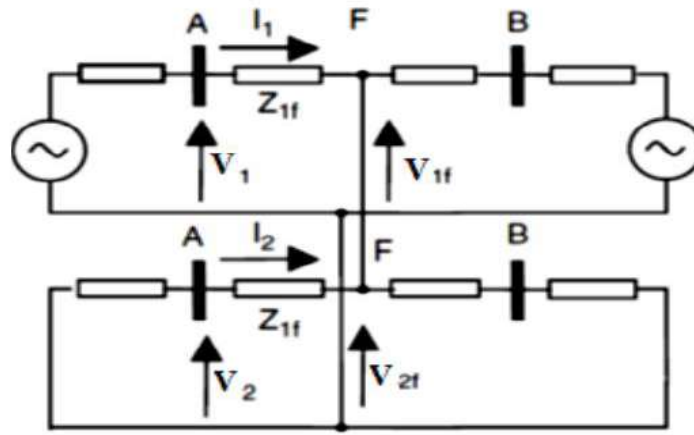


Figure II.11 Circuit des composants symétriques pour un défaut (bc).

V.2.1 Défaut Biphasé-terre:

Le défaut Biphasé à la terre (bcg) peut être représenté par le réseau de séquence illustré à la figure (II.12). Les tensions de séquence positives et négatives au niveau du bus défectueux sont similaires et présentées par :

$$V_{1F} = V_{2F} = V_1 - Z_1 I_1 = V_2 - Z_1 I_2 \tag{II.31}$$

$$\frac{V_1 - V_2}{I_1 - I_2} = Z_1 \tag{II.32}$$

Nous avons:

$$V_b - V_c = (a^2 - a)(V_1 - V_2) \tag{II.33}$$

Pour le courant :

$$I_b - I_c = (a^2 - a)(I_1 - I_2) \tag{II.34}$$

Après avoir effectué les substitutions nécessaires, le résultat suivant se développe:

$$\frac{V_b - V_c}{I_b - I_c} = \frac{V_1 - V_2}{I_1 - I_2} = Z_{1_bcg} \tag{II.35}$$

Une analyse similaire montrera que cela est vrai pour les deux autres types de défaut biphasé-terre (acg) et (abg).

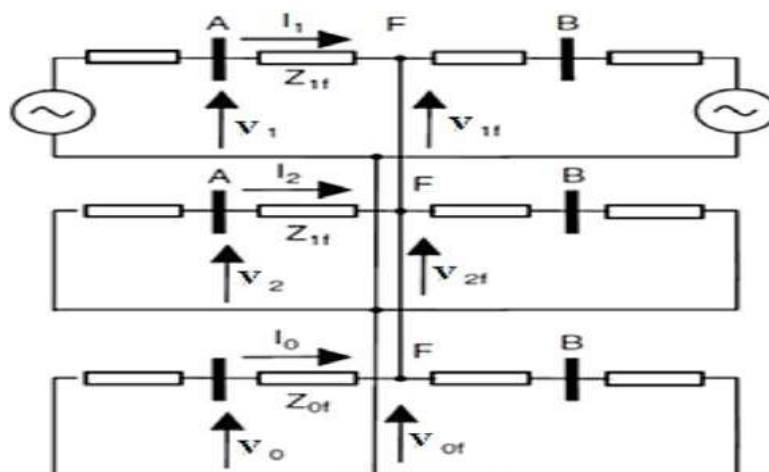


Figure II.12 Circuit des composants symétriques pour un défaut (bcg).

V.3 Défaut Triphasé :

Le défaut triphasé sera supposé être un défaut équilibré. Indépendamment de la terre, le réseau de séquence positive se court-circuite à lui-même, ce qui entraîne l'absence de courant dans les réseaux de séquence négative et de séquence nulle. Ainsi, le réseau de séquence pour les défauts triphasés mis à la terre et non mis à la terre peut être simplifié comme le montre la figure (II.13). La tension de séquence positive à l'emplacement du relais (A) est présentée par:

$$V_1 = V_a = Z_1 I_1 = Z_1 I_a \quad (\text{II.36})$$

$$\frac{V_1}{I_1} = \frac{V_a}{I_a} = Z_1 \quad (\text{II.37})$$

Le résultat de l'équation (II.37) est valable pour un défaut triphasé; cependant, le calcul de l'impédance de séquence positive en cas de défaut triphasé est plus préféré sous forme de perméabilité équations (II.22 et II.28).

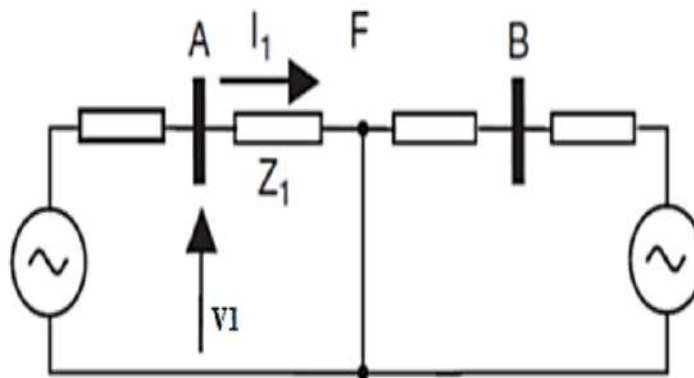


Figure II.13 Circuit de composant symétrique pour un défaut triphasé.

On peut observer que l'équation (II.28) et l'équation (II.37) sont équivalentes lors d'un défaut triphasé comme V_1 et I_2 égaux à zéro. Donc:

$$\frac{V_b - V_c}{I_b - I_c} = Z_{1,bc} \quad (\text{II.38})$$

On peut également observer que l'équation (II.24) et l'équation (II.39) sont équivalentes lors d'un défaut triphasé, I_0 étant égal à zéro.

Alors:

$$\frac{V_a}{I_a + mI_0} = Z_{1,a} \quad (\text{II.39})$$

VI. REL-670 relais de protection à distance dans GRTE Ouargla :

En général, tout relais de distance à n'importe quel endroit est sur les points de :

- Détecter le défaut dans la ligne au niveau des phases de la ligne.
- Localiser le lieu de défaut à partir du point de mesure.
- Commander le disjoncteur à éliminer le défaut.

Ce relais protège toute la ligne entre Ouargla et Hassi Massoud (82.5km), chaque zone à sa propre impédance, ce relais peut détecter au-delà de cette ligne.

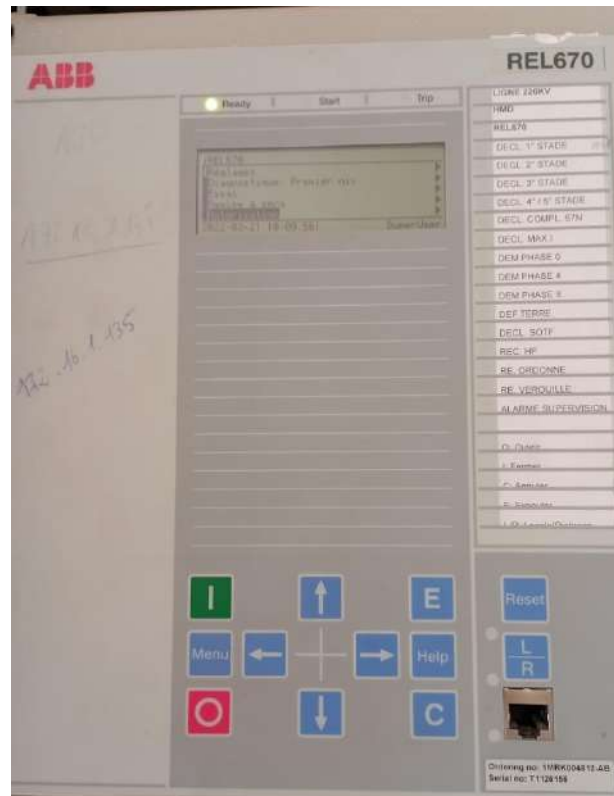


Figure II.14 Relais de protection à distance dans le post GRTE Ouargla.

VII. Conclusion :

Ce chapitre était destiné à introduire la protection numérique et la construction du relais numérique, nous avons vu les trois principales protections, et nous sommes concentrés sur la protection à distance et sa contenance en raison de sa rapidité et efficacité.

CHAPITRE 03 :
DES APPLICATIONS SUR LA
PROTECTION.

I. Introduction :

Dans ce chapitre nous allons essayer plusieurs applications à partir de deux logiciels principaux pour observer et analyser les défauts dans la ligne Ouargla-Hassi Massaoud.

II. Modélisation du système de ligne de transport d'énergie :

La figure (III.1) montre un schéma unifilaire du système qui a été utilisé tout au long de la recherche, se compose d'une ligne de transmission de 82.5km de 220kV s'étendant entre deux transformateurs ; l'un à l'extrémité d'émission et l'autre à l'extrémité de réception.

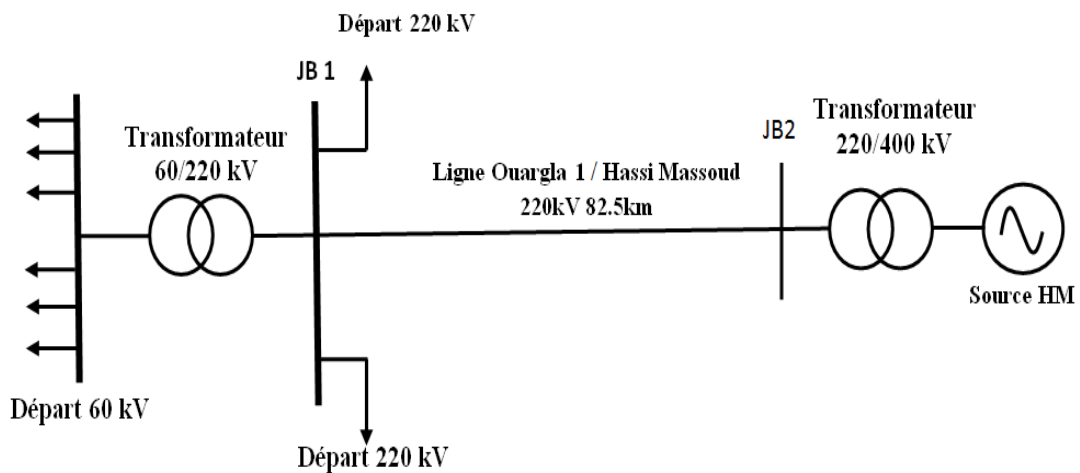


Figure III.1 Schéma unifilaire du système étudié.

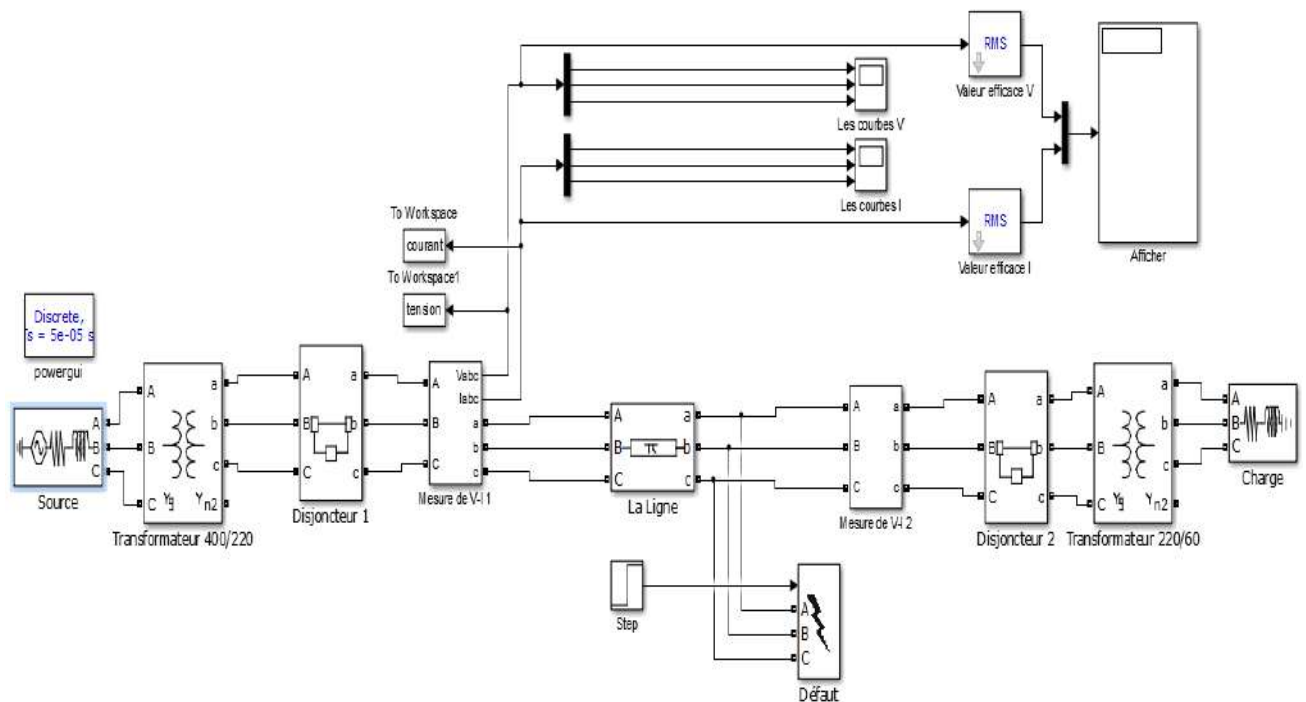


Figure III.2 Modèle de la ligne HM1 à 220kV.

Le schéma bloc de simulation est montré sur la figure (III.2) est réalisée par le logiciel MATLAB 2013b dans l'environnement Simulink à l'aide de la boîte à outils Sim Power Systems.

Les signaux de tension et de courant au niveau des jeux de barres '1' et '2' ont été mesurés à l'aide du bloc triphasé mesure V-I.

Les valeurs des courants et des 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 des transformateurs qui assurent la réduction de la grandeur à mesurer. Ils convertissent soit la tension primaire (par des transformateurs de tension) soit le courant primaire (par des transformateurs de courant) en une valeur (tension ou courant) acceptable pour le fonctionnement du relais.

Les paramètres détaillés de simulation sont les suivantes :

- Les alternateurs et le réseau équivalent sont représentés par des blocs Three-phase Source.
- Les transformateurs sont représentés par des blocs Three-Phase Transformer (Two Windings).
- Les lignes de transport sont modélisées par des blocs Distributed Parameters Line.
- Les charges sont représentées par des blocs Three-Phase Parallel RLC Load.

Les paramètres des lignes sont:

- $R1 = 0.0474 \Omega/\text{km}$ $R0 = 0.3073 \Omega/\text{km}$
- $L1 = 1.011 \text{ mH}/\text{km}$ $L0 = 3.476 \text{ mH}/\text{km}$
- $C1 = 1.13e-8 \mu\text{F}/\text{km}$ $C0 = 8.14e-9 \mu\text{F}/\text{km}$

Remarque : Les paramètres des lignes ne sont pas réels.

Nous allons donc essayer de créer des défauts sur la ligne, Les défauts peuvent être classés en quatre catégories différentes, à savoir :

- Défauts phase à terre
- Défauts biphasé
- Défauts biphasé à la terre
- Défauts triphasés

II.1 Résultats de simulation :

II.1.1 Réseau sain sans défaut :

Pour réseau sain sans défaut et à partir du jeu de barres '1' on prend les visualisations des signaux des courants et des tensions dans les figures (III.3) et (III.4) respectivement.

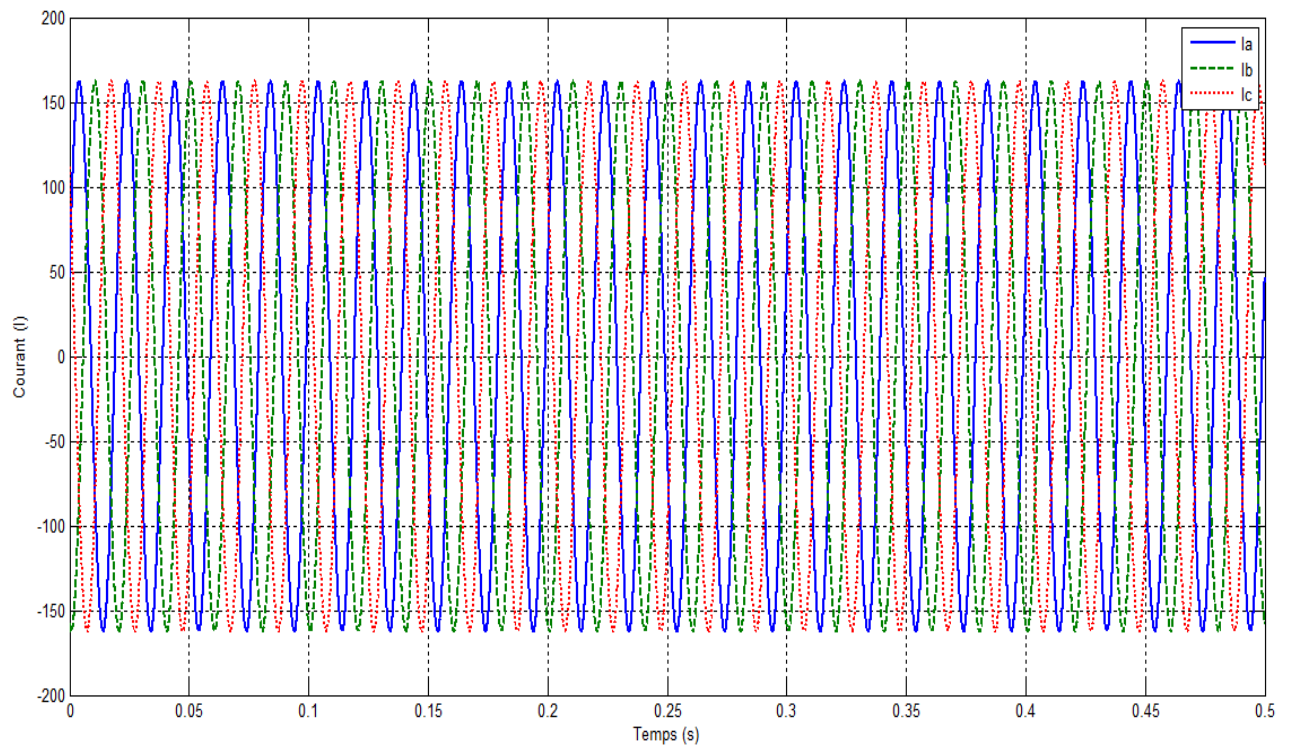


Figure III.3 Forme d'onde de courant sans défaut en temporelle d'un réseau sain.

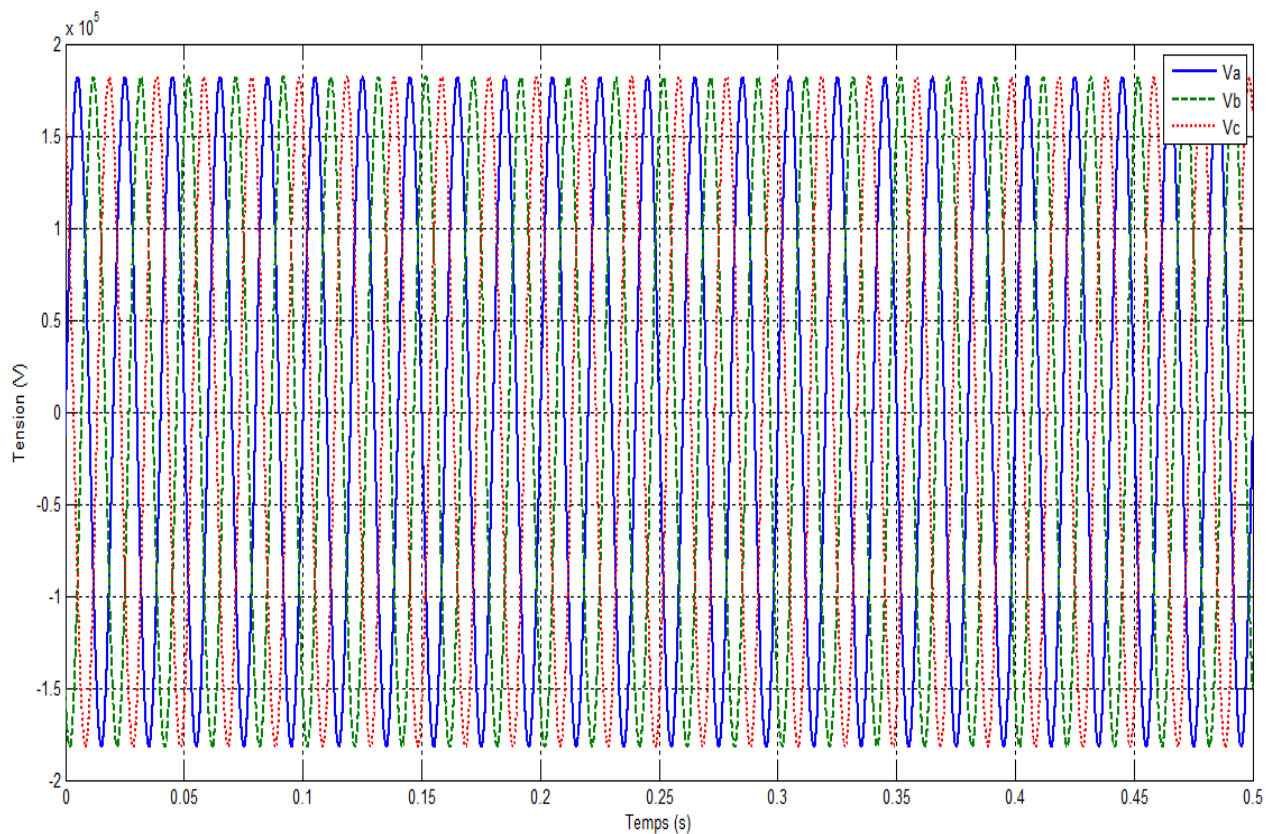


Figure III.4 Forme d'onde de tension sans défaut en temporelle d'un réseau sain.

II.1.2 Réseau avec défaut :

Pour une résistance de défaut de 10Ω avec une distance $m = 70\text{km}$ à partir du jeu de barres '1' on prend les visualisations des signaux des courants et des tensions pour les différents types de défaut.

II.1.2.1 Défaut monophasé (AG) :

Les signaux des tensions et des courants pour un défaut monophasé (phase-terre) sont montrés sur les figures (III.5) et (III.6) respectivement.

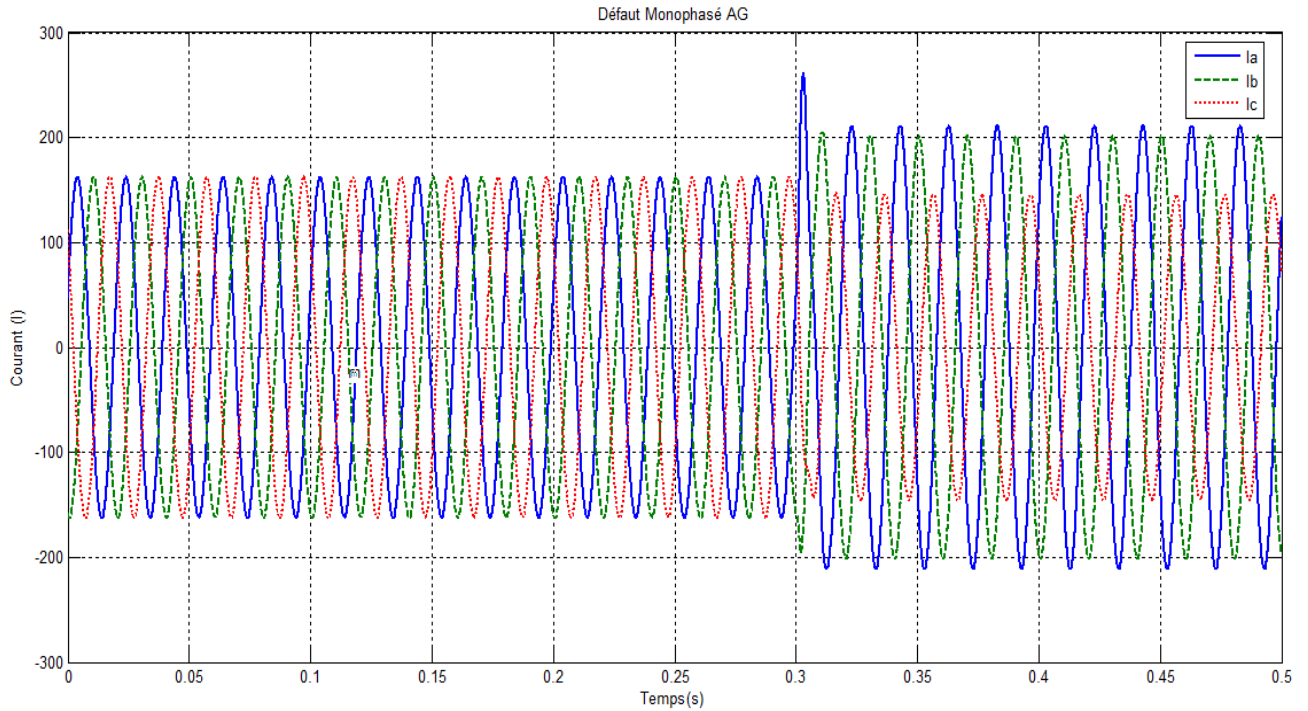


Figure III.5 Forme d'onde de courant pour un défaut monophasé.

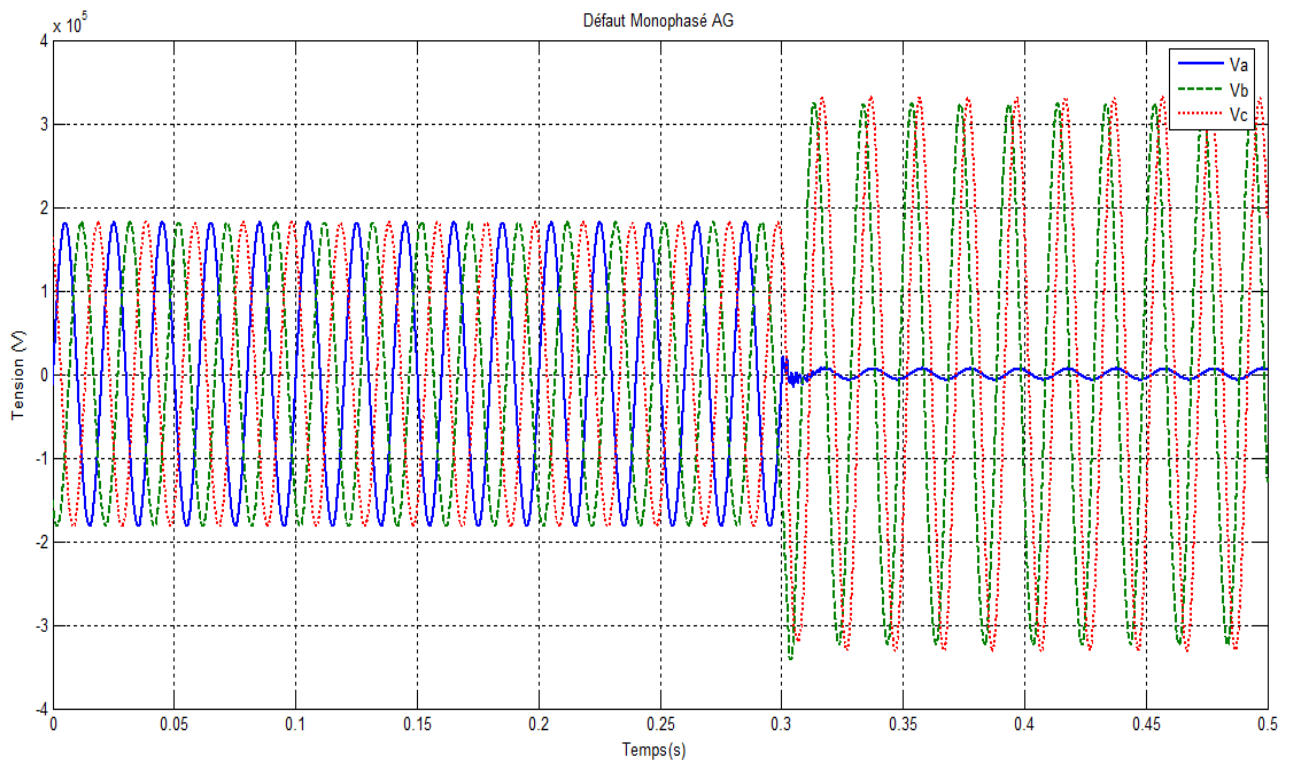


Figure III.6 Forme d'onde de tension pour un défaut monophasé.

II.1.2.2 Défaut biphasé :

II.1.2.2.1 Défaut biphasé-terre (ACG):

Les signaux des tensions et des courants pour un défaut biphasé avec la terre sont montrés sur les figures (III.7) et (III.8) respectivement.

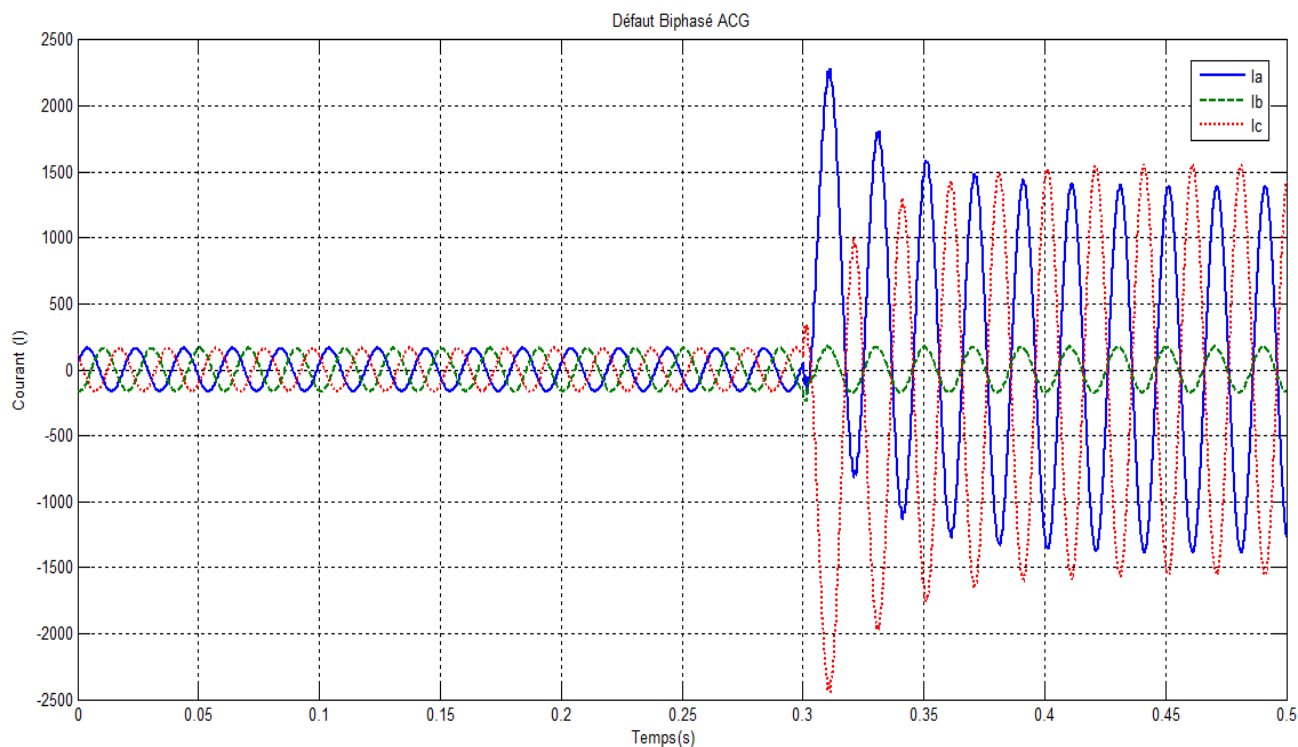


Figure III.7 Forme d'onde de courant pour un défaut biphasé avec la terre.

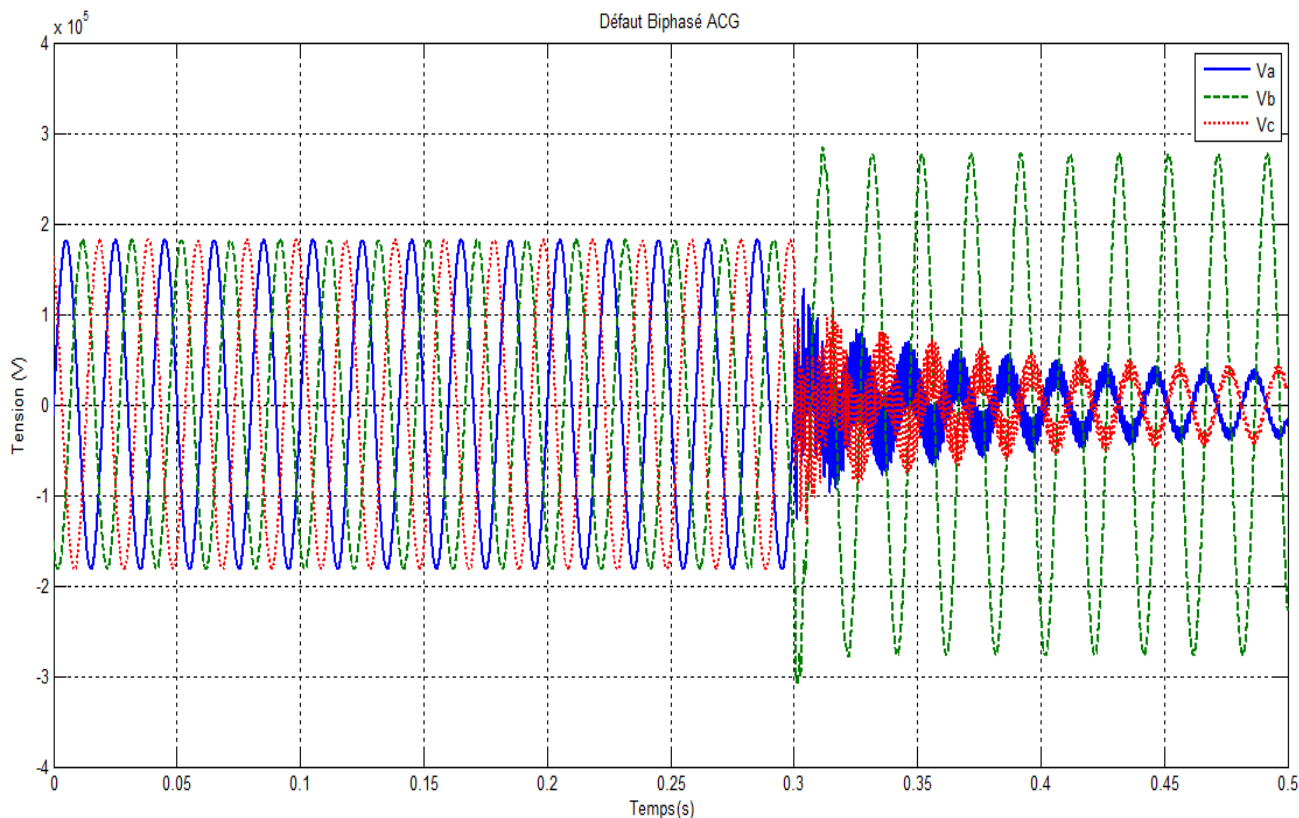


Figure III.8 Forme d'onde de tension pour un défaut biphasé avec la terre.

II.1.2.2.2 Défaut Biphasé (BC) :

Les signaux des tensions et des courants pour un défaut biphasé sans terre sont montrés sur les figures (III.9) et (III.10) respectivement.

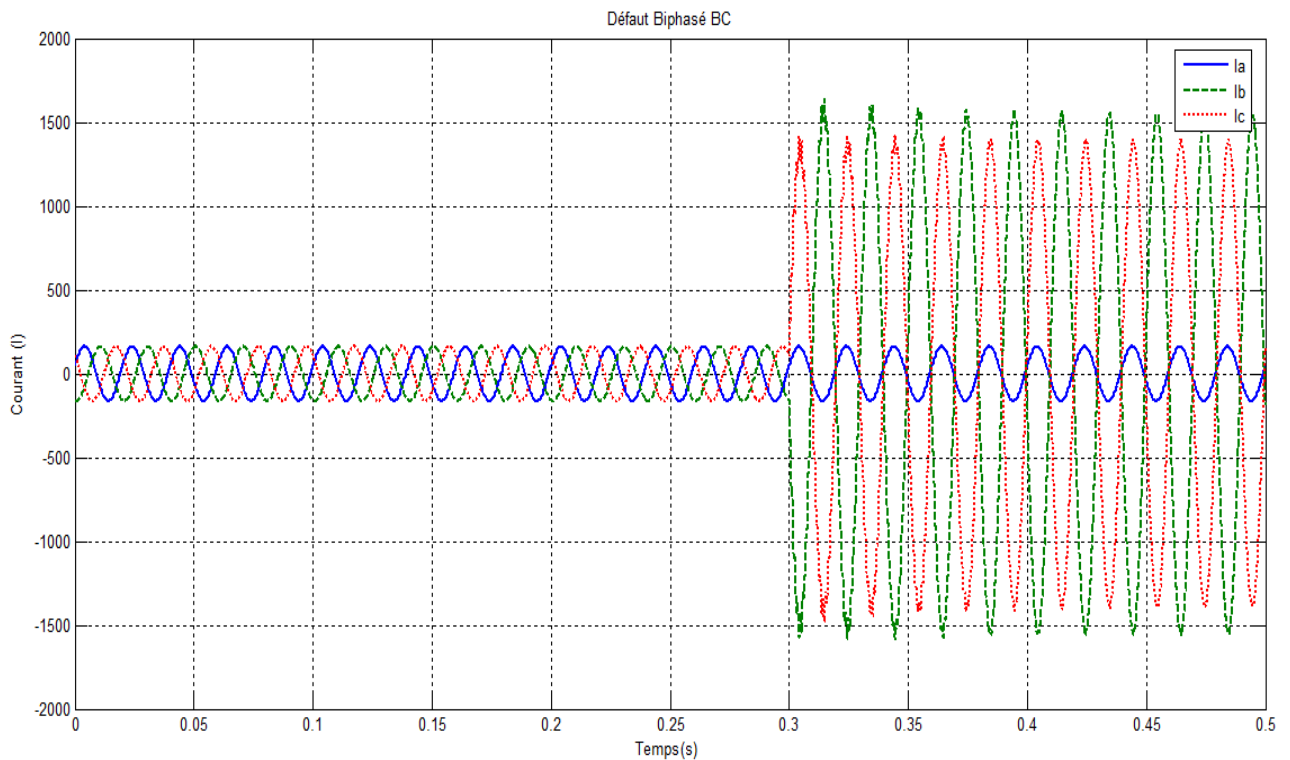


Figure III.9 Forme d'onde de courant pour un défaut biphasé sans terre.

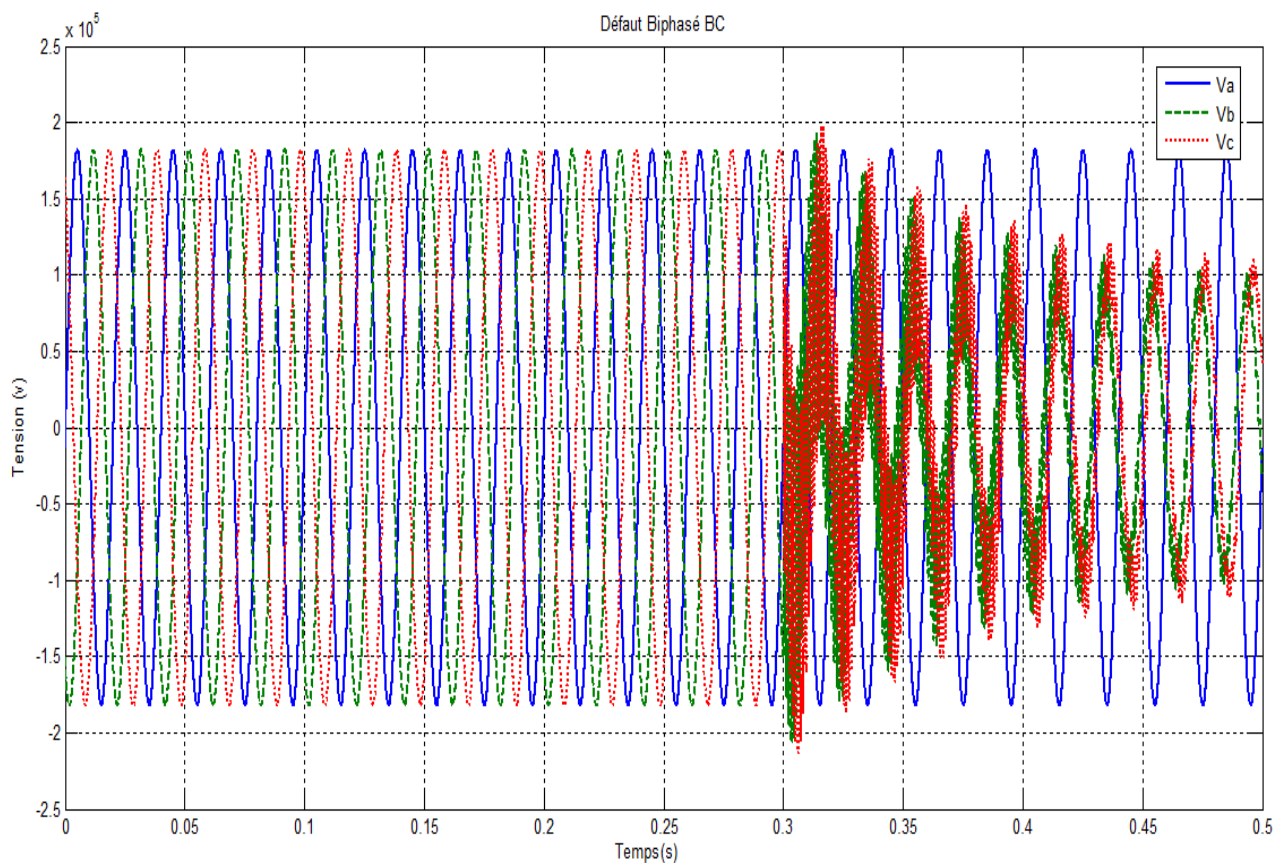


Figure III.10 Forme d'onde de tension pour un défaut biphasé sans terre.

II.1.2.3 Défaut Triphasé (ABC) :

Les signaux des tensions et des courants pour un défaut triphasé sont montrés sur les figures (III.11) et (III.12) respectivement.

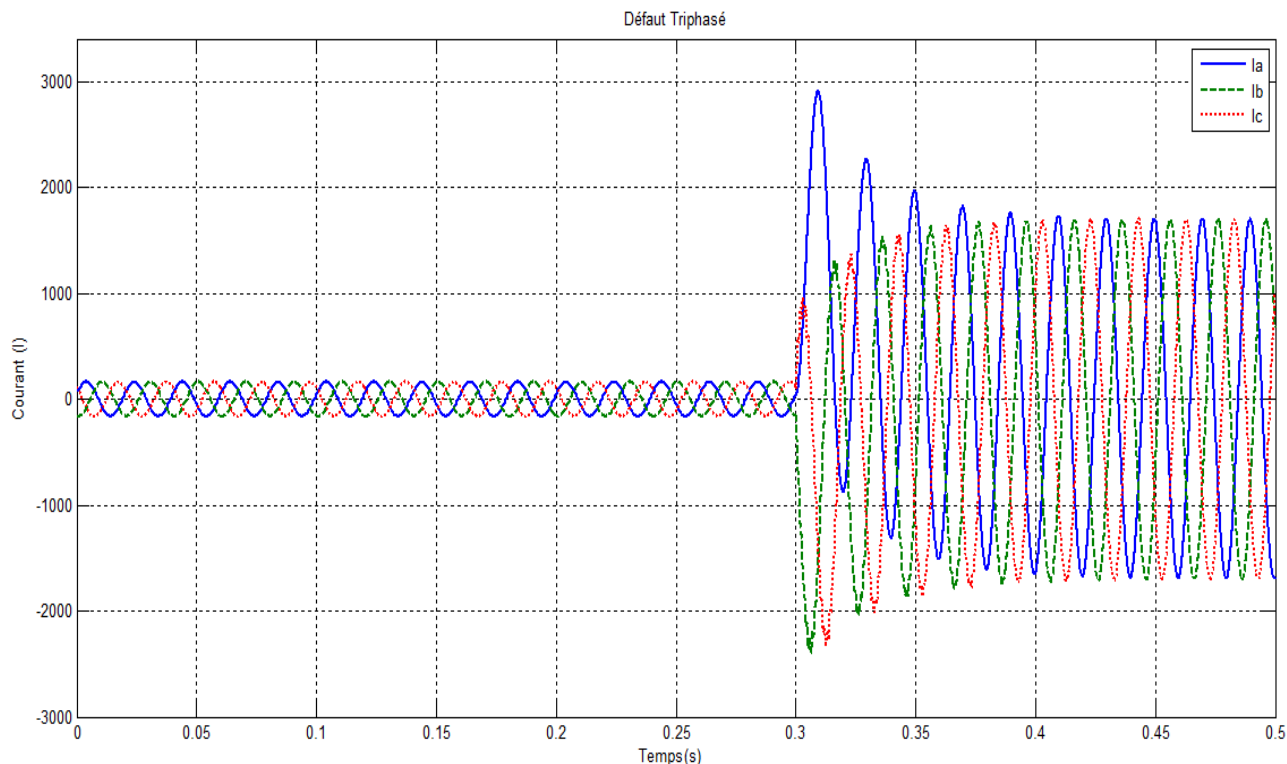


Figure III.11 Forme d'onde de courant pour un défaut triphasé.

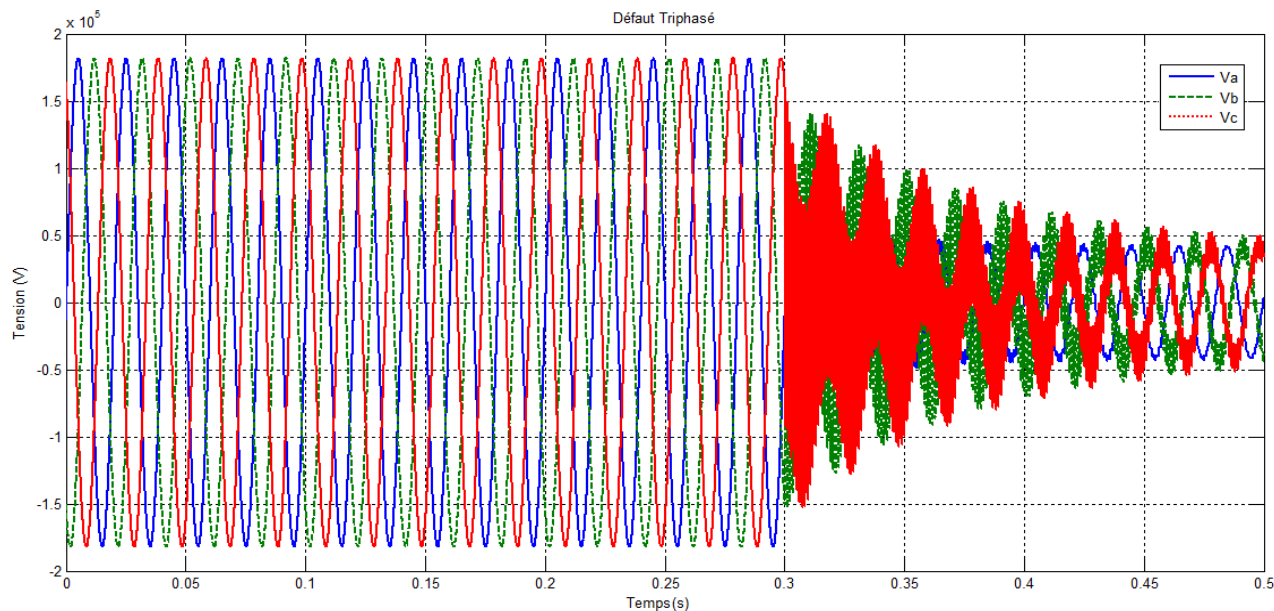


Figure III.12 Forme d'onde de tension pour un défaut triphasé.

II.2 Discussion des résultats de simulations :

Dans chaque défaut il y a une forte augmentation du courant dans les phases affectées et diminution de l'amplitude de la tension. En outre, à chaque défaut considéré, il y a un changement considérable des déphasages des tensions et des courants, même pour les phases qui ne sont pas affectées.

III. Protection numérique à maximum de courant :

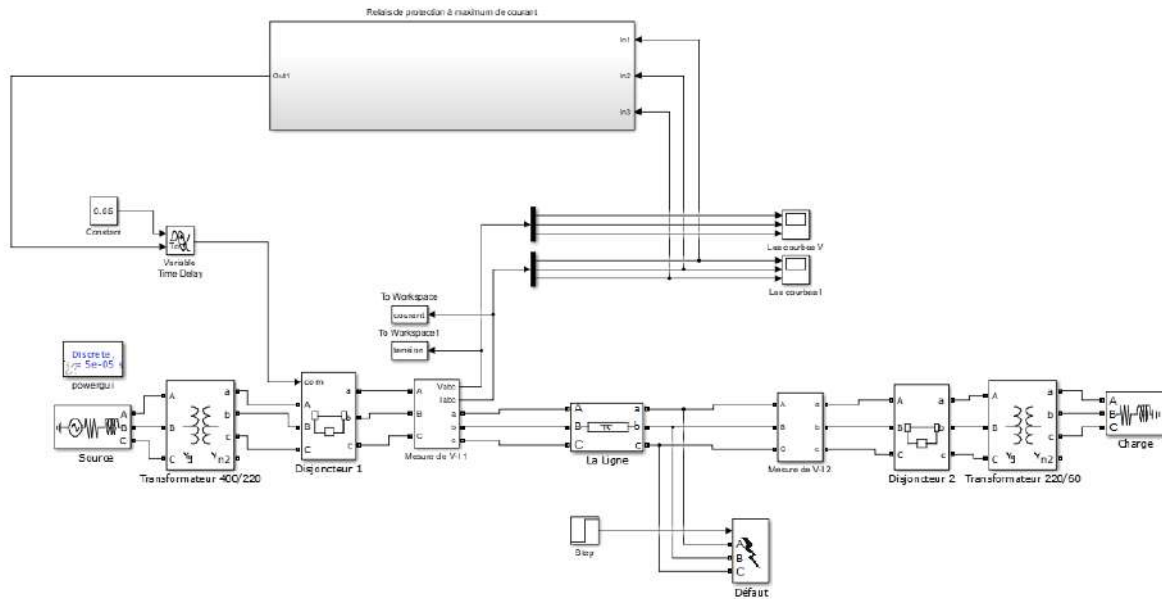


Figure III.13 Modèle de HM1 avec le relais à maximum de courant.

À partir de la définition que nous avons donnée dans chapitre deux, un sous-système a été créé pour comparer le courant mesuré dans le réseau à une valeur limite. Si le seuil est dépassé, la protection conclut qu'un court-circuit ou une surcharge.

Avant de créer un défaut, nous avons mesuré notre courant maximal I_{max} . Après cela, nous changeons les valeurs dans les configurations du relais pour qu'un défaut soit détecté et éliminé si :

$$I_{défaut} > I_{max} \tag{III.1}$$

III.1 Résultats de simulation :

III.1.1 Défaut monophasé :

Pour un défaut monophasé (AG), qui a commencé à [0.1s] avec une résistance de défaut de 10 Ω et une distance $m = 70\text{km}$, et un temps de temporisation de [0.05s] :

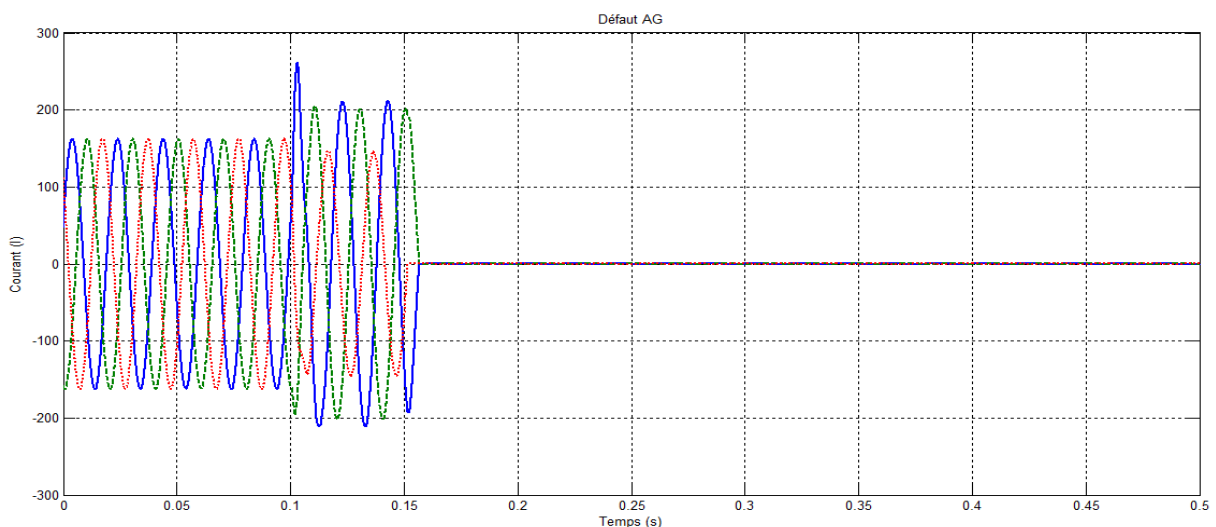


Figure III.14 Forme d'onde de courant pour un défaut monophasé.

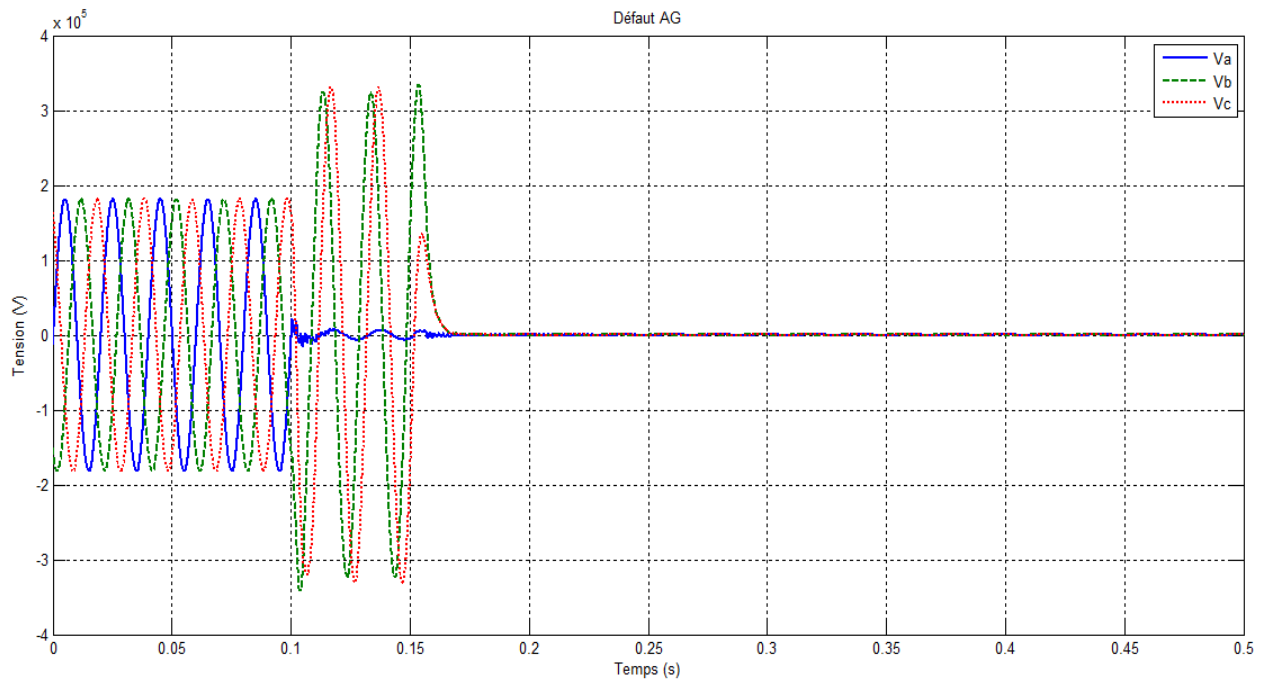


Figure III.15 Forme d'onde de tension pour un défaut monophasé.

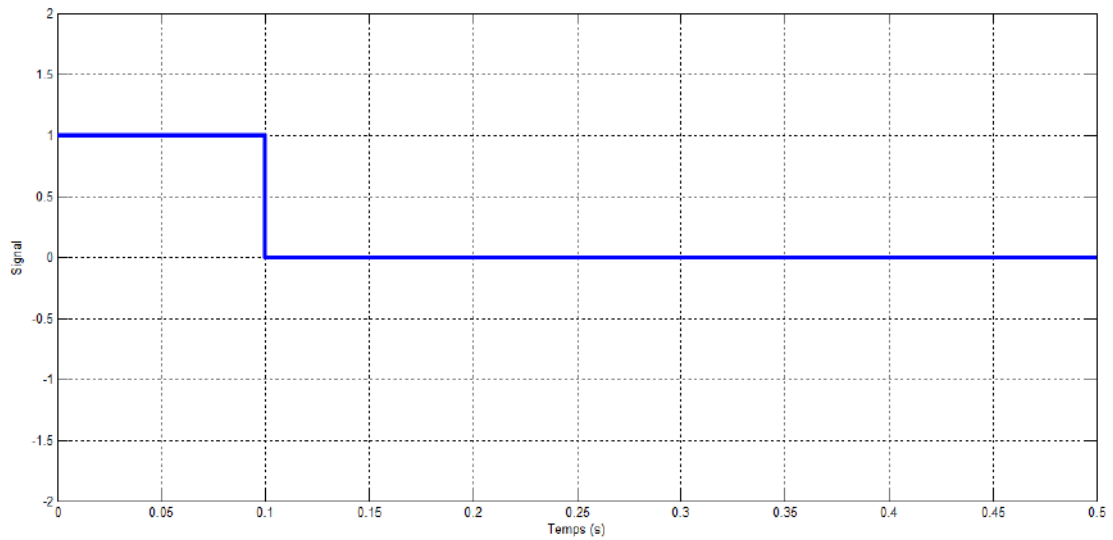


Figure III.16 Signal de relais à maximum de courant.

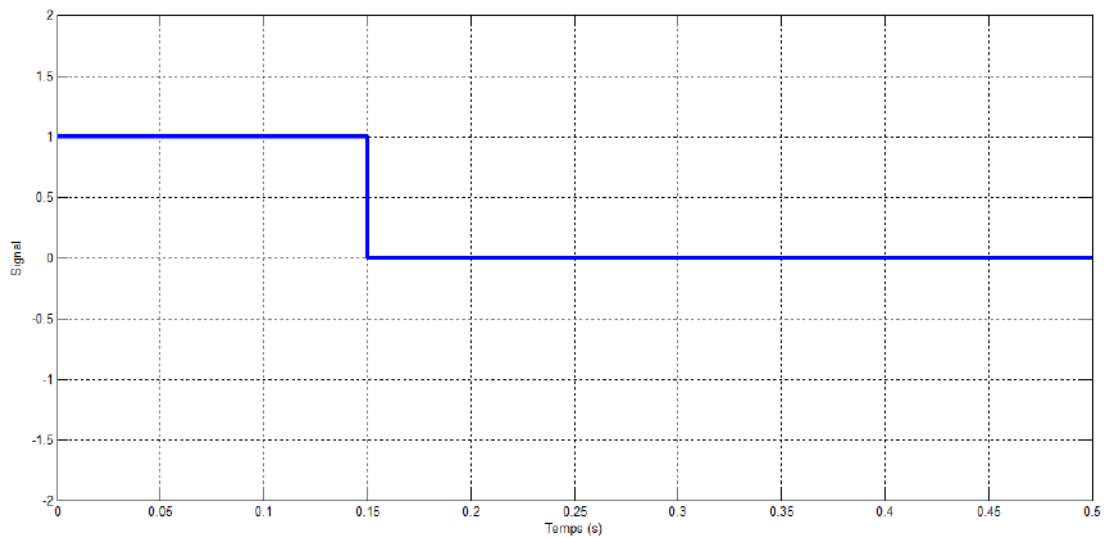


Figure III.17 Signal de disjoncteur.

III.1.2 Défaut Triphasé :

Pour un défaut triphasé (ABC), qui a commencé à [0.1s] avec une distance $m = 80\text{km}$ un temps de temporisation de [0.05s] :

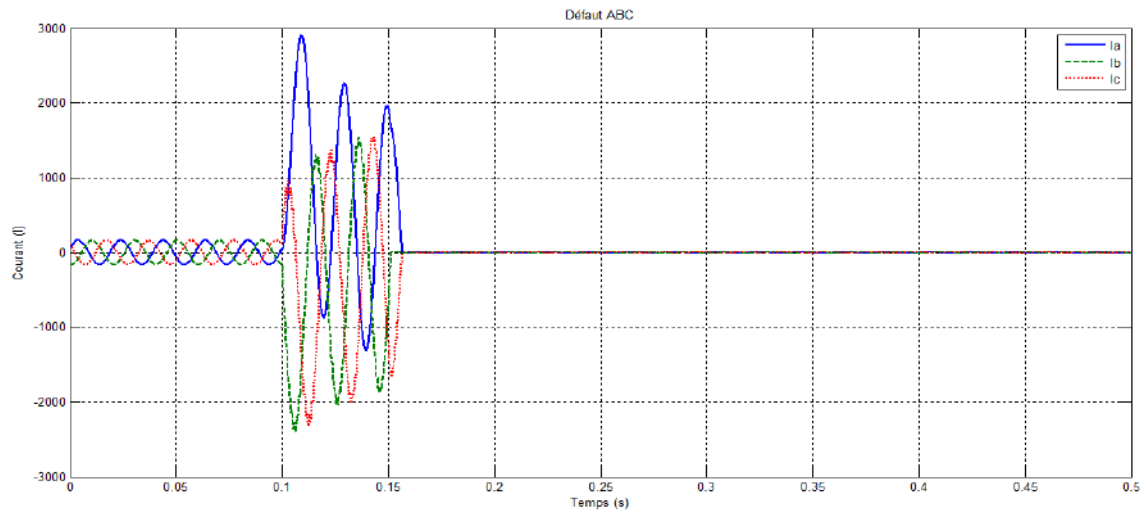


Figure III.18 Forme d'onde de courant pour un défaut triphasé.

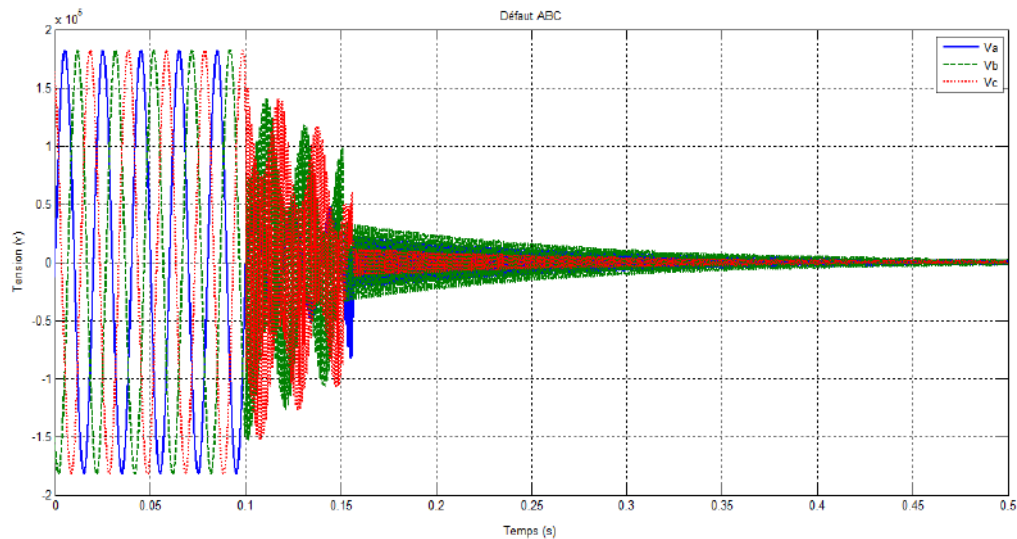


Figure III.19 Forme d'onde de tension pour un défaut triphasé.

III.2 Discussion des résultats de simulations :

- Dans les figures (III.14) et (III.15) avant le défaut nous étions dans un régime de fonctionnement normal, mais quand le défaut est apparu, la valeur du courant a augmenté à la phase (A), avec une perturbation au niveau de la courbe de tension résultant d'un défaut.
- Les figures (III.14) et (III.15) qu'il est constitué par la mise en court-circuit les trois phases, une perturbation au niveau des courbes de tension et une augmentation au niveau des courbes de courant.
- Le relais à maximum de courant envoie le signal au disjoncteur pour s'ouvrir pour éliminer le défaut, avec un temps de temporisation de [0.05s], tout cela dans la figure (III.16).
- La figure (III.17) montre le signal du disjoncteur, qui fonctionne dans les deux défauts.

IV. Protection numérique différentielle:

La même chose pour cette protection, nous avons créé un sous-système pour compare les courants qui entrent avec les courants qui quittent la zone de protection. Si cette somme n'est pas égale à zéro, la protection différentielle conclut qu'un défaut existe dans la zone et prend des mesures pour isoler la zone en défaut du reste du système.

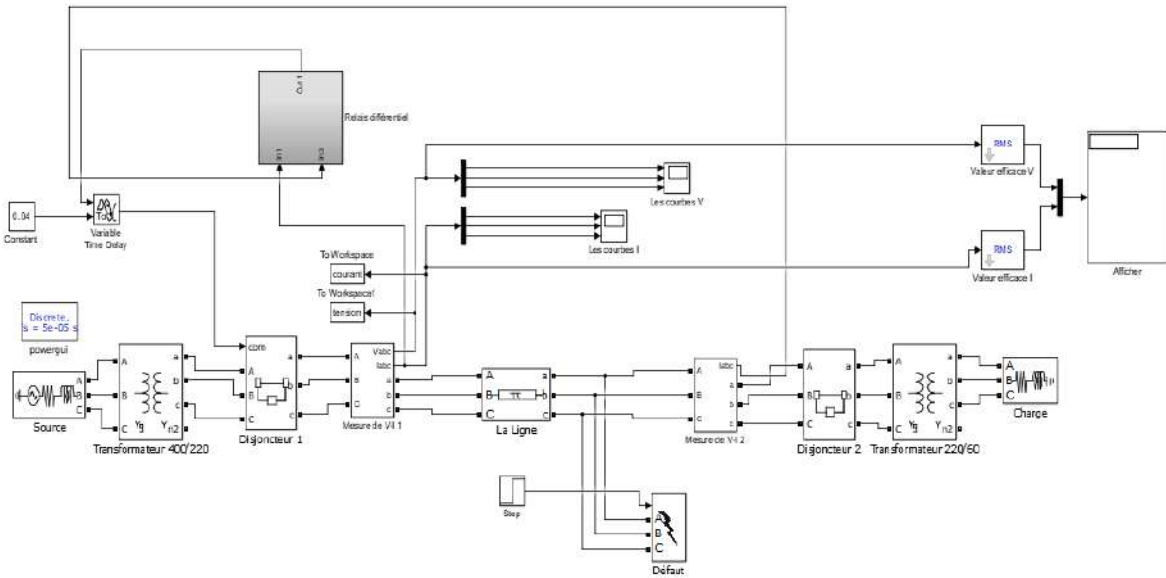


Figure III.20 Modèle de HM1 avec le relais de protection différentielle.

IV.1 Résultats de simulation :

IV.1.1 Défaut monophasé :

Pour un défaut monophasé (BG), qui a commencé à [0.2s], un temps de temporisation de [0.04s] et une résistance de défaut de 10 Ω et une distance $m = 80\text{km}$:

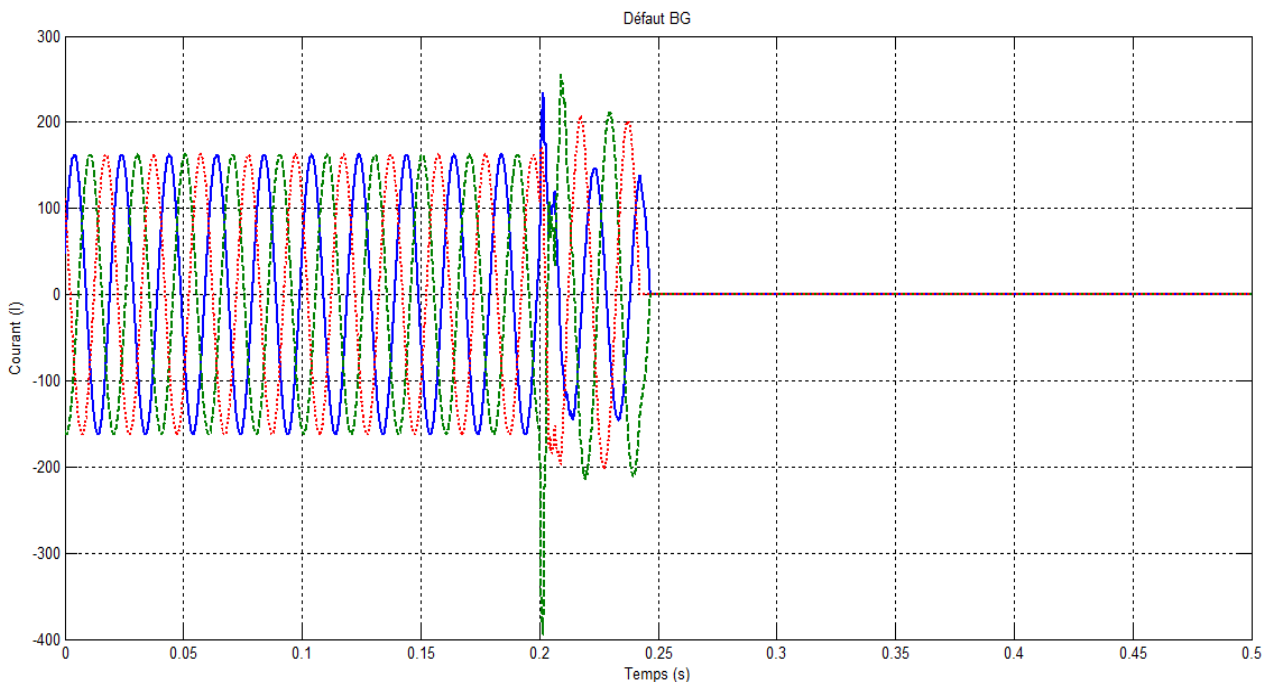


Figure III.21 Forme d'onde de courant pour un défaut monophasé.

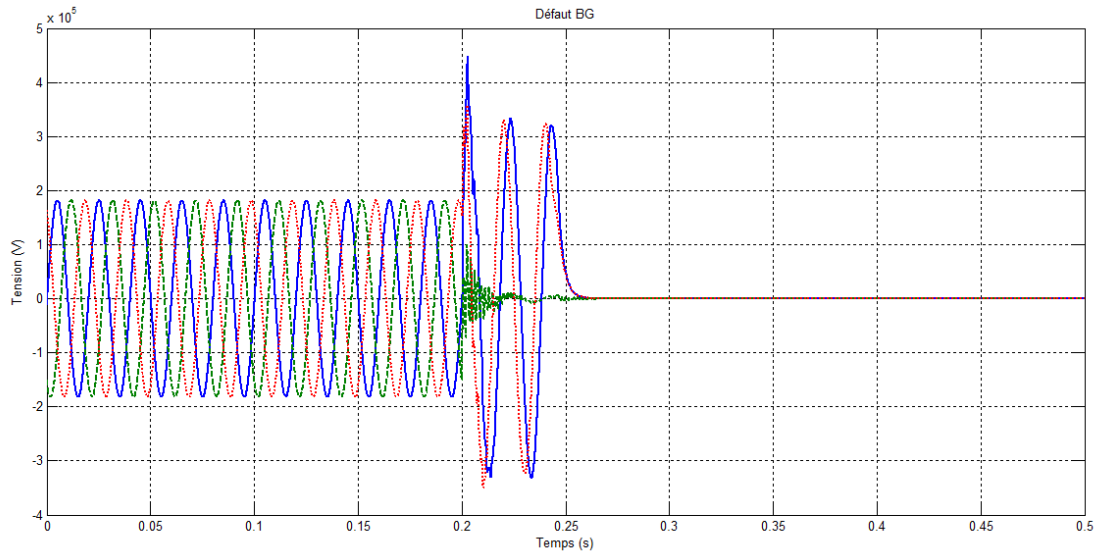


Figure III.22 Forme d'onde de tension pour un défaut monophasé.

IV.1.2 Défaut biphasé :

Pour un défaut biphasé (BC), qui a commencé à [0.2s], un temps de temporisation de [0.04s] et une distance $m = 60\text{km}$:

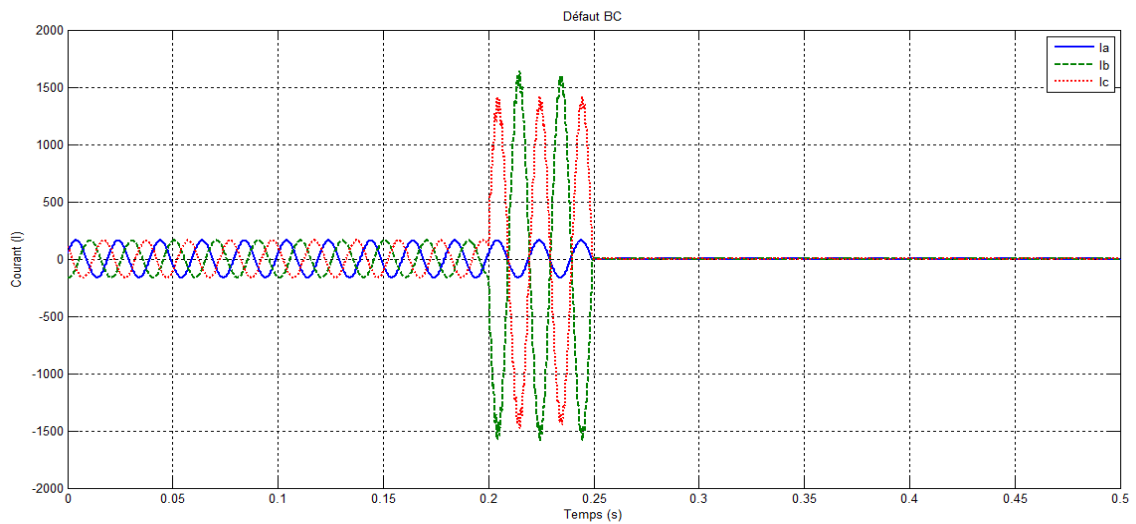


Figure III.23 Forme d'onde de courant pour un défaut biphasé.

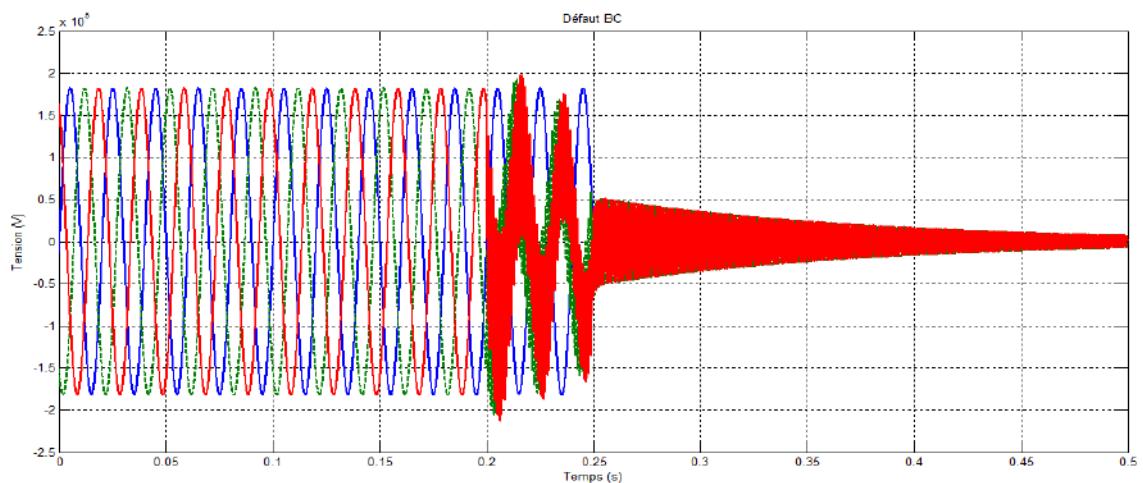


Figure III.24 Forme d'onde de tension pour un défaut biphasé.

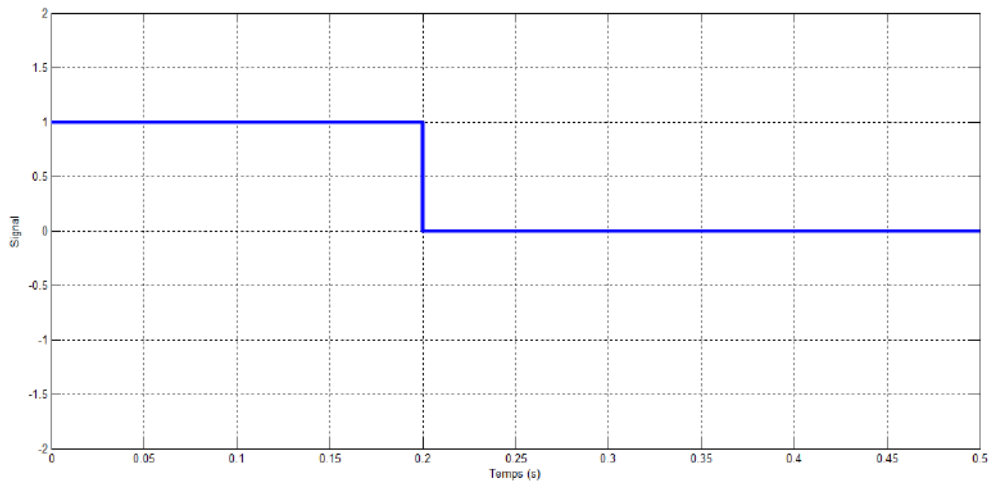


Figure III.25 Signal de relais de protection différentielle.

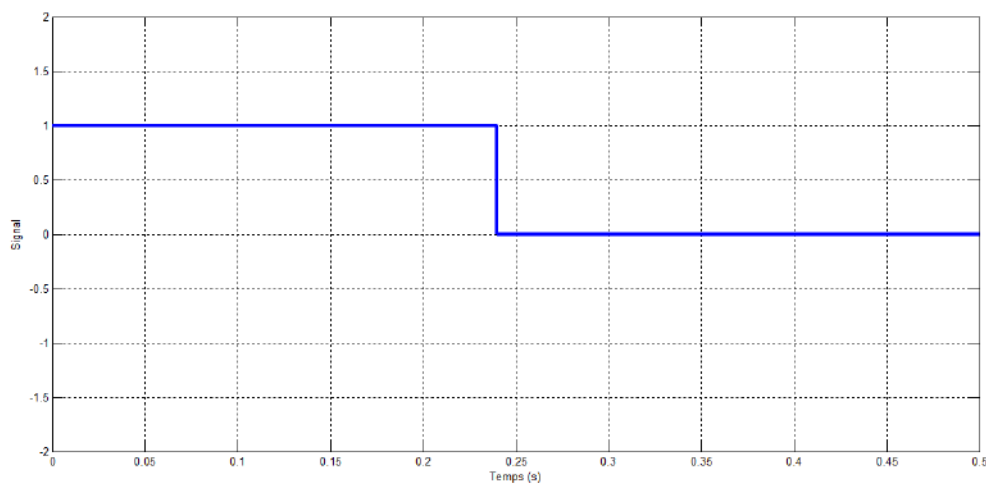


Figure III.26 Signal de disjoncteur.

IV.2 Discussion des résultats de simulations :

- Dans Les figures (III.21) et (III.22), il y a un court-circuit dans la phase (B) et la terre, les deux figures montrent une perturbation de la tension et une élévation de courant à l'endroit de défaut.
- Pour un défaut biphasé (BC), on voit dans les figures (III.23) et (III.24) une perturbation au niveau du courant et une élévation de la tension à l'endroit de défaut.
- La figure (III.26), montre le signal envoyé par le relais au disjoncteur pendant le défaut. Nous avons vu qu'après l'apparition du défaut à [0,2s], le relais opère de [0,2s] à [0,5s] pour éliminer le défaut dans la figure (III.25).

V. Construction d'un relais numérique à distance :

La bibliothèque MATLAB/SIMULINK ne contient pas de modèle pour les relais de distance ; il est donc nécessaire de construire un modèle pour le relais de distance et de le vérifier.

Les modèles sont utilisés sous forme d'équations représentant les caractéristiques opérationnelles des relais depuis longtemps par les chercheurs, les fabricants et les consultants pour concevoir des relais et vérifier leurs performances, nous avons divisé notre travail en deux parties :

1. Détection et classification des défauts.
2. Localisation.

V.1 Détection et Classification :

Conception de la détection et la classification des défauts est très importante dans les relais de distance pour éviter le déclenchement non nécessaire des disjoncteurs.

Une sélection appropriée des types de défaut permettra de minimiser les erreurs, comme dans les cas où un déclenchement de trois phases se produit alors qu'une seule phase est nécessaire. Il est également nécessaire de calculer l'impédance apparente car chaque type de défaut à son propre algorithme d'impédance.

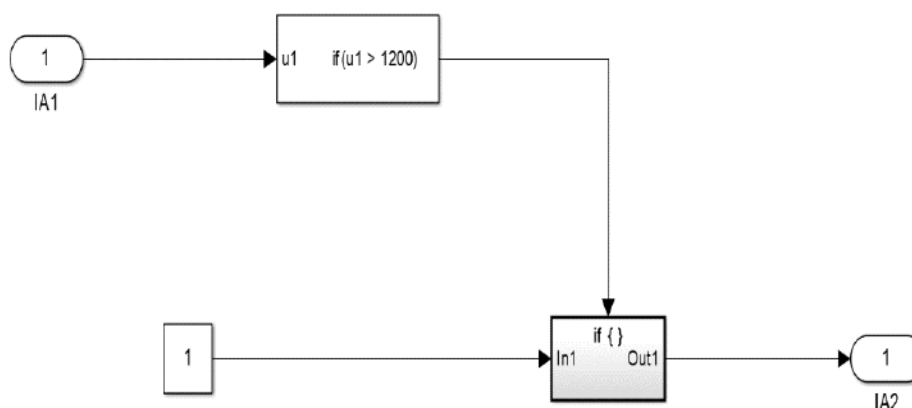


Figure III.27 Structure du comparateur des défauts.

Les étapes suivantes sont utilisées dans la conception de détection et classification des défauts :

1. Comparaison entre le courant de défaut et le courant avant le défaut pour chaque phase en utilisant les sous-systèmes 'If' et 'If action'.
2. Classifier le type de défaut en utilisant la méthode basée sur les composants logiques puisque la sortie du comparateur est binaire.

Le tableau dans la page suivante présente Entrées et sorties désirées pour le sous-système de détection et classification des défauts.

Tableau III.1 Entrées et sorties désirées pour la détection et classification des défauts.

Ia	Ib	Ic	Ig	AG	BG	CG	ABG	AB	BCG	BC	ACG	AC	ABCG	ABC
0	0	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	1	1	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
1	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
1	1	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
1	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1

Pour trouver le défaut (BG) nous avons :

$$BG = \bar{I}_a \cdot I_b \cdot \bar{I}_c \tag{II.21}$$

À partir de :

$$(\text{NOT } I_a) \text{ AND } I_b \text{ AND } (\text{NOT } I_c) \text{ AND } I_G \tag{II.21}$$

Donc :

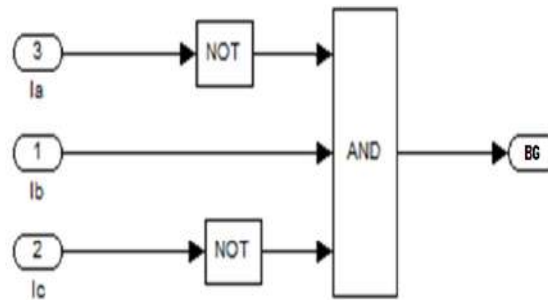


Figure III.28 Bloc de détection et classification pour un défaut BG.

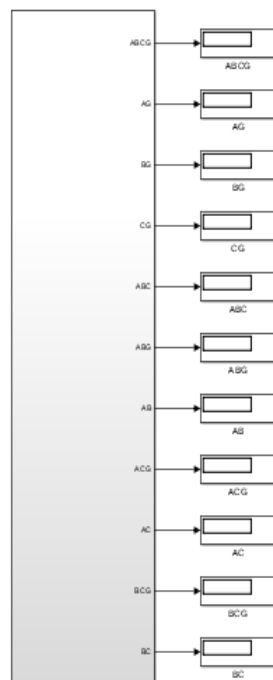


Figure III.29 Sous-système de détection et classification des défauts.

V.1.1 Résultats de simulation :

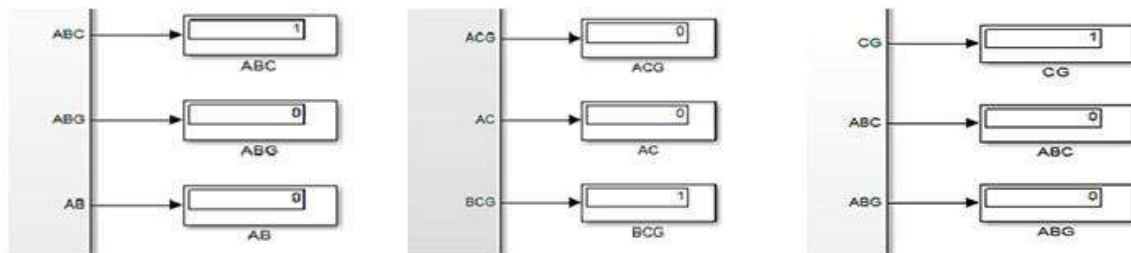


Figure III.30 Résultats de la détection et la classification pour des différents défauts.

V.2 Localisation :

Le modèle de d'élément de phase et de terre du relais de distance sur MATLAB/SIMULINK à caractéristique Mho est construit sur la base des équations d'impédance apparente présentées dans le chapitre 2 avec des entrées de comparateur de phase pour les caractéristiques Mho [12].

Le modèle de relais de distance relais contient 6 éléments, 3 pour les pour les défauts multi phases et les 3 autres éléments pour les défauts phase-terre.

Dans la localisation on a la détection de zone nous aurons la mesure de l'impédance apparente ainsi que le signal de déclenchement.

V.2.1 Modèle d'élément de phase :

La figure (III.29) montre le modèle développé d'éléments de phase de relais. Les différences de signaux d'entrée (tensions et courants) sont transmises aux éléments de relais appropriés avec les réglages des trois zones sous forme vectorielle. Le modèle d'élément contient deux parties, l'une pour le calcul de l'impédance de séquence positive apparente qui La seconde est pour la génération des signaux de déclenchement. Si le critère angulaire de la caractéristique Mho est respecté, un temporisateur "on-Delay" dans le sous-système s'active et déclenche le disjoncteur après un certain temps [12].

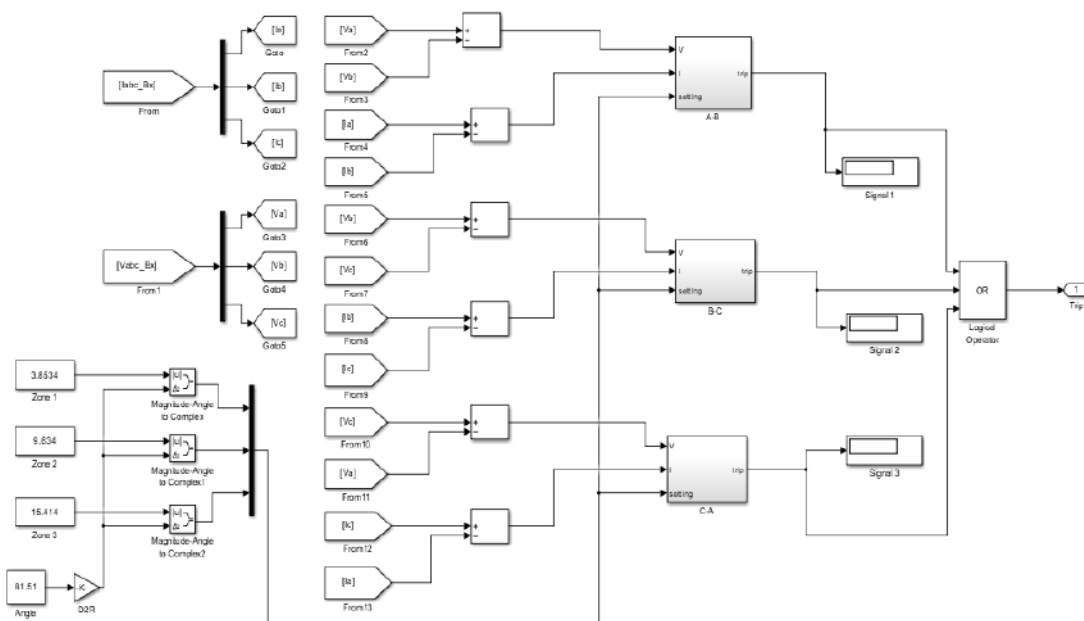


Figure III.31 Modèle d'élément de phase Mho.

V.2.2 Modèle d'élément de phase-terre :

La figure (III.30) montre le modèle d'éléments de phase-terre, Ce modèle est très similaire à celui du relais de phase Mho avec deux modifications. La première modification, le courant homopolaire compensé (mI_0) a été calculé et ajouté à chaque courant de phase. La deuxième modification, les tensions de phase et les courants de phase compensés sont maintenant les nouvelles quantités de fonctionnement au lieu des valeurs de ligne utilisées dans les relais de phase.

Pour le reste du modèle de relais de phase-terre Mho concernant la fonctionnalité, les paramètres et éléments de construction, ils sont identiques à ceux du le relais de phase Mho [12].

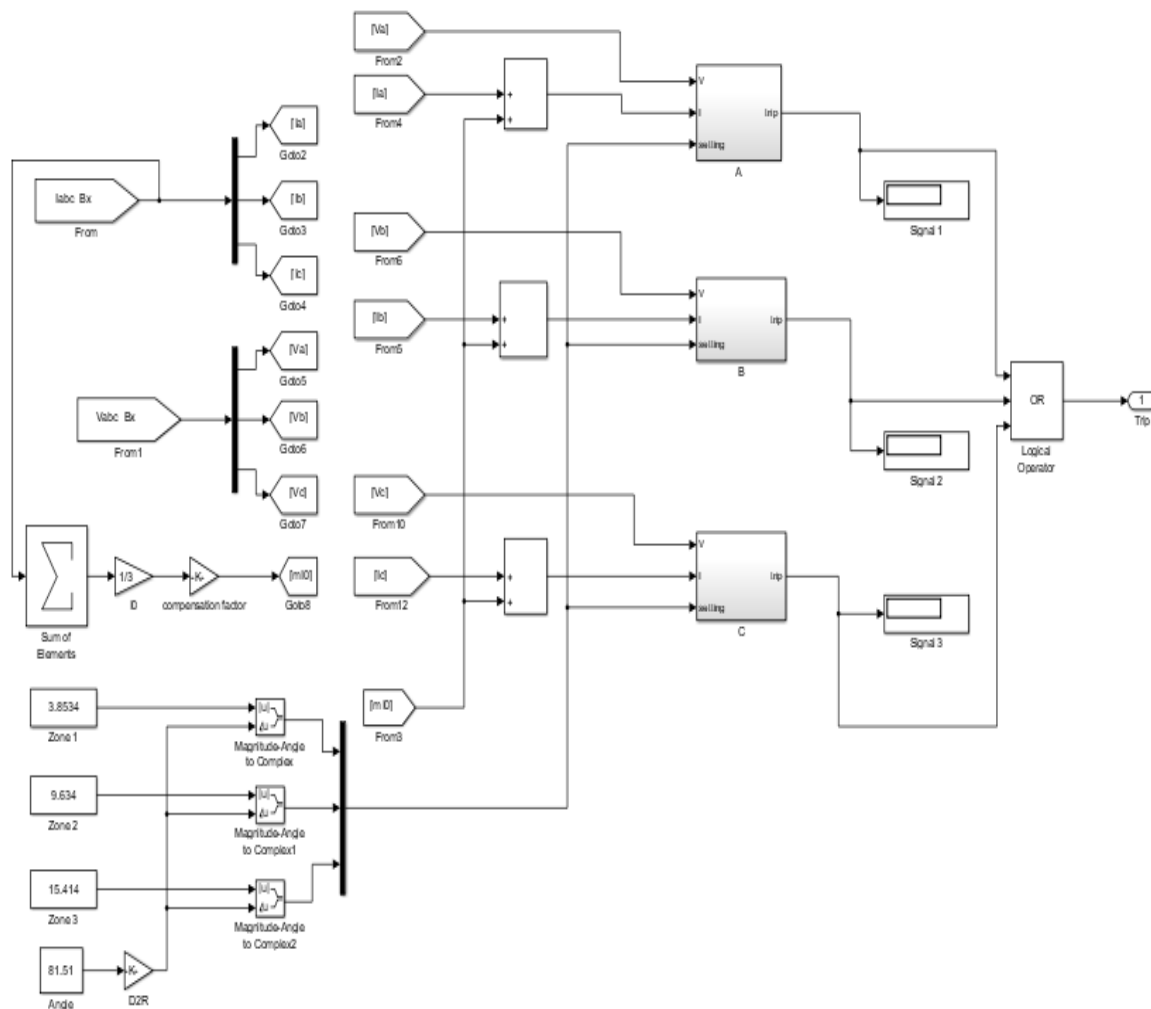


Figure III.32 Modèle d'élément de phase-terre Mho.

V.2.3 Paramètres du système d'essai et Calculs :

Le relais de distance caractéristique Mho situé sur le bus 1 a les réglages de zone suivants :

Tableau III.2 Réglage de l'impédance sur trois zones.

Zones	Réglage	Valeurs(Ω)
Zone 1	80% de la ligne 1	$3.8534 \angle 81.51^\circ \Omega$
Zone 2	La ligne 1 + 50% la ligne 2	$9.634 \angle 81.51^\circ \Omega$
Zone 3	La ligne 1 + La ligne 2 \times 120%	$15.414 \angle 81.51^\circ \Omega$

Avec le facteur de compensation $m=1.1037 \angle 39.98^\circ \Omega$.

V.3 Résultats de simulation :

Pour vérifier le modèle, nous avons dû diviser notre ligne en trois sections et appliquer un défaut monophasé (CG) dans (44km) qui représente la zone 3.

Nous avons obtenu le résultat suivant :

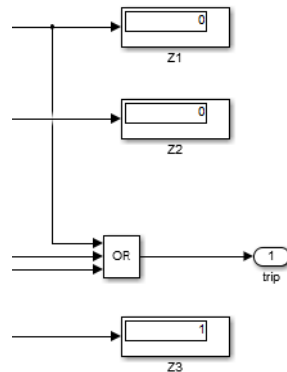


Figure III.33 La localisation de zone où se situe le défaut.

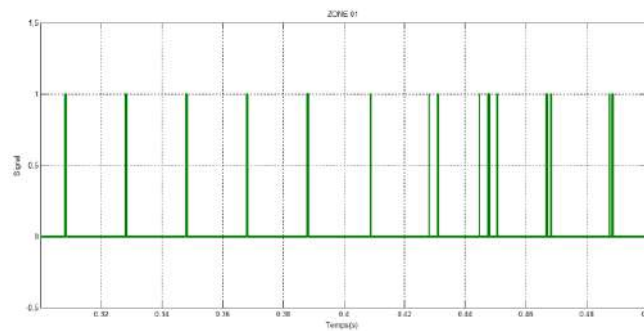


Figure III.34 Signal de localisation dans la zone 01.

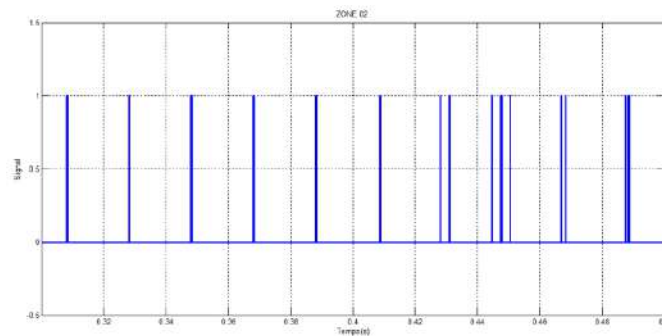


Figure III.35 Signal de localisation dans la zone 02.

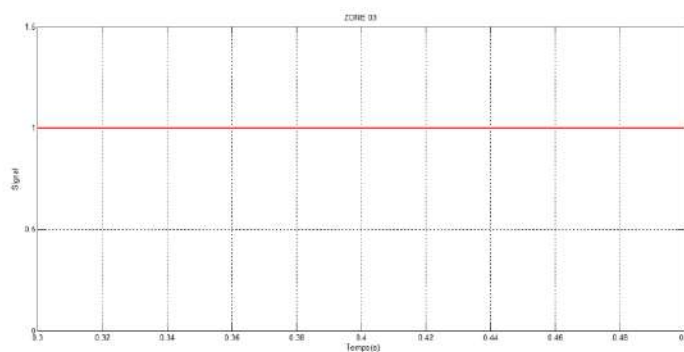


Figure III.36 Signal de localisation dans zone 03.

Nous devons placer un scope dans chaque zone pour voir le signal de la localisation, Pendant le défaut le relais détecté et localisé le défaut [Zone 03] et a envoyé le signal au disjoncteur.

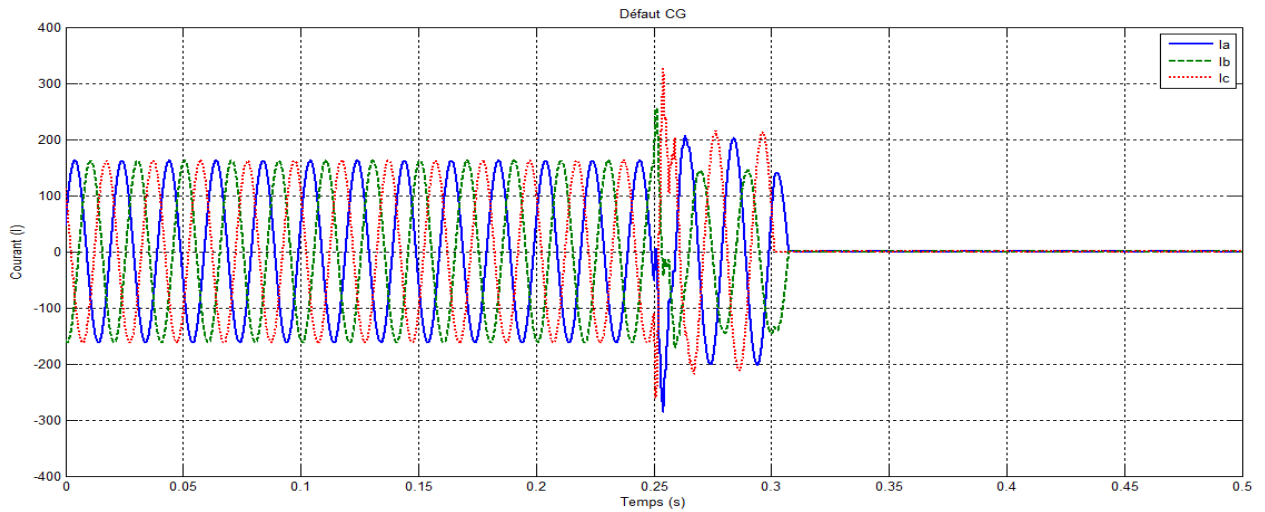


Figure III.37 Forme d'onde de courant pour un défaut monophasé a 44km.

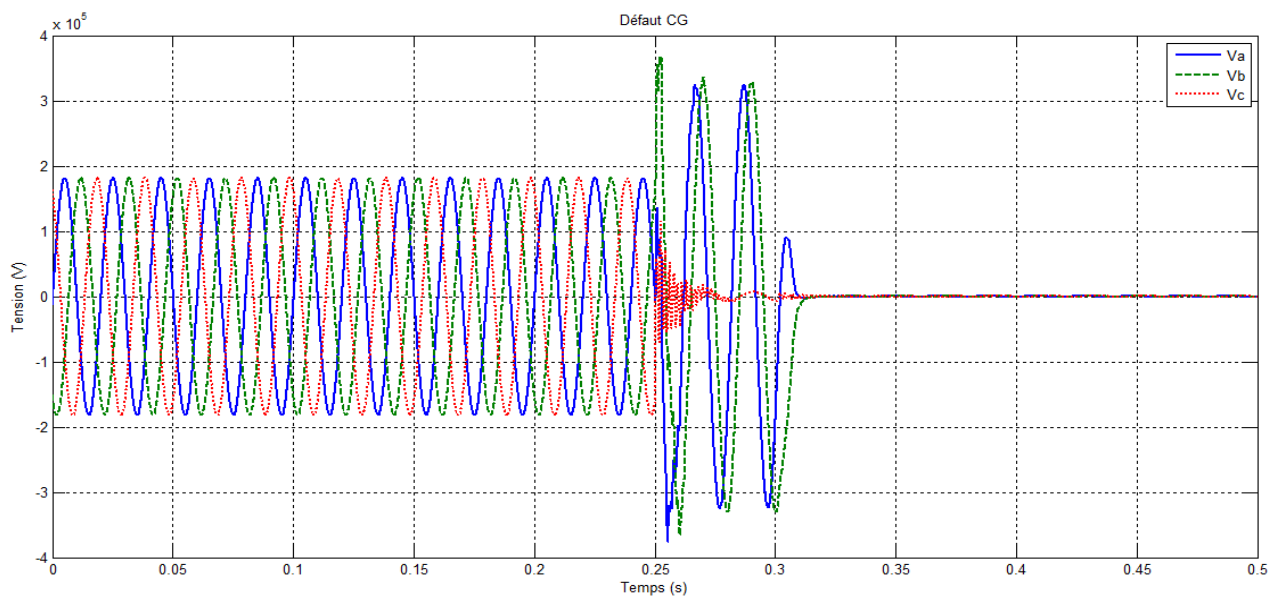


Figure III.38 Forme d'onde de tension pour un défaut monophasé a 44km.

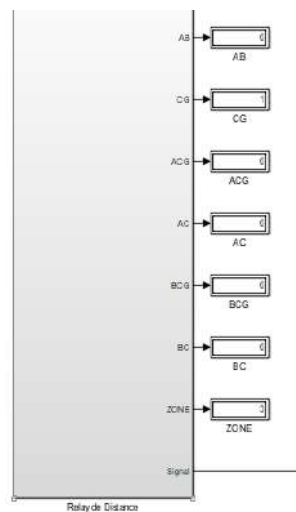


Figure III.39 Sous-système de relais numérique à distance.

V.4 Discussion des résultats de simulations :

- Les figures (III.37) et (III.38) montrent le défaut monophasé (CG), bien sûr, tout comme les résultats passés, nous voyons une perturbation au niveau des courbes de tension et une augmentation au niveau des courbes de courant. Ce qui a notifié le relais, et il fonctionné de [0.3s] jusqu'à [0.5s].
- Nous avons combiné les sous-systèmes de la détection et de classification avec la localisation pour créer ce relais numérique à distance (Figure III.39), qui nous donne le type (CG) et la localisation du défaut (Zone 03) et envoie ensuite le signal au disjoncteur.

VI. Simulation de relais à distance à l'aide de Powerfactory :

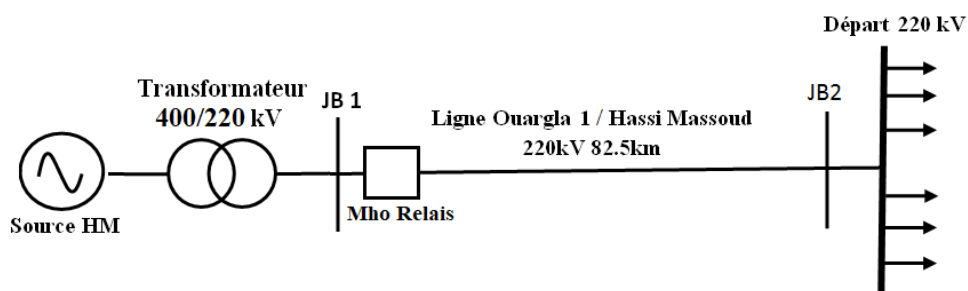


Figure III.40 Schéma unifilaire du système étudié.

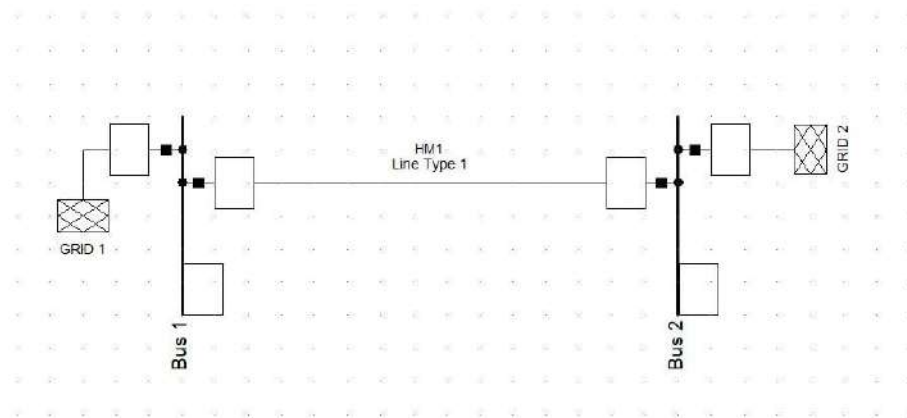


Figure III.42 Modèle de la ligne HM1 sur Powerfactory.

Le schéma bloc de simulation est montré sur la figure (III.42) est réalisée par le logiciel DIgSILENT PowerFactory 15.1, pour voir des méthodes et des résultats différents pour analyser les défauts. Nous avons utilisé un relais de distance placé au JB1, et réglons l'impédance pour chaque zone. Puis nous créons un défaut à différents emplacements pour voir si le relais fonctionne ou pas.

VI.1 Résultats de simulation :

Nous avons tracé le diagramme (R-X) du relais de distance pour voir les défauts, les figures suivantes le montrent :

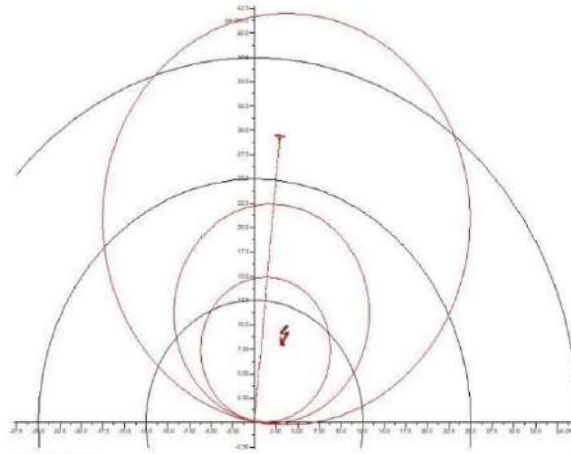


Figure III.42 Trajectoire d'un défaut de court-circuit à 11 km du JB1 (Zone 1).

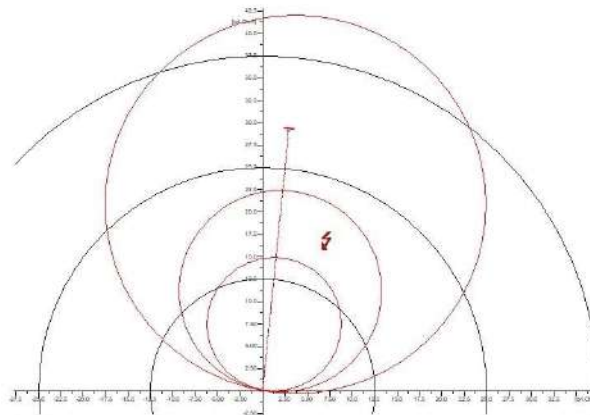


Figure III.43 Trajectoire d'un défaut de court-circuit à 28 km du JB1 (Zone 2).

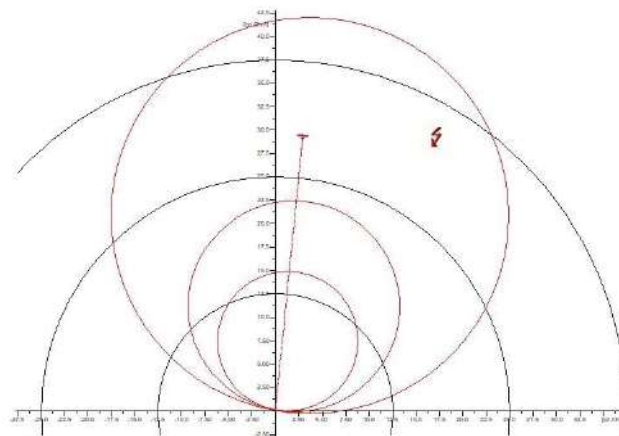


Figure III.44 Trajectoire d'un défaut de court-circuit à 40 km du JB1 (Zone 3).

VI.2 Discussion des résultats de simulation :

- Chaque zone est représentée par un cercle R-X, bien sûr le relais ici est avant (Forward), et nous pourrions utiliser un relais inverse (Inverse) dans le JB2.
- Si le défaut apparaît en dehors des trois cercles, cela signifie qu'il est en dehors de la zone de fonctionnement du relais.

VII. Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présenté différents défauts et différentes méthodes pour les résoudre, Nous avons commencé par montrer notre système dans son fonctionnement normal, puis nous avons créé des défauts pour les analyser et les étudier.

Et puis nous avons vu la protection contre les surintensités et la protection différentielle et nous avons vu comment les deux méthodes sont efficaces contre les défauts.

Ensuite, nous sommes passés à la protection à distance en commençant par la classification et la détection et nous avons utilisé une méthode simple par la logique combinatoire. Après cela, nous sommes passés à la deuxième partie qui est la localisation et nous avons utilisé le relais Mho pour localiser et analyser les défauts et éliminer.

Enfin, nous avons ajouté une autre analyse par un autre logiciel pour avoir une vue d'ensemble sur la protection à distance et les zones.

CONCLUSION

GÉNÉRALE

Le travail présenté montre l'intérêt des relais numériques pour les réseaux transport d'énergie électrique car ils assurent leur protection contre les différents types de défaut.

Les relais numériques détectent les défauts puis les classifiés selon leur types (monophasé, biphasé et triphasé) qu'elle soit la phase affectés afin de localisé et par la suite éliminé les défauts, nous avons vu les principales techniques de protection dans les lignes de transmission, et concentrés plus sur la protection numérique à distance en particulier le relais de caractéristique Mho qui est parmi les méthodes les plus utilisés dans la protection des lignes de transmission à cause de leur efficacité de localisation du défaut avec une précision très élevé et la facilité de montage et la rapidité de réponse en cas ou de défaut.

Donc, L'objectif de cette mémoire est étude du relais numérique à plusieurs fonctions : Protection à maximum de courant, protection différentielle, protection de distance et détection, classification, localisation des défauts dans la ligne de transport d'énergie électrique en temps réel dans un environnement simulé.

RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] Cherif Med Foudhil & Cherif Khayr Eddine « Calcul des protections d'une ligne de transport électrique HTB-220KV », Université Kasdi Merbah, 2014.
- [2] Dr. Aouzellag Lahaçani, « Polycopié de cours Réseaux électriques », Université Abderrahmane Mira, 2017.
- [3] Théodore Wildi, « Électrotechnique », Edition 3ème, 2005.
- [4] Dr T.Rouibah, « Polycopié de cours Techniques de protection des réseaux électriques », Université Kasdi Merbah, 2021.
- [5] Ahmed Kareem & Lafta Al-Behadil, « Performance Analysis of Distance Relay on Shunt/Series Facts-Compensated Transmission Line », Université Western Michigan, 2015
- [6] Dr. Benali Abdelkrim « Cours schémas et appareillage électrique », Université Nour El Bachir, 2020.
- [7] Menceur Nouréddine & Zeraoulia Mouhamed « Etudie et protéger les réseaux électriques de transport », Université Badji Mokhtar, 2019.
- [8] James P. Kelly « Modeling and simulation of power system protection relays in a transmission-level application », Ryerson University, 2008.
- [9] Daaou Yassine « Classification et localisation des défauts électriques dans les lignes de transport à THT en temps réel », Université des Sciences et de la Technologie Oran Mohamed-Boudiaf, 2011.
- [10] Bendenidina Attia « Modélisation et simulation d'un relais numérique à plusieurs fonctions sous MATLAB-SIMULINK pour la protection des lignes de transport contre les défauts de court-circuit », Université des Sciences et de la Technologie Oran Mohamed-Boudiaf, 2016.
- [11] Mati Ayache & Begbagui Merouane « Digital Distance Relay Modeling and Testing Using LabVIEW and MATLAB/Simulink », Université M'Hamed BOUGARA, 2015.
- [12] Natheer Ahmed Alwan, « Effect of flexible ac transmission system (facts) devices on distance relay performance in a transmission line », Université de l'association Aéronautique Turquie, 2017.
-

Résumé:

Le système de réseau électrique est considéré comme l'un des systèmes d'ingénierie industrielle les plus complexes, et cette complexité laisse derrière elle plusieurs erreurs et problèmes, dont les plus importants sont les problèmes dans les lignes de transport d'énergie électrique. Et dans cette mémoire nous donnerons une brève introduction aux relais numériques, avec une référence aux systèmes de protection numérique les plus célèbres comme la protection contre les surintensités et la protection différentielle et puis nous concluons avec la protection à distance et une explication précise de celle-ci pour être la plus utilisée et efficace.

Le travail comprendra la simulation des lignes de transport d'énergie électrique (Hassi Messaoud-Ouargla) avec l'analyse et le traitement des erreurs dans les méthodes susmentionnées.

ملخص :

يعتبر نظام الشبكات الكهربائية أحد أعقد الأنظمة الهندسية الصناعية، وهذا التعقيد يخلف من وراءه عدة أخطاء ومشاكل ومن أبرزها المشاكل في خطوط نقل الكهرباء، هته الأخيرة متعددة وكثيرة، ولكن مع التطور التكنولوجي تم إيجاد عدة حلول و وسائل حماية ومن آخرها الحماية الرقمية أو بالأحرى المرحلات الرقمية، وفي هته المذكرة سنقوم بالتعريف على المرحلات الرقمية بشكل مختصر، مع التطرق لأشهر أنظمة الحماية الرقمية لخطوط النقل الكهربائي مثل حماية التيار الزائد أو الحماية المختلفة ثم نختم مع الحماية المسافية وشرح دقيق لها، كونها الأكثر استعمال وفعالية. وسيشمل العمل محاكاة لخطوط النقل الكهربائي (حاسي مسعود-ورقلة) مع تحليل ومعالجة الأخطاء بالطرق المذكورة أعلاه.

Abstract:

The electrical network system is considered one of the most complex industrial engineering systems, and this complexity leaves behind several errors and problems, the most prominent of which are problems in the transmission lines of electricity. And in this Memoir we will give a briefly introduce to numerical relays, with a reference to the most famous numerical protection systems for electric transmission lines, such as overcurrent protection or differential protection and then conclude with distance protection and an accurate explanation of it for being the most used and effective.

The work will include simulation of electrical transmission lines (Hassi Messaoud-Ouargla) with analysis and handling of errors in the above-mentioned methods.