

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE MOHAMED BOUDIAF - M'SILA

FACULTE TECHNOLOGIE
DEPARTEMENT GENE ELECTRIQUE
N° : RE-262



DOMAINE : SCIENCES TECHNOLOGIE
FILIERE : ELECTROTECHNIQUE
OPTION : RESEAUX ELECTRIQUE

MEMOIRE PRESENTE POUR L'OBTENTION
DU DIPLOME DE MASTER ACADEMIQUE

Par: NOUIOUA MABROUK
ADOUI MERWAN

Intitulé

**Protection des réseaux électriques HTB en utilisant
de relais de distance**

Soutenu devant le jury composé de:

Dr MESSALTI Sabir	Université Mohamed Boudiaf-M'sila	Président
Dr KHODJA Djalal Eddine	Université Mohamed Boudiaf-M'sila	Rapporteur
Dr BELHOUCHEAT Khaled	Université Mohamed Boudiaf-M'sila	Examineur

Année universitaire : 2016 /2017

Dédicace

Je dédie ce travail

A ma Mère et mon Père

A ma Famille

A mes Frères mes Sœurs et mes Proches

A tous mes amis

A tous ceux qui m'ont nourri de leur savoir

Et à ceux qui partagent de bons souvenirs

Et à tous ceux qui ont enseigné moi au long de ma vie scolaire

NOUIOUA Mabrouk

Dédicace

Je dédie ce travail

A mes très chers parents

A mes frères et ma sœur.

A toute ma famille.

A tous mes amis.

A tous qui se donnent à fond à la recherche scientifique.

ADOUI Merwan

Remerciement

El hamdou li ALLAH

Le travail présenté dans ce mémoire a été effectué au département de génie électrique de l'université Mohamed Boudiaf - M'sila.

Nous remercions Dieu le tout puissant de nous avoir donné la volonté, la santé, et la patience durant toutes ces années, pour accomplir ce travail que nous venions aujourd'hui pour la présentation.

*Nous remercions sincèrement Monsieur : **Dr. KHODJA Djaleddine** pour ses aides, sa gentillesse, ses encouragements et ses conseils précieux pendant la période de la réalisation de ce travail.*

Nous remercions également tous les membres du jury qui nous ont fait l'honneur en acceptant d'examiner ce travail.

Nous remercions tous les enseignants du département génie électrique.

A cette occasion, Nous remercions également tous ceux qui nous ont soutenus de près ou de loin durant ces dernières années.

Table des matières

Dédicace	
Remerciement	
Introduction générale	1
Chapitre I : Etat de l'art sur les réseaux électriques et les systèmes de protection	
I.1 Introduction	2
I.2 Généralités sur les réseaux électriques	2
I.3 Les niveaux de tensions des réseaux	3
I.3.1 Les tensions normalisées selon la CEI	3
I.4 Topologie des réseaux	3
I.5 Description des réseaux électriques.....	4
I.5.1 Le réseau de transport HTB.....	4
I.5.2 Le réseau de répartition HTB	5
I.5.3 Le réseau de distribution HTA	5
I.5.4 Le réseau de livraison BTB	5
I.6 Les concepts fondamentaux dans les systèmes de protection	6
I.6.1 Zone de protection	6
I.6.2 La Position du système de protection	7
I.6.3 Le signal de défauts (Relaying Signal)	8
I.7 Elément du système de protection	8
I.7.1 Le disjoncteur de haute tension	9
I.7.2 Disjoncteur en utilisant l'huile	9
I.7.3 Disjoncteur en utilisant L'air	9
I.7.4 Disjoncteurs avec ampoules à vide	10
I.7.5 Disjoncteur gaz sf6	10
I.8 Relais	10
I.9 Relation entre l'appareil de protection et le disjoncteur	10
I.10 Cas de défiance du disjoncteur	11
I.11 Conditions imposées aux systèmes de protection.....	12
I.12 Conclusion	12

Chapitre II : Les défauts (courts-circuits) dans le réseau de transport HTB

II.1 Introduction	13
II.2 Les anomalies dans un réseau électrique.....	13
II.2.1 Les courts-circuits	13
II.2.2 Les surtensions	13
II.2.3 Les surcharges	13
II.2.4 Les oscillations	14
II.2.5 Les déséquilibres	14
II.3 Les calculs de courant de court-circuit	14
II.3.1 Caractéristiques de court-circuit	14
II.3.2 Forme ou types de court-circuit	14
II.3.3 Durée des courts-circuits.....	15
II.3.4 Intensité du courant de court-circuit.....	15
II.4 Méthode pour le calcul des courants de court-circuit.....	16
II.4.1 Théorie des composantes symétriques	16
II.4.2 Circuit équivalent des séquences.....	17
II.4.3 Valeurs des impédances des éléments du réseau.....	17
II.4.4 Calcul des niveaux de défaut.....	19
II.5 Conséquences des courts-circuits	24
II.6 Simulations des défauts de courts-circuits dans un réseau HTB (220 kV)	24
II.6.1 Etat sain sans défaut à 100 Km	24
II.6.2 Le cas état avec défaut	26
II.6.3 Interprétation des résultats	32
II.7 conclusion.....	33

Chapitre III : Protection de la ligne HT par le relais de distance MHO

III.1. Introduction	34
III.2 La protection à distance	34
III.2.1 Rôle d'une protection de distance	34
III.2.2 Relais de protection à distance	34
III.2.3 Principe de mesure de l'impédance	34
III.2.4 Courbes caractéristiques des relais de distance.....	36
III.2.5 Réglages des zones de protection.....	37
III.2.5.1 Relation entre temps – distance	37
III.2.5.2 Réglage des zones aval	38
III.2.5.3 Réglage des zones amont	38
III.2.5.4 Entrées signaux au relais.....	38
III.3 Protection avec comparateurs à Distance	39
III.3.1 Comparateur de phase	39
III.3.2 Comparateur d'amplitude	40
III.4 Caractéristiques de protection de distance	40
III.4.1 Caractéristique Mho	40
III.4.1.1 Caractéristique de Mho comparateur de phase	40
III.4.1.2 Caractéristique de Mho comparateur d'amplitude	41
III.5 Les résultats de la simulation des différents types de défauts par relais de Mho	42
III.5.1 Présentation de simulation de caractéristique de Mho.....	42
III.5.1.1 Système d'alimentation du modèle SIMULINK	42
III.6 Conclusion	46
Conclusion générale.....	47
Référence bibliographique	
Résumé	

Liste des Figures

Chapitre I

Figure I.1 Le réseau électrique.....	2
Figure I.2 Niveaux de tension normalisés.....	3
Figure I.3 Topologie des réseaux.....	4
Figure I.4 Exemple d'une partie d'un réseau de transport.....	5
Figure I.5 Schéma de description des réseaux électriques.....	6
Figure I.6 les zone de protection.....	7
Figure I.7 les éléments de protection des postes blindés.....	8
Figure I.8 Schéma de principe de la protection.....	9
Figure I.9 Schéma de principe de la protection des relais.....	10
Figure I.10 relation entre l'appareil de protection et le disjoncteur.....	11
Figure I.11 principe de disjoncteur de défiance.....	12

Chapitre II

Figure II.1 Schéma illustratif qui montre les différents types des courts-circuits.....	15
Figure II.2 Système déséquilibré triphasé obtenu en additionnant les trois systèmes équilibrés.....	16
Figure II.3 Circuit équivalent des séquences.....	17
Figure II.4 Impédance homopolaire des transformateurs.....	19
Figure II.5 Défaut triphasé symétrique.....	20
Figure II.6 Défaut biphasé isolé.....	20
Figure II.7 Défaut biphasé terre.....	22
Figure II.8 Défaut entre phase et la terre.....	23
Figure II.9 Défaut entre phase et la terre à travers une impédance.....	24
Figure II.10 ligne 220KV simulé sur 'simulink matlab' à distance de 100 Km.....	25
Figure II.11 Signaux des tensions ABC entrée et sortie état sain sans défaut à 100Km.....	25
Figure II.12 Signaux des tensions ABC entrée état sain sans défaut à 100Km.....	25
Figure II.13 Signaux des courants ABC entrée état sain sans défaut à 100Km.....	26
Figure II.14 ligne 220KV simulé sur 'simulink matlab' avec les différents types des défauts.....	26
Figure II.15 Signaux des tensions ABC avec défaut AG à 70Km avec $R_{c-c}= 10\text{ohms}$	26
Figure II.16 Signaux des courants ABC avec défaut AG à 70Km avec $R_{c-c}= 10\text{ohms}$	27
Figure II.17 Signal tension de phase A avec défaut AG à 70Km avec $R_{c-c}= 10\text{ohms}$	27
Figure II.18 Signal courant de phase A avec défaut AG à 70Km avec $R_{c-c}= 10\text{ohms}$	27
Figure II.19 Signaux des tensions ABC avec défaut BC à 110Km avec $R_{c-c}= 10\text{ohms}$	28
Figure II.20 Signaux des courants ABC avec défaut BC à 110Km avec $R_{c-c}= 10\text{ohms}$	28
Figure II.21 Signal tension de phase B avec défaut BC à 110Km avec $R_{c-c}= 10\text{ohms}$	28
Figure II.22 Signal courant de phase B avec défaut BC à 110Km avec $R_{c-c}= 10\text{ohms}$	29
Figure II.23 Signal tension de phase C avec défaut BC à 110Km avec $R_{c-c}= 10\text{ohms}$	29
Figure II.24 Signal courant de phase C avec défaut BC à 110Km avec $R_{c-c}= 10\text{ohms}$	29

Figure II.25 Signaux des tensions ABC avec défaut ABC à 140Km avec $R_{c-c}= 10\text{ohms}$	30
Figure II.26 Signaux des courants ABC avec défaut ABC à 140Km avec $R_{c-c}= 10\text{ohms}$	30
Figure II.27 Signal tension de phase A avec défaut ABC à 140Km avec $R_{c-c}= 10\text{ohms}$	30
Figure II.28 Signal courant de phase A avec défaut ABC à 140Km avec $R_{c-c}= 10\text{ohms}$	31
Figure II.29 Signal tension de phase B avec défaut ABC à 140Km avec $R_{c-c}= 10\text{ohms}$	31
Figure II.30 Signal courant de phase B avec défaut ABC à 140Km avec $R_{c-c}= 10\text{ohms}$	31
Figure II.31 Signal tension de phase C avec défaut ABC à 140Km avec $R_{c-c}= 10\text{ohms}$	32
Figure II.32 Signal courant de phase C avec défaut ABC à 140Km avec $R_{c-c}= 10\text{ohms}$	32

Chapitre III

Figure III.1 Protection à distance en absence d'un défaut	35
Figure III.2 Protection à distance en présence d'un défaut.....	35
Figure III.3 Schémas d'installation de l'équipement lié à la protection à distance	36
Figure III.4 Types de relais de protection à distance	36
Figure III.5 Principe des réglages des zones de protection.....	37
Figure III.6 Sélectivité chronométrique	37
Figure III.7 Définition caractéristique de Mho de comparateur de phase	41
Figure III.8 Définition caractéristique de Mho comparateur d'amplitude	42
Figure III.9 La simulation de relais de distance a caractéristique Mho Dans MATLAB/SIMULINK ..	43
Figure III.10 Bloc de simulation de relais de distance a caractéristique Mho Dans MATLAB/SIMULINK	44
Figure III.11 Signal de distance du défaut Monophasé AG à 71 km.....	44
Figure III.12 Signal de distance du défaut Biphasé BC à 110 km.....	45
Figure III.13 Signal de distance du défaut Triphasé ABC à 140 km.....	45

Introduction Générale

Introduction générale

Les réseaux électriques sont considérés comme des infrastructures hautement critiques pour notre société. Ces réseaux sont conçus traditionnellement d'une manière verticale où les transferts de l'énergie suivent dit « du haut en bas » : Production -Transport- Distribution.

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

Les lignes et les câbles de 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.

Depuis l'entrée sur le marché des relais numériques programmables ces 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.

Ce travail sera consacré au déploiement des éléments indispensable pour la constitution du système globale de protection. On va présenter des concepts fondamentaux sur la philosophie des systèmes de protection des réseaux de transport de l'énergie électrique, les différents appareils de protection (relais de protection), les disjoncteurs et les transformateurs courant et tension (TC et TP).

Le présent mémoire est structuré comme suit :

- Le premier chapitre traite état de l'art sur les réseaux électriques et les systèmes de protection.
- Le deuxième chapitre étudie Les défauts (courts-circuits) dans le réseau de transport.
- Le troisième chapitre Protection des courts-circuits par Relais de distance Mho.

Chapitre I

Etat de l'art sur les réseaux électriques et les
systèmes de protection

I.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous allons présenter des généralités sur les réseaux électriques (Production, transport et distribution), les catégories des tensions, topologie des réseaux et les différentes classes des postes électriques. Ensuite, nous présentons un aperçu sur les systèmes de protection des réseaux de transport.

I.2 Généralités sur les réseaux électriques

La production de l'énergie électrique à proximité des lieux d'utilisation n'est pas toujours possible. Généralement, cette énergie est produite par des groupes de production « G » sous une moyenne tension (15,5 kV ; 12,5 kV ; 11 kV ; 5,5 kV) dans des lieux de plus au moins distants des centres de consommation. Elle sera ensuite transformée sous une haute tension (90 kV ; 150 kV ; 225 kV.....) par des transformateurs élévateurs (TE) installés à la sortie des générateurs. La totalité de l'énergie produite ou le surplus disponible sera transporté par un ensemble de lignes électriques (L) sous une haute tension, plusieurs dizaines ou centaines de kilomètres, jusqu'aux centres de consommation. Cette énergie sera de nouveau transformée par des transformateurs abaisseurs (TA), puis elle distribuée sous une moyenne tension (30kV, 10 kV....) pour la mettre à la disposition des usagers [01].

Le réseau électrique est hiérarchisé par niveau de tension, celui-ci est fractionné en trois principales subdivisions à savoir le réseau de transport, de répartition et de distribution. Une notion de frontière peut être définie entre les niveaux de tension du réseau électrique, ces frontières sont assurées par les postes sources et les transformateurs [02].

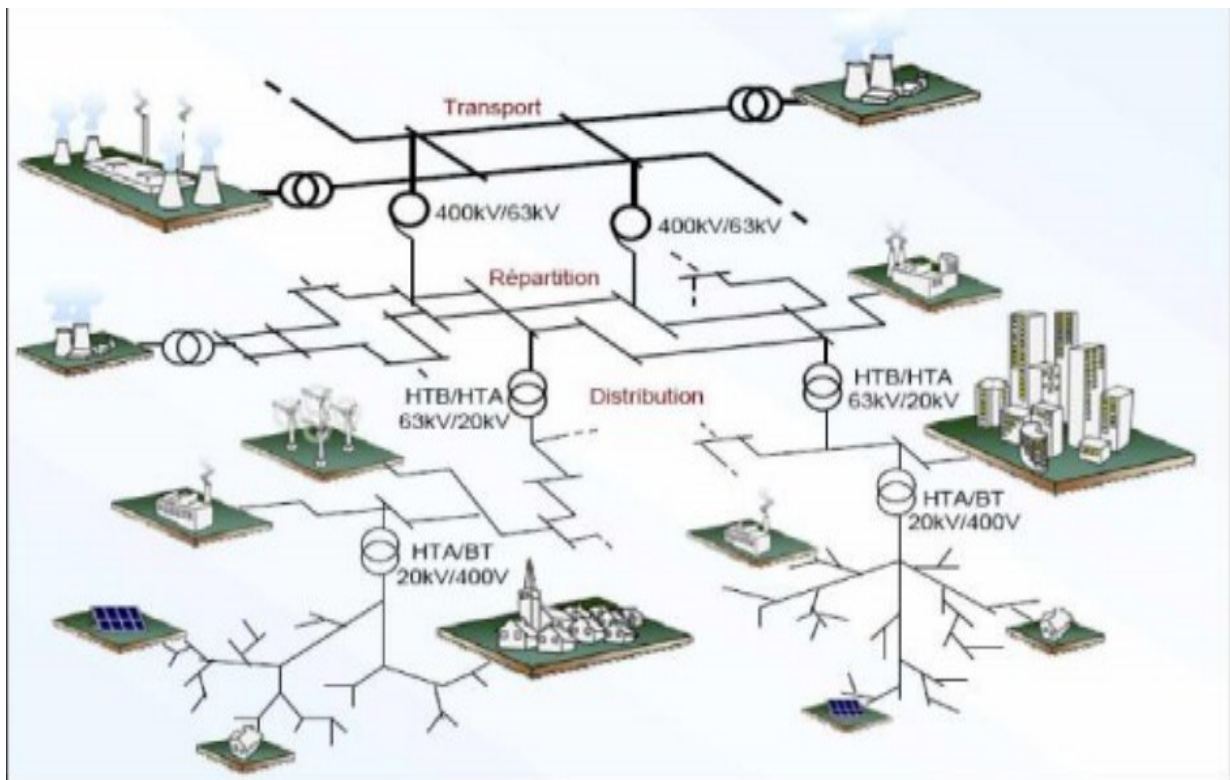


Figure I.1 Le réseau électrique

I.3 Les niveaux de tensions des réseaux

I.3.1 Les tensions normalisées selon la CEI (Commission électrotechnique internationale)

La nouvelle norme CEI (ainsi que les textes législatifs en vigueur en Algérie depuis juin 2002) définissent les niveaux de tension alternative comme suite (Figure I.2) : [03]

- HTB : pour une tension composée supérieure à 50 kV.
- HTA : pour une tension composée comprise entre 1 kV et 50 kV.
- BTB : pour une tension composée comprise entre 500 V et 1 kV.
- BTA : pour une tension composée comprise entre 50 V et 500 V.
- TBT : pour une tension composée inférieure ou égale à 50 V.

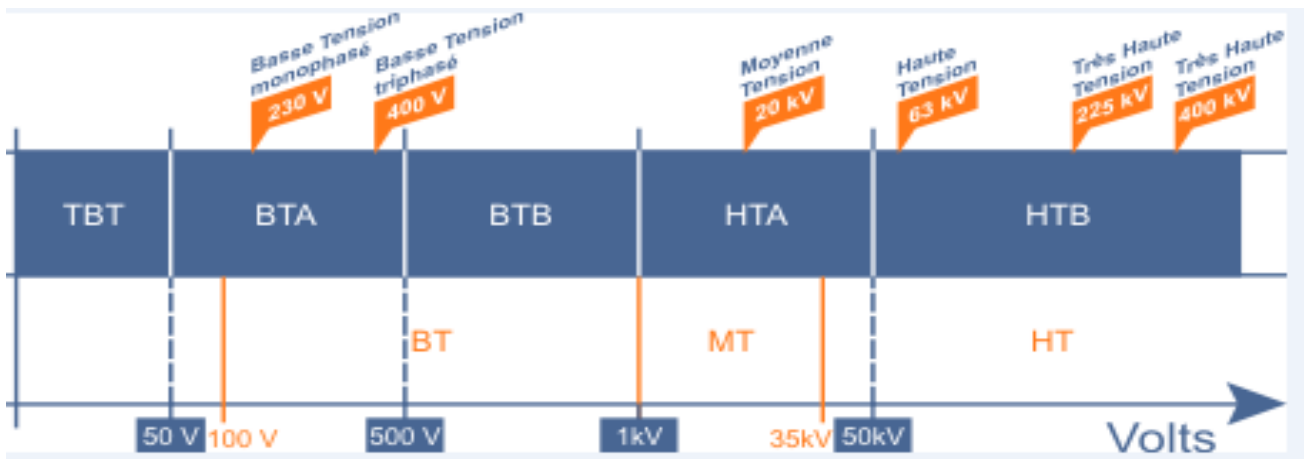


Figure I.2 Niveaux de tension normalisés (CEI)

Nous prendrons par convention dans ce qui suit :

- HTB désignera la Haute Tension HT.
- HTA désignera la Moyenne Tension MT.
- BTB et BTA désignerons le domaine de la Basse Tension BT.

I.4 Topologie des réseaux

- Structure maillée [Figure I.3.a]
- Structure bouclée [Figure I.3.b]
- Structure arborescente [Figure I.3.c]
- Structure radiale [Figure I.3.d]

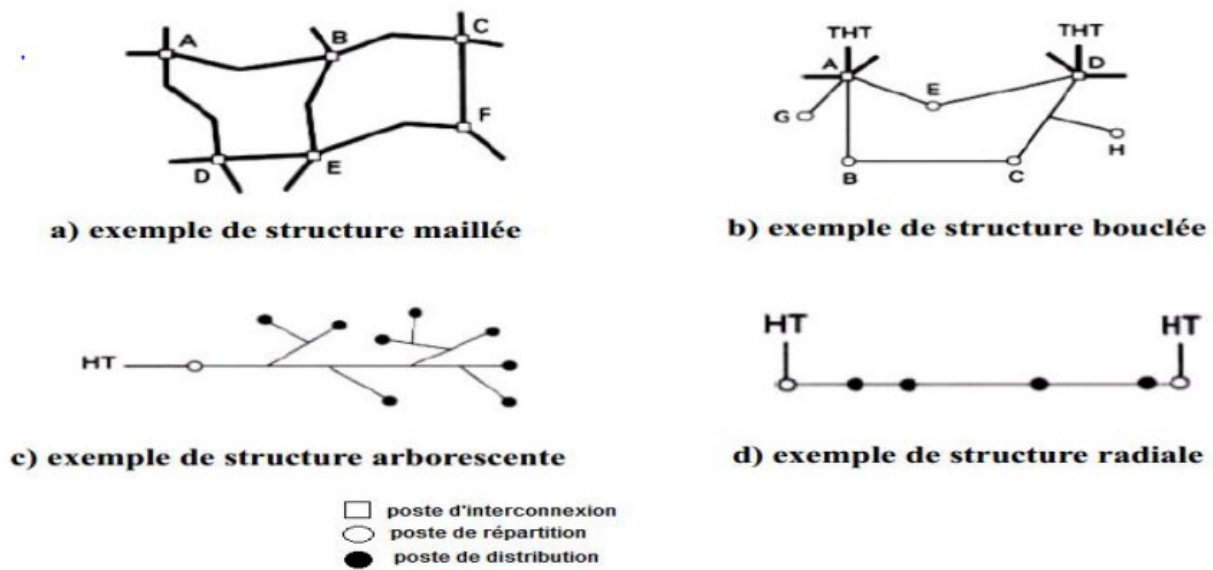


Figure I.3 Topologie des réseaux

I.5 Description des réseaux électriques

I.5.1 Le réseau de transport HTB

Généralement le réseau qui permet le transport de l'énergie depuis les centres éloignés de production vers les centres de consommation.

C'est sur le réseau HTB que sont en principe branchées les centrales de grandes puissances (> 300 MW).

Les réseaux de transport

constituent une vaste grille couvrant le territoire, à laquelle sont raccordées les sources et les utilisations (groupes, transformateurs).

Chaque nœud A, B et C (Figure I.4) constitue un « poste d'interconnexion ». Ce poste est en général constitué par un collecteur principal appelé « jeu de barres » sur lequel se raccordent les lignes, au moyen d'appareils.

Les protections de ces réseaux doivent être très performantes. Quant à leur exploitation, elle est assurée au niveau national par un centre de conduite ou dispatching à partir duquel l'énergie électrique est surveillée et gérée en permanence [03].

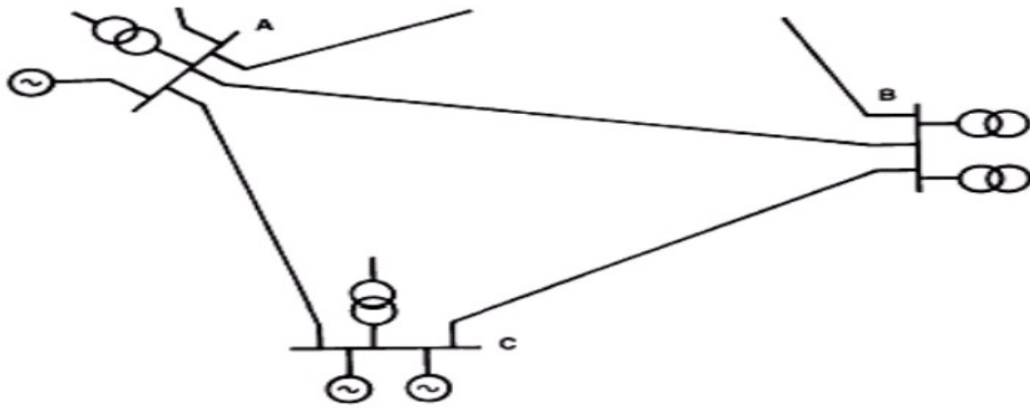


Figure I.4 Exemple d'une partie d'un réseau de transport

I.5.2 Le réseau de répartition HTB

La finalité de ce réseau est avant tout d'acheminer l'électricité du réseau de transport vers les grands centres de consommation qui sont :

- Soit du domaine public avec l'accès au réseau de distribution HTA,
- Soit du domaine privé avec l'accès aux abonnés à grande consommation (supérieure à 10 MVA) livrés directement en HTB. Il s'agit essentiellement d'industriels tels la sidérurgie, la cimenterie, la chimie, le transport ferroviaire... [04].

La structure de ces réseaux est généralement de type aérien (parfois souterrain à proximité de sites urbains). Les protections sont de même nature que celles utilisées sur les réseaux de transport, les centres de conduite étant régionaux [03].

I.5.3 Le réseau de distribution HTA

Les lignes de distribution à moyenne tension (HTA) partent des postes de répartition et alimentent des postes de transformation répartis en différents endroits de la zone à desservir; Ces postes de transformation abaissent la tension à une valeur convenable pour alimenter le réseau de distribution publique auquel les abonnés sont raccordés par des branchements [03].

I.5.4 Le réseau de livraison BTB

C'est le réseau qui nous est en principe familier puisqu'il s'agit de la tension 400/230 V (380/220 en Algérie). Nous le rencontrons dans nos maisons via la chaîne : compteur, disjoncteur, fusibles (micro disjoncteurs).

La finalité de ce réseau est d'acheminer l'électricité du réseau de distribution HTA aux points de faible consommation dans le domaine public avec l'accès aux abonnés BTB. Il représente le dernier niveau dans une structure électrique [04].

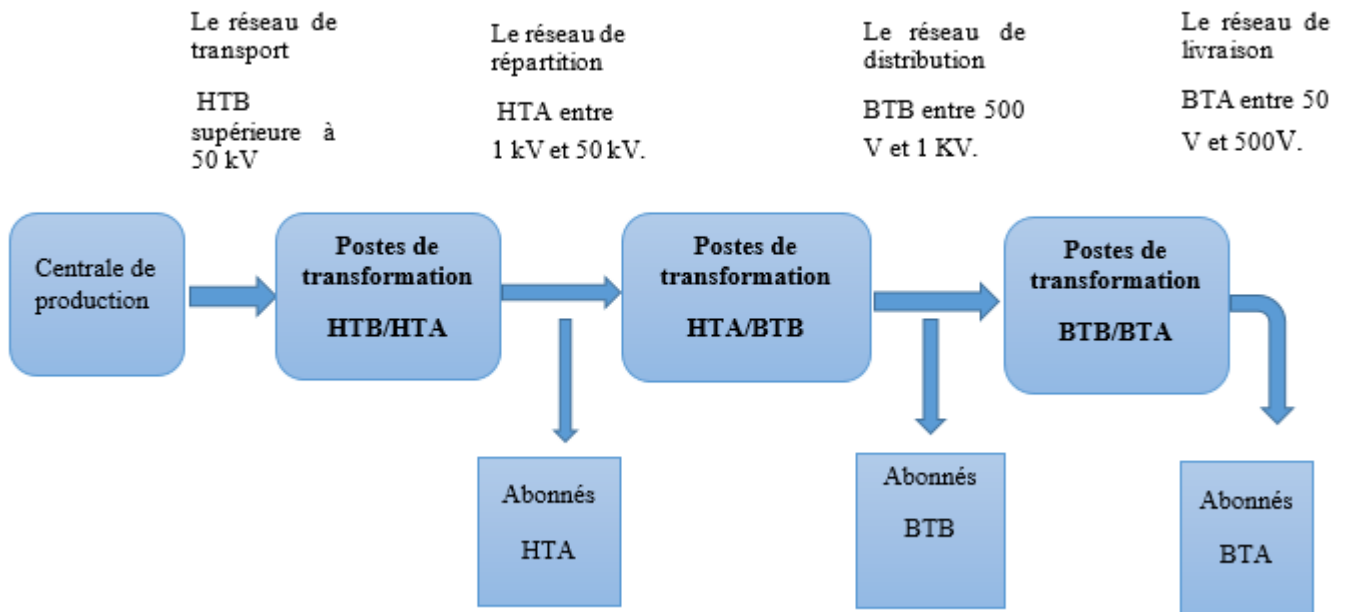


Figure I.5 Schéma de description des réseaux électriques.

I.6 Les concepts fondamentaux dans les systèmes de protection des réseaux électriques

Les réseaux électriques cités précédemment, ne sont pas à l'abri des défauts électriques qui ayant différentes natures et différentes conséquences, et qui sont dus à plusieurs paramètres. En effet, le système de protection électrique est un système compliqué, donc on ne peut pas concevoir un seul appareil pour protéger tout le système [05]. En revanche, on peut partager le réseau à protéger par des zones, appelés zones de protection.

I.6.1 Zones de protection

Pour la protection, on divise le réseau électrique en zones délimitées par les disjoncteurs. Chaque zone doit être correctement protégée. Les zones se recouvrent pour ne pas laisser aucun point du réseau sans protection (Figure I.6) [05].

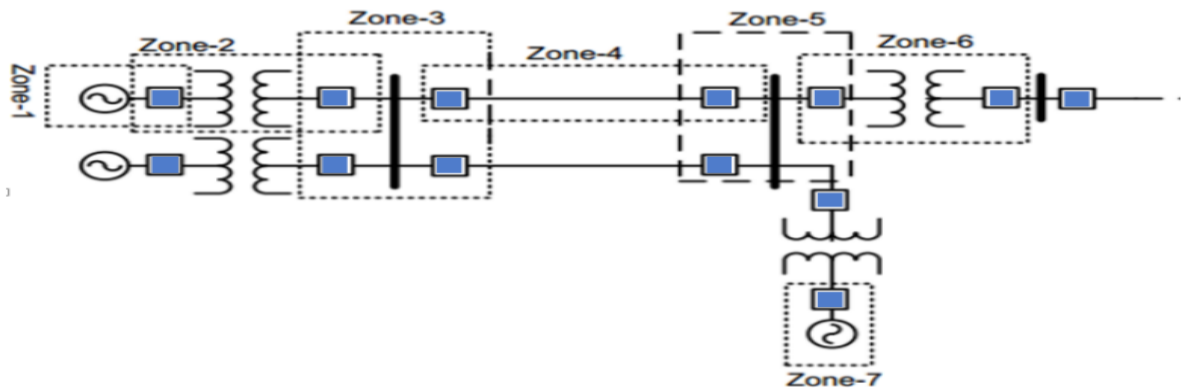


Figure I.6 les zones de protection

- Pour les relais de la zone 1 : Responsables de défaut qui est situé à l'intérieur du générateur.
- Pour les relais de la zone 2 : Responsables de tous les défauts qui se trouvent dans le transformateur.
- Pour les relais de la zone 3 : Responsables de tous les défauts qui se trouvent dans les jeux de bars (Bus bars).
- Pour les relais de zone 4 : Responsables de tous les défauts qui se trouvent sur les lignes de transport d'énergie (Transmission Lignes).

Note: La protection dans chaque zone est en fait composée de plusieurs équipements de protection et pas un seul appareil pour détecter tous les types de défauts. Il y a un chevauchement entre les différentes zones de protection pour assurer qu'il n'y a pas de zones non protégées, en particulier la zone de jeux de bars (Bus bars) [05].

I.6.2 La Position du système de protection

Le système de protection se trouve dans tous les systèmes électriques (réseaux électriques), car il existe un système de protection séparé pour chaque élément protégé, par exemple, on le trouve au départ et l'extrémité de chaque ligne de transport (Transmission Line), et il se trouve aussi avec chaque générateur et transformateur.

Les appareils de protection sont placés dans les salles de commande des stations, et les disjoncteurs, les TC et les TT se placent soit dans la cour (postes extérieures), ou inclus dans le groupe de GIS (Gas Insulated Substation) dans les postes isolés par le gaz (poste blindé) [06].

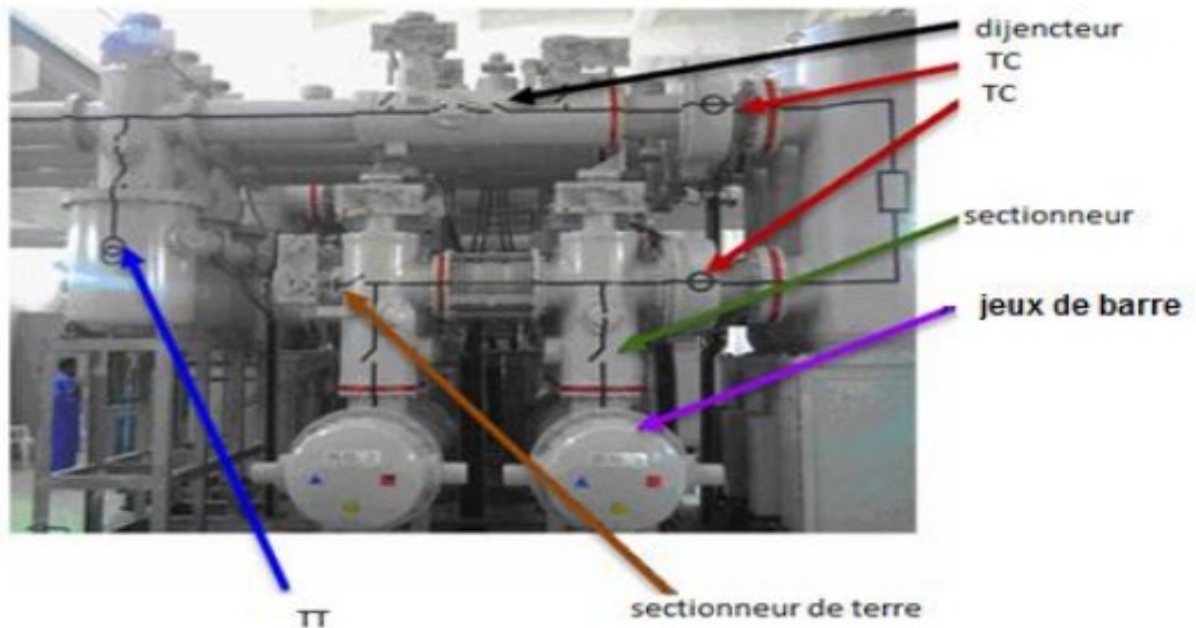


Figure I.7 les éléments de protection des postes blindés

I.6.3 Le signal de défauts (Relaying Signal)

Quand il existe un défaut de fonctionnement, la valeur de tension et de courant change, tout signal utilisé dans la détection de défaut s'appelle signal de Relais (Relaying Signal).

Par exemple :

- **La fréquence** (peut augmenter ou diminuer).
- **La direction** du courant électrique (peut inverser le sens du courant, en particulier dans le cas des générateurs).
- **La valeur** d'impédance Z (peut se changer au changement des zones de défaut, cela peut aider à détecter la position de ce dernier).
- **La différence** entre la valeur du courant entré et le courant sorti à un élément (la grande variation entre eux est à cause d'un défaut).

Un changement dans l'un de ces signaux (ou dans les valeurs de tension et du courant) supérieure des limites permises signifie que quelque chose d'anormal s'est produite dans le réseau et doit être découverte et étudiée, et en doit ensuite isoler le défaut du réseau [06].

I.7 Elément du système de protection

Le schéma suivant représente le principe de base d'un système de protection :

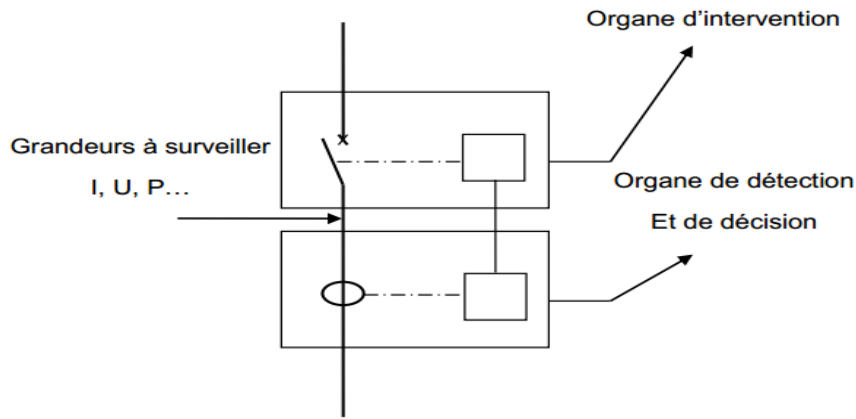


Figure I.8 Schéma de principe de la protection

I.7.1 Le disjoncteur de haute tension

Quand un défaut se produit dans une zone, les disjoncteurs ouvrent le départ et l'extrémité de la ligne de cette zone à base du signal de l'appareil de protection (relais), pour arrêter le passage du courant de défaut.

Le plus dangereux phénomène face aux disjoncteurs est l'arc électrique qui est créé entre leurs pôles, et ça permet la continuité d'un courant électrique entre les pôles (les disjoncteurs ne fonctionnent pas). C'est pourquoi les constructeurs ont développé de nombreux types de disjoncteurs ont le même objectif, mais se diffèrent dans le mode de fonctionnement [07].

I.7.2 Disjoncteur en utilisant l'huile

La coupure dans l'huile s'est imposée en haute tension après avoir été développée en moyenne tension (ou haute tension). Sous l'action de l'arc électrique, l'huile est décomposée, plusieurs types de gaz sont produits (essentiellement de l'hydrogène et de l'acétylène) lors de cette décomposition. L'énergie de l'arc est utilisée pour décomposer et évaporer l'huile, ceci permet de refroidir le milieu entre les contacts et par suite d'interrompre le courant à son passage par zéro [08].

I.7.3 Disjoncteur en utilisant L'air

Le gaz contenu dans les disjoncteurs à air comprimé est maintenu sous haute pression (20 à 35 bars) à l'aide d'un compresseur. Cette haute pression permet d'assurer la tenue diélectrique et de provoquer le soufflage de l'arc pour la coupure.

Le soufflage intense exercé dans ces disjoncteurs a permis d'obtenir de très hautes performances (courant coupé jusqu'à 100 kA sous haute tension) et avec une durée d'élimination du défaut très courte permettant d'assurer une bonne stabilité des réseaux en cas de défaut [05].

I.7.4 Disjoncteurs avec ampoules à vide

Dans un disjoncteur à vide, l'arc est alimenté par les particules issues des contacts. La haute tenue diélectrique obtenue dans un vide poussé permet de tenir la tension transitoire de rétablissement entre contacts après interruption du courant. Le passage du courant dans des contacts de forme appropriée génère un champ magnétique qui entraîne la rotation de l'arc et évite que ce dernier reste attaché sur la même surface de contact. Il est ainsi possible d'éviter la fusion des contacts d'arc et une production excessive de particules métalliques qui aurait limité la tenue de la tension après l'interruption du courant [08].

I.7.5 Disjoncteur gaz sf6

La mise au point de nouvelles générations de disjoncteur SF6 (hexafluorure de soufre) très performantes a entraîné dans les années 1970 la suprématie des appareils SF6 dans la gamme 7,2 kV à 245 kV. Sur le plan technique, plusieurs caractéristiques des disjoncteurs SF6 peuvent expliquer leur succès [09]

I.8 Relais

Le relais est un dispositif à action mécanique ou électrique provoquant le fonctionnement des systèmes qui isolent une certaine zone du réseau en défaut ou actionnant un signal en cas de défaut ou de conditions anormales de marche (alarme, signalisation,.....) [06].

Il existe essentiellement trois classes de relais selon l'organigramme suivant :

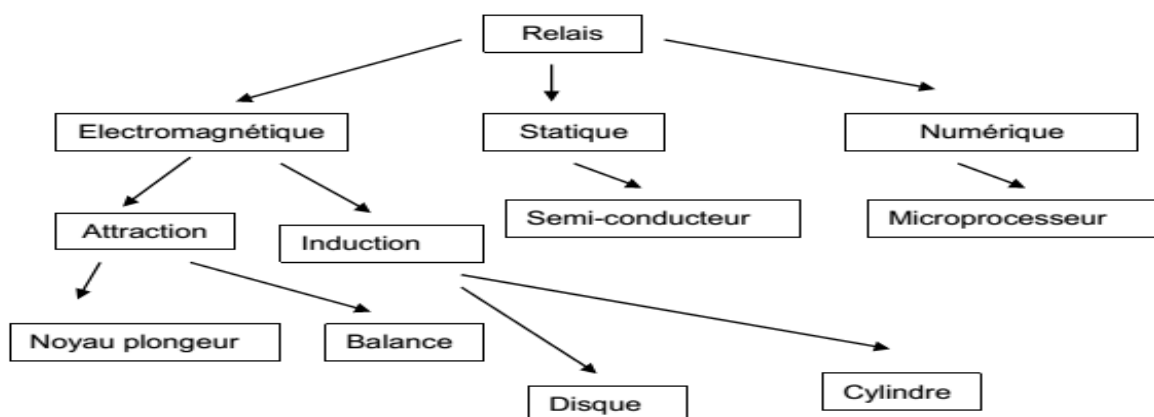


Figure I.9 Schéma de principaux relais de protection

I.9 relation entre l'appareil de protection et le disjoncteur

L'objectif principal dans le système de protection est la vitesse de séparation des défauts par le relais, le processus commence par l'entrée du signal de défaut (signal de Relais) dans le Relais de

protection par le transformateur du courant (TC) et transformateur de tension (TT), le relai étudie ce signal et envoie un signal de déclenchement vers la bobine de déclenchement du disjoncteur.

Cette relation est montrée sur la (Figure I.10) suivante [05] :

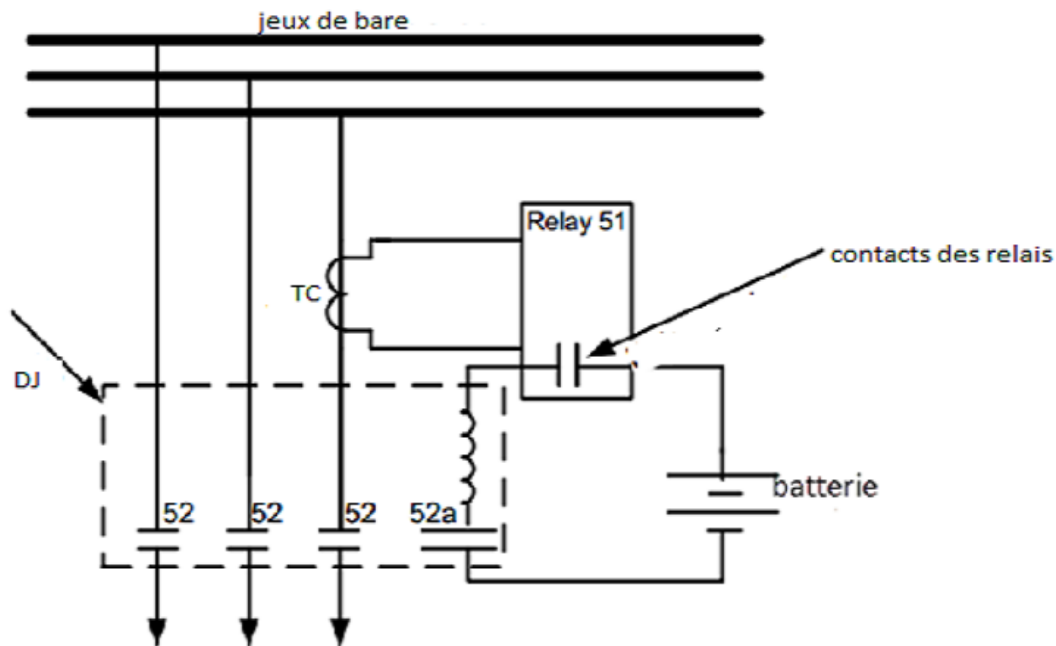


Figure I.10 relation entre l'appareil de protection et le disjoncteur

À partir de la figure, quand un défaut se produit :

- le relai ferme son contact, le courant de batterie passe vers la bobine de déclenchement du disjoncteur qui ouvre ses pôles.

Note:

- Le relai qui apparaît dans la (Figure I.10) est Relais Max de Courant.
- Le temps nécessaire d'envoyer le signal de déclenchement est au moins 20 ms, bien que le temps nécessaire pour l'ouverture du circuit sera entre 50 à 100 ms, la somme des deux temps est un temps réel pour éliminer le défaut.

I.10 Cas de défaillance du disjoncteur

Il y a parfois une panne mécanique dans le disjoncteur et ne répond pas au signal de déclenchement (trip signal), pour résoudre ce problème on utilise un appareil de protection spécial que l'on appelle disjoncteur de défaillance (breaker failLure) [06].

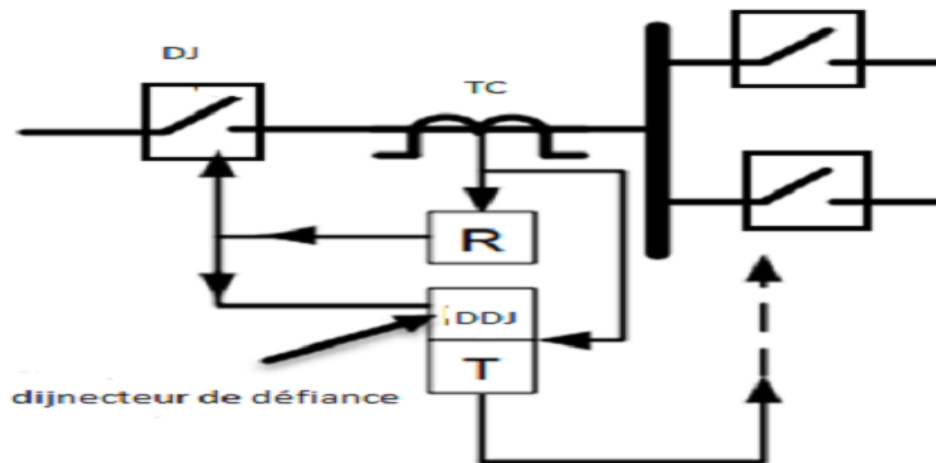


Figure I.11 principe de disjoncteur de défaillance

L'état de fonctionnement d'un aimant se situe dans le deuxième quadrant de son cycle d'hystérésis.

I.11 Conditions imposées aux systèmes de protection

Une protection doit être :

- **Sélective** : pour assurer la discrimination de l'élément en défaut.
- **Sûre** : elle doit fonctionner dans tous les cas requis.
- **Autonomes** : alimentation sûre car elle doit fonctionner dans des conditions d'alimentation défavorable.
- **Rapide** : elle doit fonctionner dans un temps aussi court que possible.
- Indépendante de la configuration du réseau.
- Insensible aux variations de la topologie du réseau.
- **Sensible** : elle doit fonctionner quel que soit la valeur de l'intensité, la nature et l'endroit du défaut.
- Insensibles aux surcharges admissibles et aux oscillations de U et I lors d'une marche hors synchronisme pour éviter une reprise longue et pénible du service [10].

I.12 Conclusion

Dans ce chapitre, on a énuméré les différentes architectures du réseau électriques. Ces architectures sont très importantes et très sensibles, ce qui nécessite une protection contre les différents types d'anomalies telles que le court-circuit, les surtensions, les surintensités, ...etc.

Dans ce chapitre, il nous a paru nécessaire de donner assez d'informations sur les différents éléments qui composent un système de protection. Ces éléments sont très importants, très sensibles et doivent être bien choisis et bien réglés afin d'assurer une protection efficace contre les différents types d'anomalies qui peuvent survenir sur le réseau électrique.

Chapitre II

Les défauts (courts-circuits) dans le réseau de
transport HTB

II.1 Introduction

Le court-circuit représente le test le plus sévère pour valider les modèles de systèmes connectés sur un réseau électrique. Alors le risque d'apparition d'un incident sur le réseau n'est pas nul car est lié à de nombreux paramètres aléatoires.

Pour cela, nous étudierons dans ce chapitre : les caractéristiques des courts-circuits, la méthode pour le calcul des courants de courts-circuits et le calcul des niveaux des défauts.

Dans ce chapitre, nous allons présenter aussi les différentes éventuelles anomalies dans les réseaux de transport de l'énergie électrique, la philosophie des protections, les protections des lignes de transport et les réglages des dispositifs de protection.

II.2 Les anomalies dans un réseau électrique

II.2.1 Les courts-circuits

Les courts-circuits sont des phénomènes transitoires, ils apparaissent lorsque l'isolement entre deux conducteurs de tension différente ou entre un conducteur sous tension et la terre est rompu.

Ils engendrent des courants très importants dans les éléments constituant le réseau.

Le courant de court-circuit (triphase) est une donnée essentielle pour le dimensionnement des équipements électrique [11].

II.2.2 Les surtensions

On distingue différents types de surtension telle que :

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

Conséquences : Claquage et Vieillessement de l'isolation.

II.2.3 Les surcharge

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

- Le court-circuit.
- Les pointes de consommation.
- L'enclenchement des grandes charges.

Les surcharges provoquent des chutes de tension importantes sur le réseau et accélère le vieillissement des équipements de réseau [11].

II.2.4 Les oscillations

Les oscillations de la tension et du courant sont dues aux variations plus ou moins rapides de la charge qui agit directement sur la vitesse de rotation (fréquence) des machines de production de l'énergie électrique. Elles sont liées directement à la mécanique des machines électriques, c'est la raison pour laquelle on les appelle phénomènes transitoires électromécaniques [11].

II.2.5 Les déséquilibres

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

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

Contre toutes les anomalies précédemment citées, il a lieu d'élaborer une Philosophie de protection de tout le système électrique [11].

II.3 Les calculs de courant de court-circuit

II.3.1 Caractéristiques de court-circuit

Les courts-circuits sont caractérisés par leur forme, leur durée et l'intensité du courant. Les ingénieurs en réseaux électriques utilisent souvent le terme « défaut » [12].

II.3.2 Forme ou types de court-circuit

II.3.2.1 Types [13]

Un court-circuit dans les réseaux électriques peut être (Figure II.1) :

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

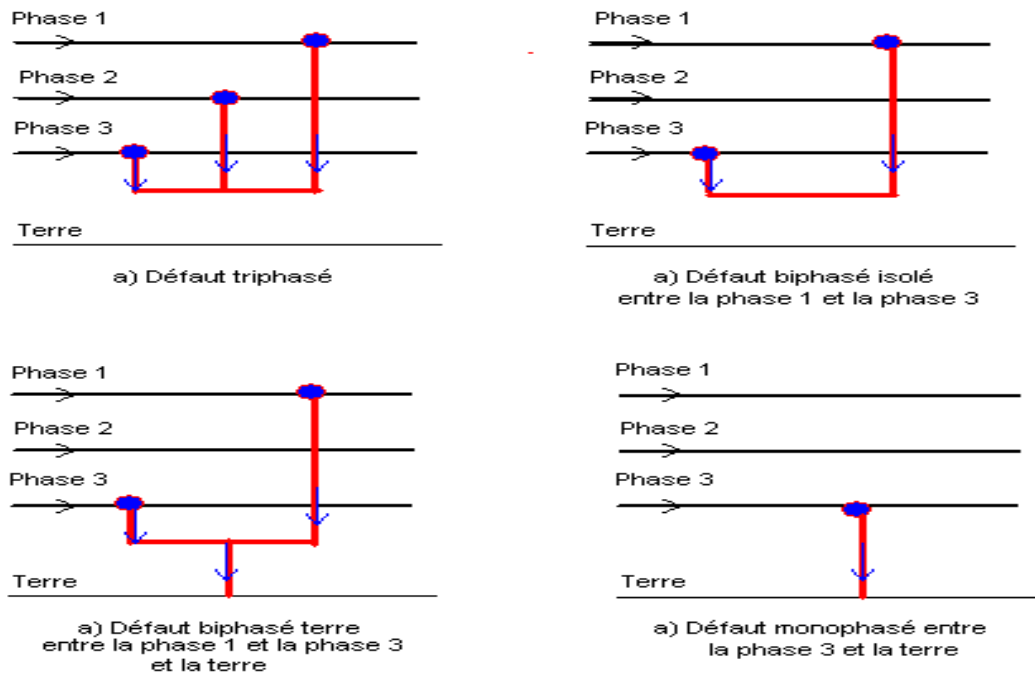


Figure II.1 Schéma illustratif qui montre les différents types des courts-circuits

II.3.2.2 Nature [14]

- **Courts-circuits fugitifs** : les courts-circuits fugitifs nécessitent une coupure très brève du réseau d'alimentation (de l'ordre de quelques dixièmes de seconde).
- **Courts-circuits permanents** : Ces courts-circuits provoquent un déclenchement définitif qui nécessite l'intervention du personnel d'exploitation pour la localisation du défaut et remise en service de la partie saine.
- **Courts-circuits auto-extincteurs** : C'est ceux qui disparaissent spontanément en des temps très courts sans provoquer de discontinuités dans la fourniture d'énergie électrique.
- **Courts-circuits semi permanents** : Ces court-circuit exigent de disparaître une ou plusieurs coupures relativement à longueur du réseau d'alimentation (de l'ordre de quelques dizaines de secondes) sans nécessité d'intervention du personnel d'exploitation.

II.3.3 Durée des courts-circuits

Un défaut est toujours le résultat d'un manque d'isolement ; Si ce manque d'isolement est durable, le court-circuit est dit permanent dans le cas contraire est appelé fugitif [15].

II.3.4 Intensité du courant de court- circuit

L'intensité du courant de court-circuit est une caractéristique importante, elle détermine la sévérité de la contrainte appliquée au réseau et au matériel en défaut.

Elle dépend de la forme des courts-circuits et, pour ceux impliquant la terre, du mode de mise à la terre des points neutres [15].

II.4 Méthode du calcul des courants de court-circuit

La méthode utilisée pour le calcul des courants de court-circuit dans les réseaux HTB et HTA, est celle de la CEI 909 [16]. Cette dernière, est retenue pour sa précision et pour son aspect analytique, ainsi qu'elle est plus technique, elle exploite le principe des composantes symétriques.

II.4.1 Théorie des composantes symétriques

La définition des composantes symétriques repose sur l'équivalence entre un système triphasé déséquilibré, et la somme de trois systèmes triphasés équilibrés : direct, indirect et homopolaire (Figure II.2) [17].

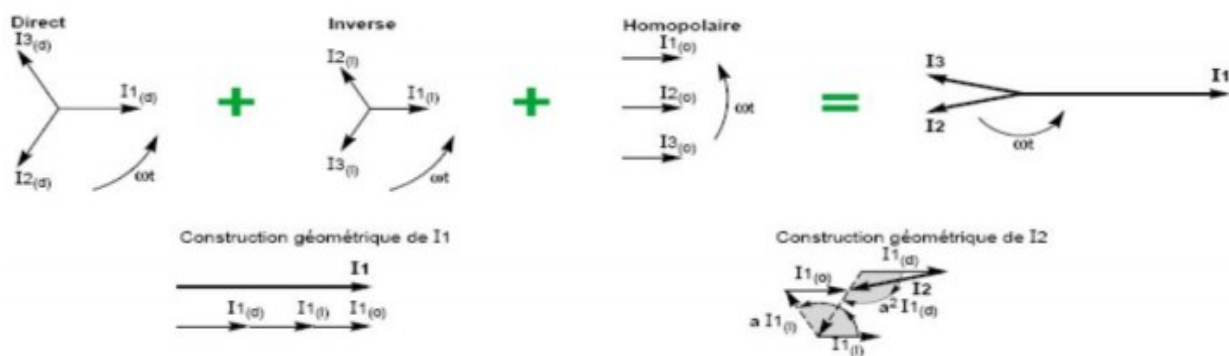


Figure II.2 Système déséquilibré triphasé obtenu en additionnant les trois systèmes équilibrés

- **Le système Direct (Positif ou de séquence d'ordre 1) :** consiste en trois vecteurs de même module déphasé de 120° et ayant la même séquence que le système d'origine.

En prenant le vecteur V_a comme référence et sachant que l'opérateur (a):

$$a = -0,5 + j 0,866 = 1^{L+120^\circ}$$

Il vient alors :

$$\begin{aligned} V_{a1} &= V_1 \\ V_{b1} &= V_1^{L240^\circ} = a^2 \cdot V_1 \\ V_{c1} &= V_1^{L120^\circ} = a \cdot V_1 \end{aligned} \quad (\text{II.1})$$

- **Le système Inverse (Négatif ou de séquence d'ordre 2) :** consiste en trois vecteurs de même module déphasé de 120° mais de séquence opposée au système d'origine.

$$\begin{aligned} V_{a2} &= V_2 \\ V_{b2} &= V_2^{L120^\circ} = a \cdot V_2 \\ V_{c2} &= V_2^{L240^\circ} = a^2 \cdot V_2 \end{aligned} \quad (\text{II.2})$$

- **Le système homopolaire (Zéro ou de séquence d'ordre 0) :** ce système est formé de trois vecteurs ayant la même amplitude et le même angle de phase, ils tournent aussi dans le même sens et à la même vitesse que les vecteurs du système original, on leur attribue l'indice « 0 ».

$$V_{a0}=V_{b0}=V_{c0}=V_0 \quad (\text{II.3})$$

Autrement dit un système triphasé déséquilibré constitué de trois vecteurs V_{a0} , V_{b0} , V_{c0}

Peut s'écrire en fonction des trois systèmes direct, inverse, homopolaire selon :

$$\begin{aligned} V_a &= V_1 + V_2 + V_0 \\ V_b &= a^2 V_1 + a V_2 + V_0 \\ V_c &= a V_1 + a^2 V_2 + V_0 \end{aligned} \quad (\text{II.4})$$

Pour déterminer V_1 , V_2 et V_0 en fonction de V_a , V_b et V_c on a deux méthodes :

- 1^{er} méthode : utiliser la matrice inverse $[T]^{-1}$
- 2^{ème} méthode : utiliser $1 + a + a^2 = 0$

On aura :

$$\begin{aligned} V_1 &= \frac{1}{3} [V_a + aV_b + a^2V_c] \\ V_2 &= \frac{1}{3} [V_a + a^2V_c + aV_b] \\ V_3 &= \frac{1}{3} [V_a + V_b + V_c] \end{aligned} \quad (\text{II.5})$$

II.4.2 Circuit équivalent des séquences

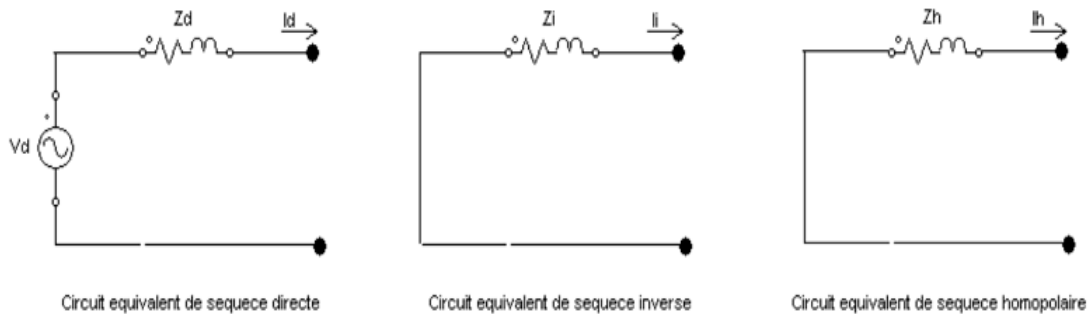


Figure II.3 Circuit équivalent des séquences

$$V_d = V^p d - Z_d \times I_d$$

$$V_i = 0 - Z_i \times I_i \quad (\text{II.6})$$

$$V_h = 0 - Z_h \times I_h$$

- V_d^p la tension préexistante au point de défaut.
- Z_d, Z_i, Z_h les impédances équivalentes au réseau dans les trois systèmes [18].

II.4.3 Valeurs des impédances des éléments du réseau

Remarques générales concernant les impédances directes Z_d est l'impédance directe d'un élément, elle correspond à l'impédance mesurée lorsqu'on lui applique un système de tensions triphasées aux bornes de trois phases. Elle est identique à l'impédance Z_{cc} utilisée pour le calcul des courants de court-circuit triphasé symétrique. En effet, lors d'un court-circuit triphasé symétrique, le système

direct de tensions de l'alimentation est appliqué aux éléments du réseau parcourus par le courant de court-circuit. On a donc la relation $Z_d = Z_{cc}$ pour tous les éléments du réseau [18].

Remarques générales concernant les impédances inverses le caractère symétrique des câbles, des lignes et des transformateurs entraîne que l'impédance directe est égale à l'impédance inverse pour ces éléments.

On a donc la relation $Z_i = Z_d = Z_{cc}$ pour tous les éléments du réseau autres que les machines tournantes.

Remarques générales concernant les impédances homopolaires

Elle est directement liée au régime du neutre de distributeur :

- si le neutre est mis à la terre par une bobine de Petersen, l'impédance homopolaire est considérée comme infinie, car le courant de défaut à la terre est nul.
- Si le neutre est mis directement à la terre, l'impédance homopolaire est à peu près égale à l'impédance directe.
- Si le neutre est mis à la terre par résistance, l'impédance homopolaire est à peu près égale à 3 fois cette résistance, car les impédances du transformateur et des liaisons sont négligeables devant la résistance de limitation [19].

$$Z_0 = 3Z_n \text{ avec } Z_n = \frac{U_n}{\sqrt{3} I_L}$$

I_L : courant de limitation.

II.4.3.1 Impédance des alternateurs

Pour les alternateurs, au lieu de donner les valeurs des impédances caractéristiques ($X_d, X'_d, X''_d, X_i, X_0$) en ohms, les constructeurs donnent celles-ci en %.

- X_d est la valeur du moment de défaut et continuer brièvement.
- X'_d, X''_d est la valeur prise par le générateur après le défaut [20].

II.4.3.2 Impédance des transformateurs

Les valeurs pour les trois X_d, X_i, X_0 Sont souvent égale.

- Impédance homopolaire

Pour les transformateurs, l'impédance homopolaire dépend des possibilités de ré-bouclage des courants de défauts à la terre.

La (Figure II.4) indique l'impédance homopolaire des transformateurs en fonction des modes de couplage[21].

Groupement		Schéma unifilaire équivalent		Valeur de la réactance homopolaire du transformateur, vue des bornes	
Primaire	Secondaire			primaires 1	secondaires 2
				Infinie	Infinie
				Infinie	Infinie
				F. L. : infinie F. F. : $X_{11} = 10 \text{ à } 15 \text{ fois } X_{cc}$	F. L. : infinie F. F. : infinie
				$X_{12} = X_{cc}$	$X_{12} = X_{cc}$
				Infinie	Infinie
				$X_{12} = X_{cc}$	Infinie

Figure II.4 Impédance homopolaire des transformateurs

II.4.3.3 Impédance des lignes [21]

Réactance directe des lignes aériennes

La réactance linéique des lignes aériennes est proche de celle du vide $\mu_0 \omega (\mu_0 = 4 \pi \times 10^{-7})$.

Les valeurs à retenir sont :

- $X = 0,3 \text{ } \Omega/\text{Km}$ pour les lignes BT ou HTA.
- $X = 0,4 \text{ } \Omega/\text{Km}$ pour les lignes HTB.

La réactance homopolaire X_0 des lignes aériennes est à peu près égale à 3 fois la réactance directe :

$$X_0 = 3X_d$$

II.4.4 Calcul des niveaux de défaut [22]

II.4.4.1 Défaut triphasé symétrique

- Expression du défaut :

$$V_a = V_b = V_c = 0 \text{ (Phases en défaut)}$$

- Traduction en grandeurs symétriques :

$$V_d = V_i = V_h = 0$$

$$I_d = \frac{V_{pd}}{Z_d}$$

$$I_i = I_h = 0$$

- Valeur du courant de défaut triphasé :

$$I_{mcc} = I_{3\phi cc} = I_d = \frac{V_{pd}}{Z_d}$$

- Retour aux grandeurs de phase :

$$V_a = V_b = V_c = 0$$

(II.7)

$$I_a = \frac{V_{pd}}{Z_d} \tag{II.8}$$

$$I_b = a^2 \cdot \frac{V_{pd}}{Z_d} \tag{II.9}$$

$$I_c = a \cdot \frac{V_{pd}}{Z_d} \tag{II.10}$$

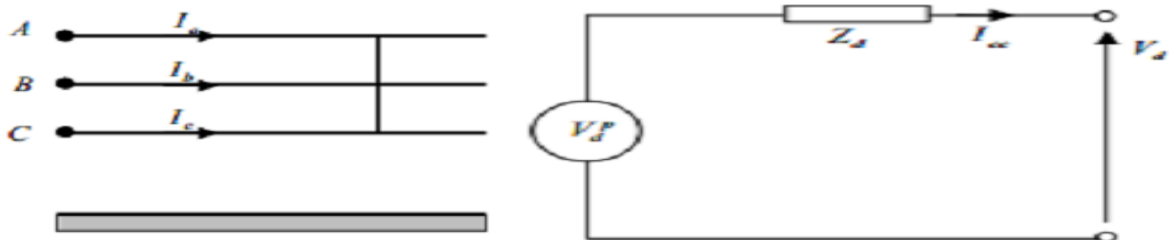


Figure II.5 Défaut triphasé symétrique

II.4.4.2 Défaut biphasé isolé

- Expression du défaut

$$V_b = V_c, V_{bc} = 0 \quad I_d = -I_c \text{ (Phases en défaut).}$$

$$I_a = 0 \text{ (phase saine).}$$

- Traduction en grandeurs symétriques

$$V_{bc} = V_{bn} + V_{nc} = (a^2 V_d + a \cdot V_i + V_h) - (a \cdot V_d + a^2 V_i + V_h) = 0$$

$$V_{bc} = V_d(a^2 - a) + V_i(a - a^2) + V_h(1 - 1)$$

$$\rightarrow V_d(a^2 - a) = V_i(a - a^2)$$

Implique que $V_{pd} - Z_d \cdot I_d = -Z_i \cdot I_i$

$$I_d = \frac{1}{3}(I_a + \alpha I_b + \alpha^2 I_c) = \frac{1}{3}(\alpha - \alpha^2) \cdot I_b = j \frac{1}{\sqrt{3}} I_b$$

$$I_i = \frac{1}{3}(I_a + \alpha^2 I_b + \alpha I_c) = \frac{1}{3}(\alpha^2 - \alpha) \cdot I_b = -j \frac{1}{\sqrt{3}} I_b$$

$$I_h = \frac{1}{3}(I_a + I_b + I_c) = 0$$

Donc : $I_d = -I_i$

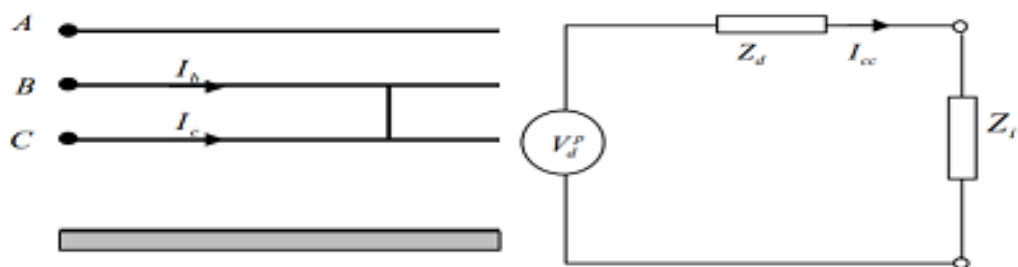


Figure II.6 Défaut biphasé isolé

- Retour aux grandeurs de phase

$$I_a = 0 \quad (\text{II.11})$$

$$I_b = -j \sqrt{3} \frac{V_d^p}{Z_d + Z_i} \quad (\text{II.12})$$

$$I_c = j \sqrt{3} \frac{V_d^p}{Z_d + Z_i} \quad (\text{II.13})$$

II.4.4.3 Défaut biphasé terre

- Expression du défaut :

$$V_b = V_c = 0 \quad I_b = -I_c \text{ (phases en défaut).}$$

$$I_a = \text{(phases saine).}$$

- Traduction en grandeurs symétriques :

$$V_d = \frac{1}{3}(V_\alpha + \alpha V_b + \alpha^2 V_c) = \frac{1}{3}V_\alpha$$

$$V_i = \frac{1}{3}(V_\alpha + \alpha^2 V_b + \alpha V_c) = \frac{1}{3}V_\alpha$$

$$V_h = \frac{1}{3}(V_\alpha + V_b + V_c) = \frac{1}{3}V_\alpha$$

$$\rightarrow V_d = V_i = V_h$$

Soit d'après (II.6) :

$$I_i = -\frac{V_i}{Z_i} = -\frac{V_d}{Z_d} = -\frac{V_h}{Z_h}$$

$$I_h = -\frac{V_h}{Z_h} = -\frac{V_d}{Z_d} = -\frac{V_i}{Z_i}$$

Donc :

$$I_i = -\frac{(V_d^p - Z_d I_d)}{Z_i}$$

$$I_h = -\frac{(V_d^p - Z_d I_d)}{Z_h}$$

$$I_\alpha = I_d + I_i + I_h = 0$$

$$I_\alpha = I_d - \frac{(V_d^p - Z_d I_d)}{Z_i} - \frac{(V_d^p - Z_d I_d)}{Z_h} = 0$$

$$\begin{cases} I_d = \frac{V_d^p (Z_i + Z_h)}{Z_d Z_i + Z_d Z_h + Z_i Z_h} \\ I_i = \frac{V_d^p Z_h}{Z_d Z_i + Z_d Z_h + Z_i Z_h} \\ I_h = \frac{V_d^p Z_i}{Z_d Z_i + Z_d Z_h + Z_i Z_h} \end{cases}$$

- Retour aux grandeurs de phase :

$$I_c = \alpha I_d + \alpha^2 I_i + I_0 \rightarrow I_c = \frac{\sqrt{3} V_d^p (Z_h^{<+90^\circ} + Z_i^{<+150^\circ})}{Z_d Z_i + Z_d Z_h + Z_i Z_h} \quad (II.14)$$

$$I_b = \alpha^2 I_d + \alpha I_i + I_0 \rightarrow I_b = \frac{\sqrt{3} V_d^p (Z_h^{<-90^\circ} + Z_i^{<-150^\circ})}{Z_d Z_i + Z_d Z_h + Z_i Z_h} \quad (II.15)$$

Le courant dans le neutre est : $I_n = I_b + I_c = \left| \frac{3 V_d^p}{Z_d Z_i + Z_d Z_h + Z_i Z_h} \right| \quad (II.16)$

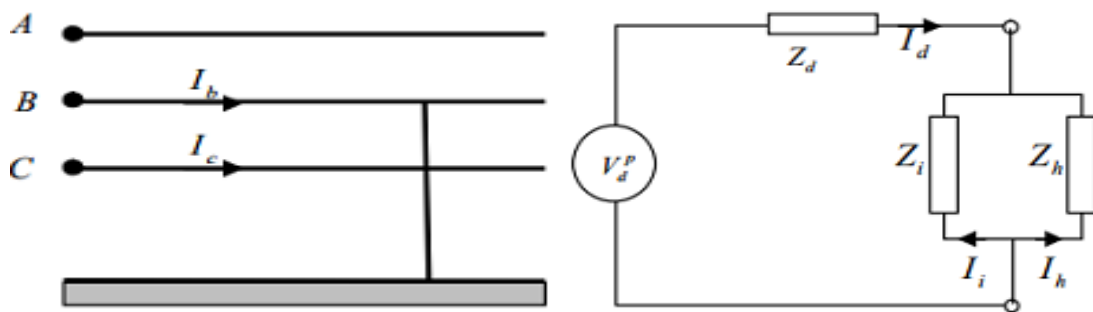


Figure II.7 Défaut biphasé terre

II.4.4.4 Défaut entre phase et la terre [23]

- Expression du défaut :
 - $V_a = 0$ (phase en défaut).
 - $I_a = I_b = 0$ (phase sain).
- Traduction en grandeurs symétriques

$$V_d = V_i = V_h I_d = I_i = I_h$$

Soit d'après (II.6) :

$$I_d = I_i = I_h = \frac{V_d^p}{Z_d + Z_i + Z_h}$$

$$V_d = \frac{Z_i + Z_h}{Z_d + Z_i + Z_h} V_d^p$$

$$V_i = \frac{Z_i}{Z_d + Z_i + Z_h} V_d^p$$

$$V_h = -\frac{Z_h}{Z_d + Z_i + Z_h} V_d^p$$

- Retour aux grandeurs de phase :

$$V_a = 0$$

$$V_b = \frac{(\alpha^2 - \alpha)Z_i + (\alpha^2 - 1)Z_h}{Z_d + Z_i + Z_h} \times V_d^p$$

$$V_c = \frac{(\alpha - \alpha^2)Z_i + (\alpha - 1)Z_h}{Z_d + Z_i + Z_h} \times V_d^p \tag{II.17}$$

$$V_a = \frac{3 \cdot V_d^p}{Z_d + Z_i + Z_h} I_b = I_c = 0$$

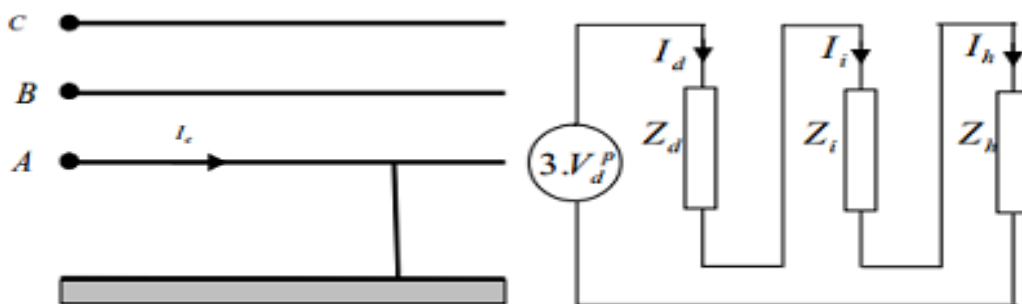


Figure II.8 Défaut entre phase et la terre

II.4.4.5 Défaut entre phase et la terre à travers une impédance ($Z_n \neq 0$)

Dans ce cas la tension au point du défaut n'est pas nulle.

- Expression du défaut :

$$V_a \neq 0 \quad (\text{Phase en défaut})$$

$$I_b = I_c = 0 \quad (\text{Phases sain})$$

- Traduction en grandeurs symétriques :

$$\begin{cases} I_d = \frac{1}{3}(I_a + \alpha \cdot I_b + \alpha^2 \cdot I_c) = \frac{1}{3} I_a \\ I_i = \frac{1}{3}(I_a + \alpha^2 \cdot I_b + \alpha \cdot I_c) = \frac{1}{3} I_a \\ I_h = \frac{1}{3}(I_a + I_b + I_c) = \frac{1}{3} I_a \end{cases}$$

$$\rightarrow I_d = I_i = I_h$$

- Soit d'après (II.6) :

$$V_d^p - Z_d I_\alpha = \frac{1}{3} Z_h I_\alpha + \frac{1}{3} Z_i I_\alpha + \frac{1}{3} Z_n I_\alpha$$

- Retour aux grandeurs de phase :

$$I_\alpha = \frac{3 \cdot V_d^p}{Z_d + Z_i + Z_h + 3Z_n} \quad (\text{II.18})$$

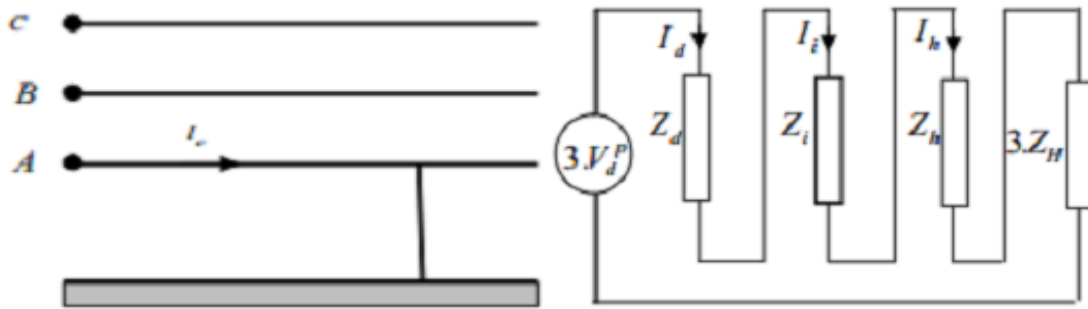


Figure II.9 Défaut entre phase et la terre à travers une impédance

Remarque: toutes les grandeurs utilisées sont en valeur complexe.

II.5 Conséquences des courts-circuits

Les conséquences d'un courant de court-circuit sont extrêmement néfastes pour le matériel et les équipements du réseau électrique. En effet, le matériel électrique installé sur les réseaux électriques n'étant pas dimensionnés pour supporter des valeurs de courant très élevées. Ces courants vont donc faire subir au matériel des contraintes d'échauffement excessives pouvant entraîner leur destruction.

Des disfonctionnements divers, notamment au niveau des matériels de mesure ou des transformateurs de courant ainsi que de télécommunication, peuvent aussi être observées. Il est donc indispensable de protéger ce matériel contre le court-circuit. Cette fonction est assurée généralement par un appareil pouvant couper des courants très élevées : les disjoncteurs. Cependant, ces appareils sont liés aux protections [24].

II.6 Simulations des défauts des courts-circuits dans un réseau HTB (220 kV)

II.6.1 Etat sain sans défaut à 100Km

- **Paramètre de la ligne (voir annexe)**

Impédance direct : $Z_L = 0,011 + j0,2752 \Omega/\text{km}$

Capacité direct : $C_L = 13,22 \cdot 10^{-9} \text{ F/km}$

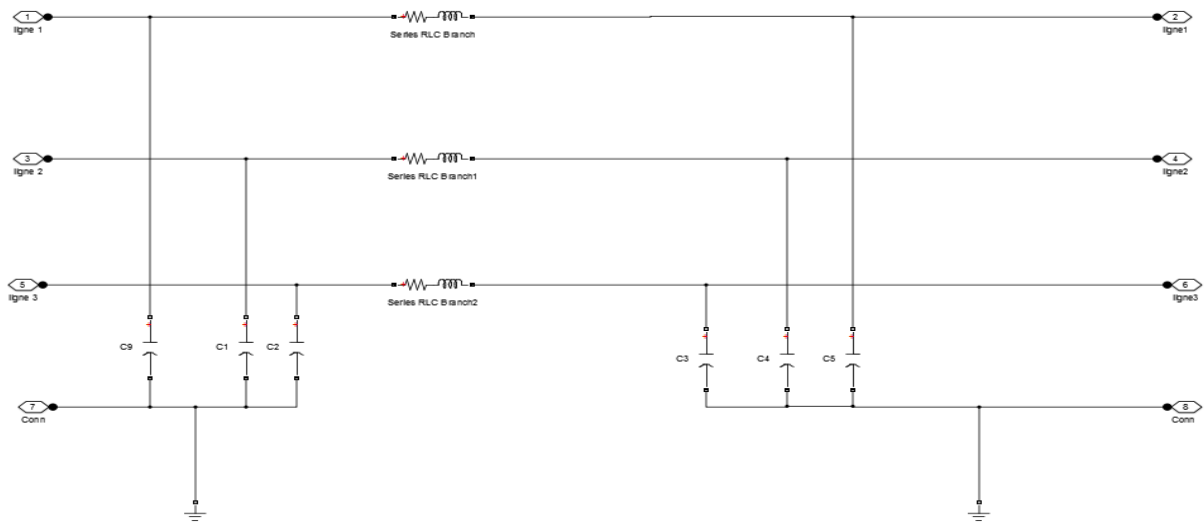


Figure II.10 ligne 220KV simulé sur 'simulink matlab' à une distance de 100 Km

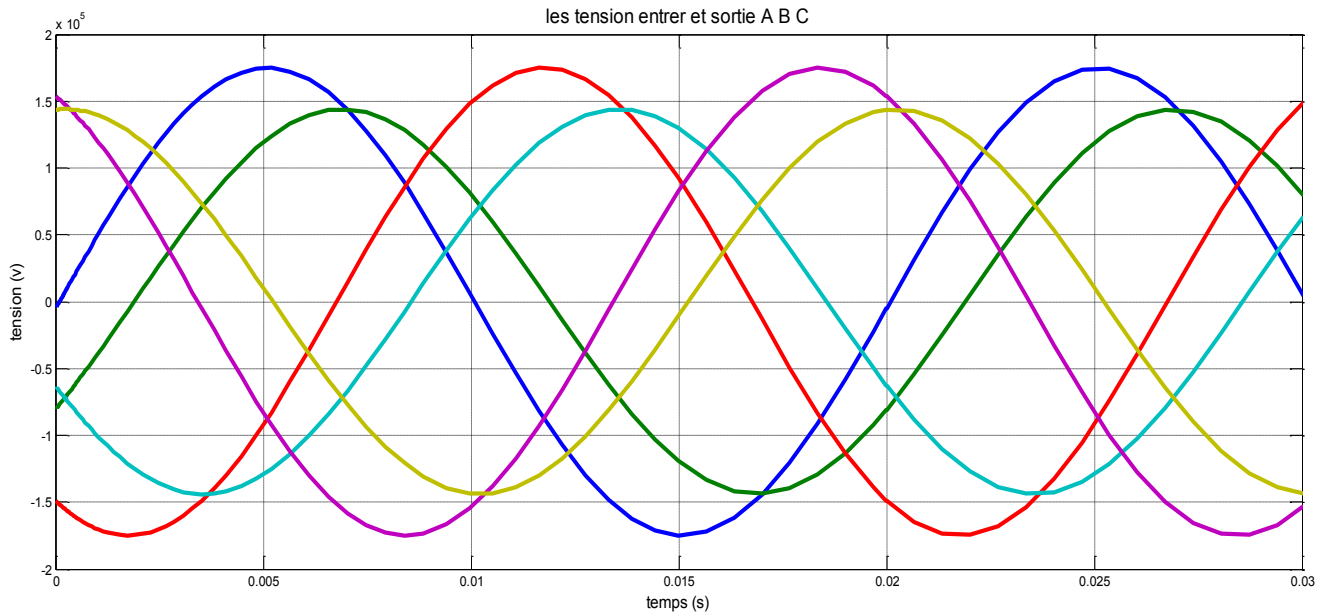


Figure II.11 Signaux des tensions ABC entrée et sortie état sain sans défaut à 100Km

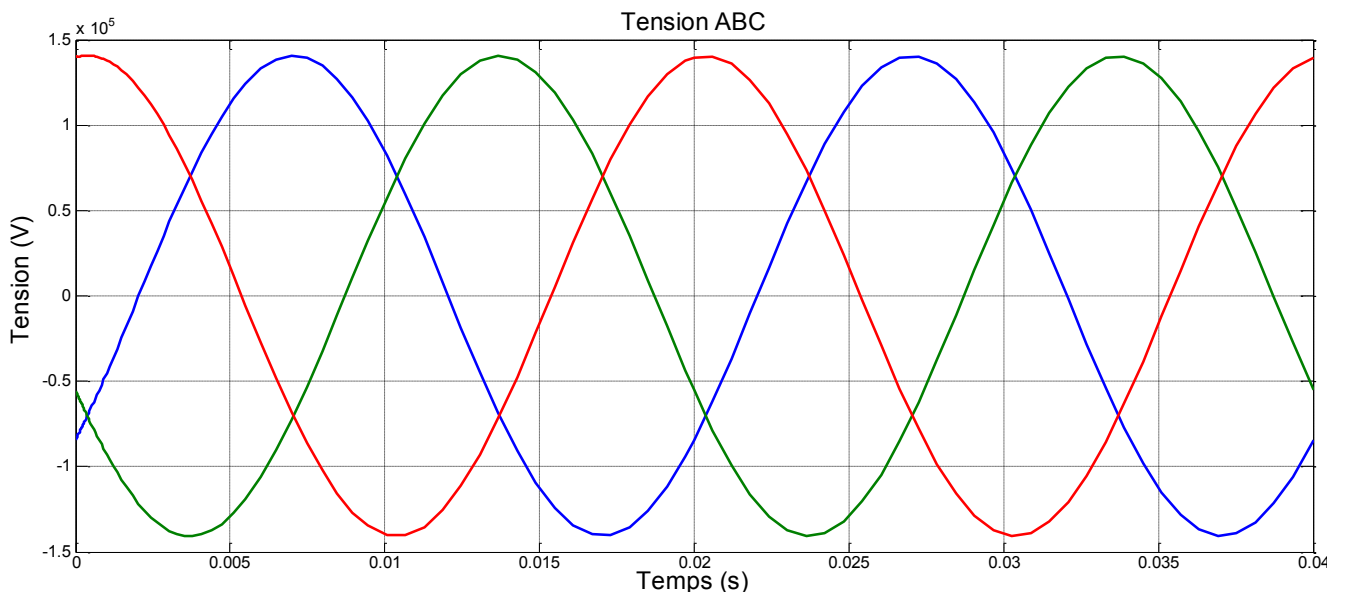


Figure II.12 Signaux des tensions ABC entrée état sain sans défaut à 100Km

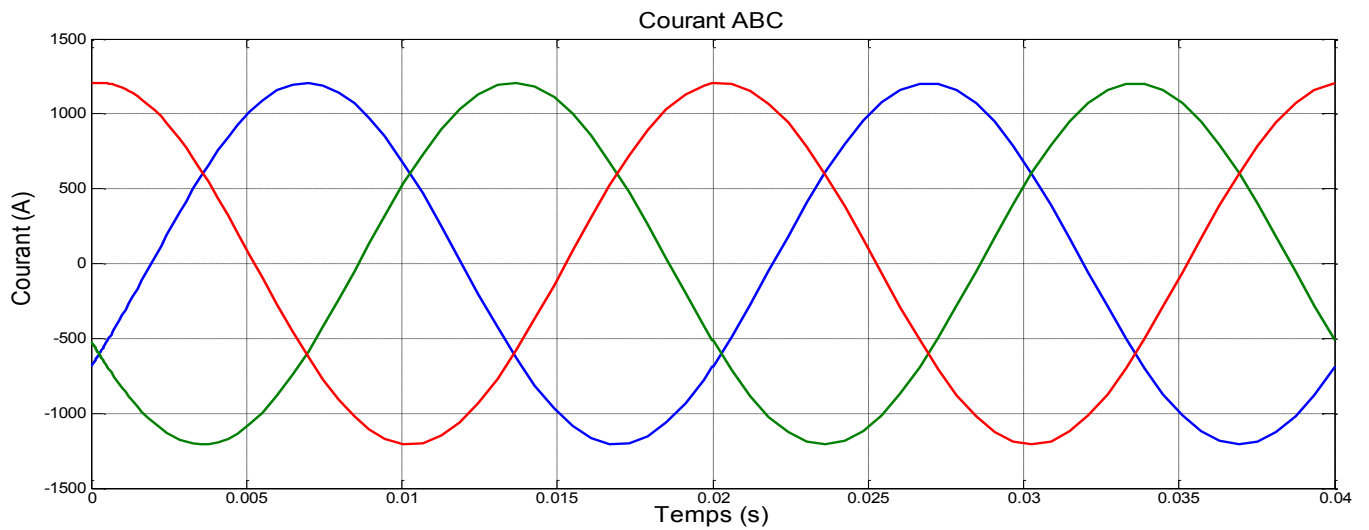


Figure II.13 Signaux des courants ABC entrée état sain sans défaut à 100Km

II.6.2 Le cas avec défaut

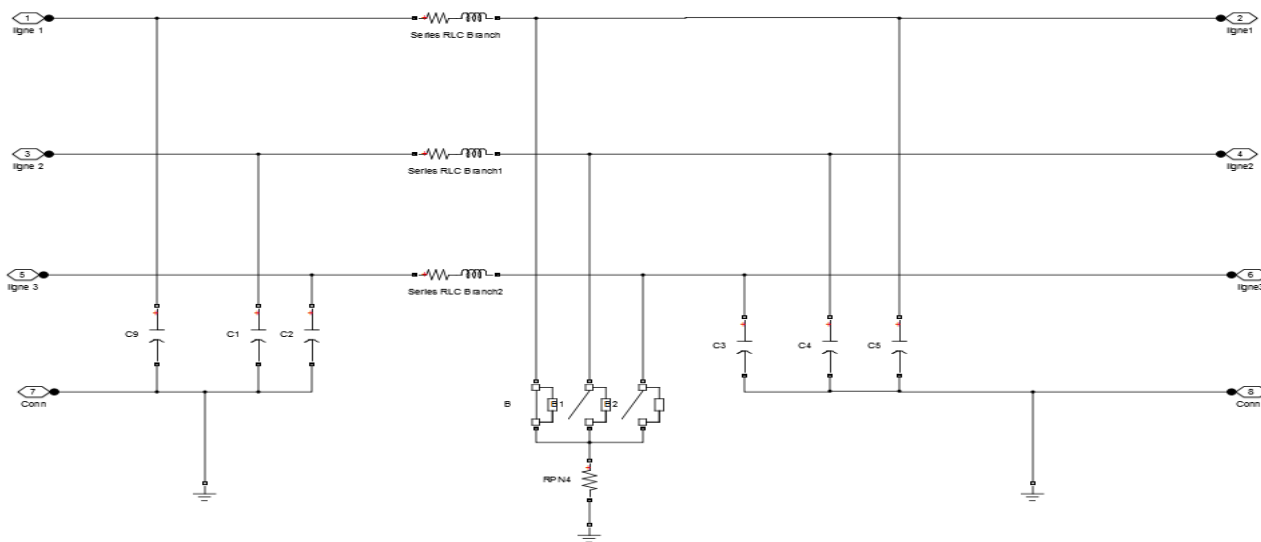


Figure II.14 ligne 220KV simulé sur 'simulink matlab' avec les différents types des défauts

- **SimulationN°1 : Court-circuit AG à distance 70 km avec $R_{c-c}=10$ ohms**

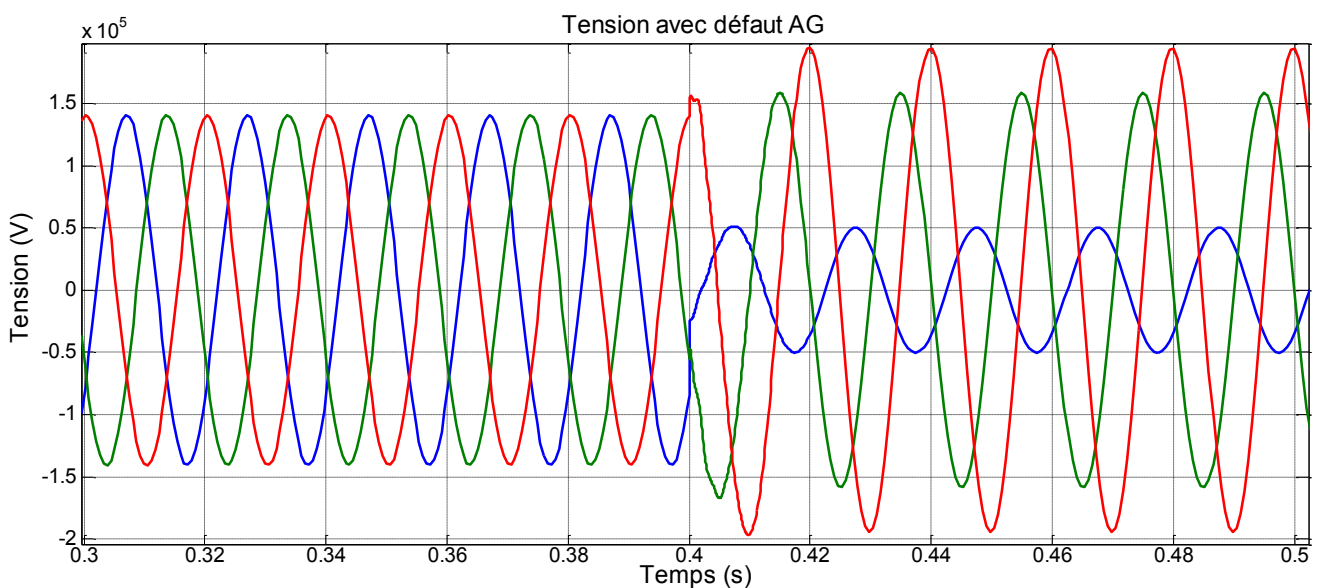


Figure II.15 Signaux des tensions ABC avec défaut AG à 70Km avec $R_{c-c}=10$ ohms

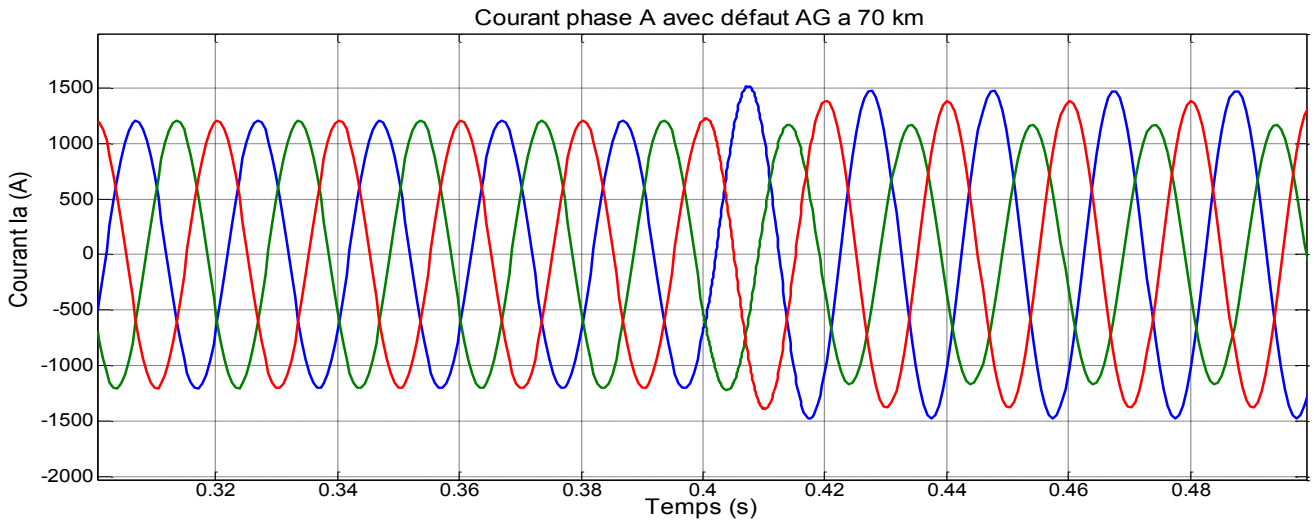


Figure II.16 Signaux des courants ABC avec défaut AG à 70Km avec $R_{c-c}= 10\text{ohms}$

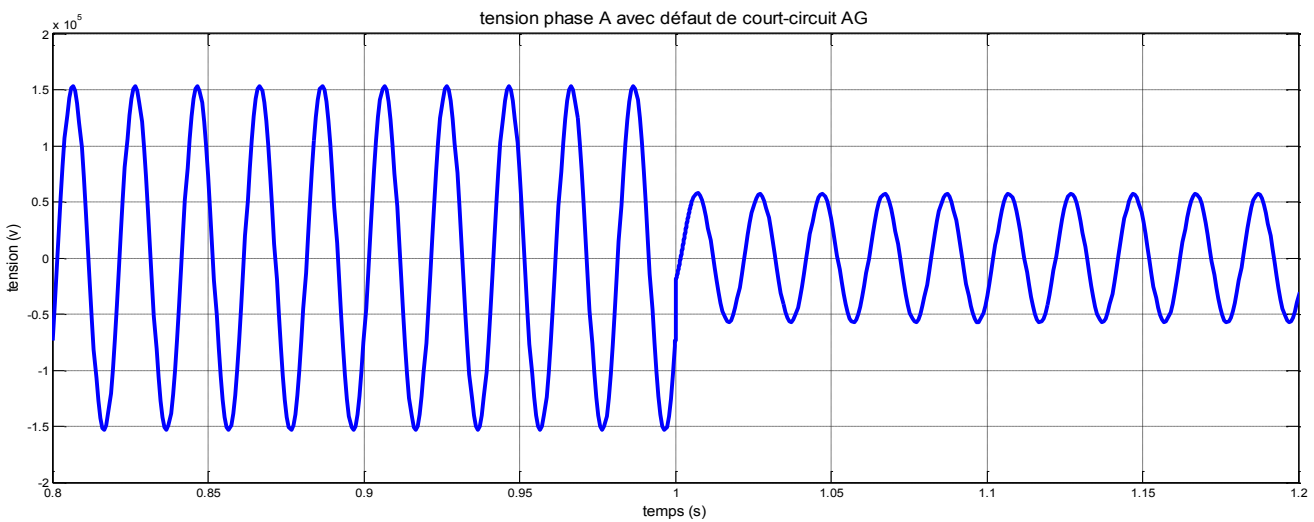


Figure II.17 Signal tension de phase A avec défaut AG à 70Km avec $R_{c-c}= 10\text{ohms}$

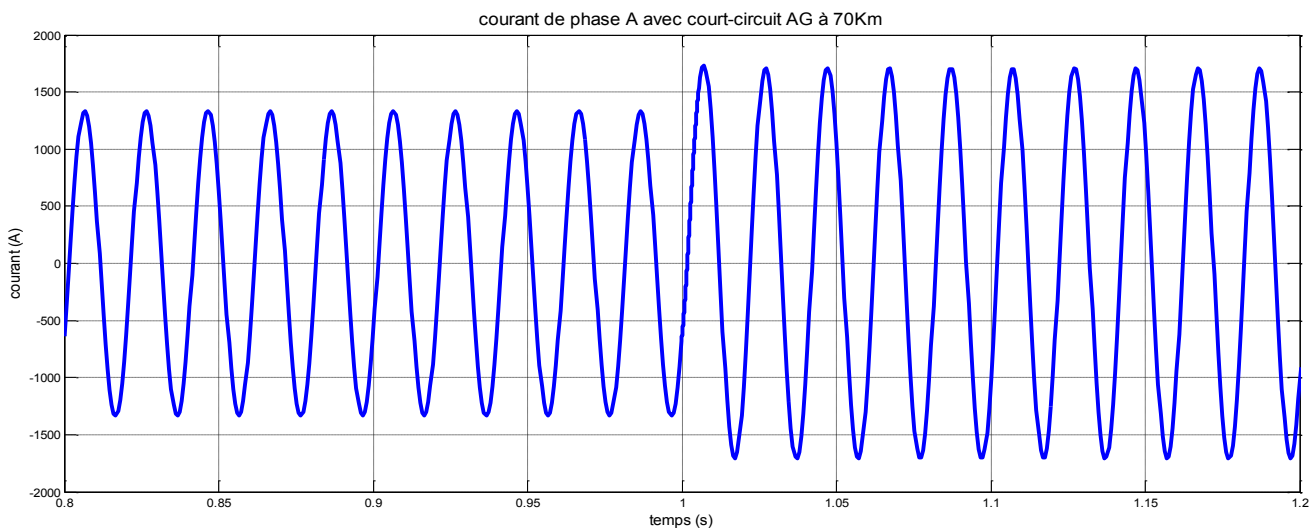


Figure II.18 Signal courant de phase A avec défaut AG à 70Km avec $R_{c-c}= 10\text{ohms}$

• **Simulation N°2 : Court-circuit BC à distance 110 km avec $R_{c-c}=10$ ohms**

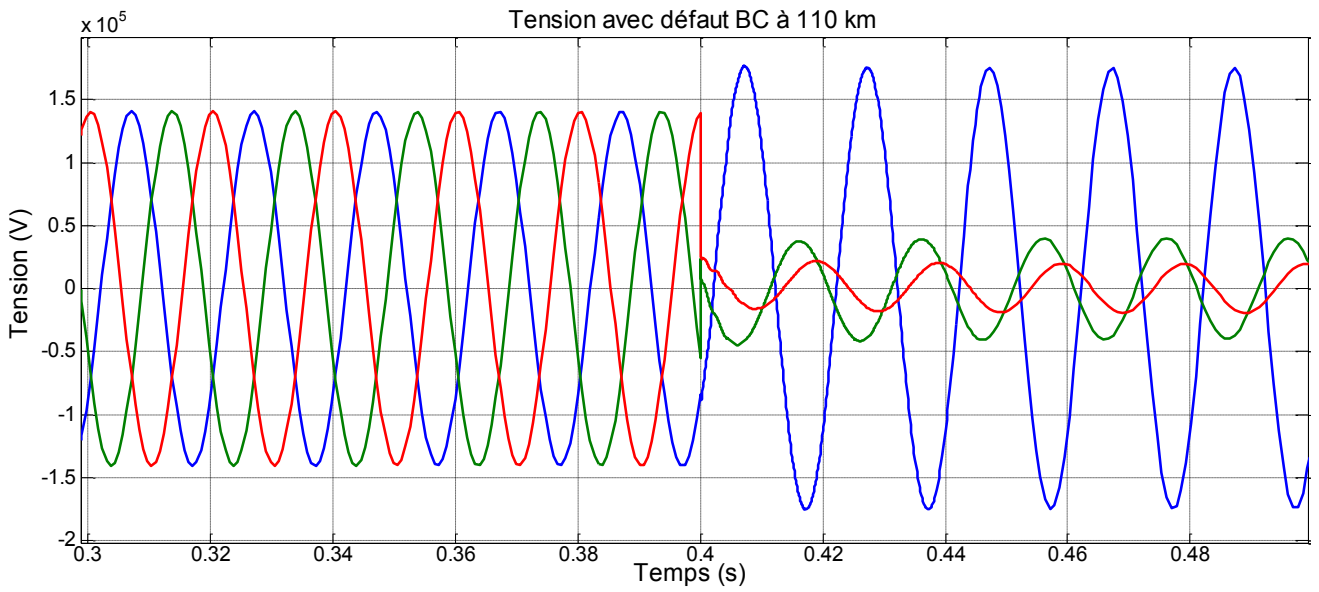


Figure II.19 Signaux des tensions ABC avec défaut BC à 110Km avec $R_{c-c}= 10$ ohms

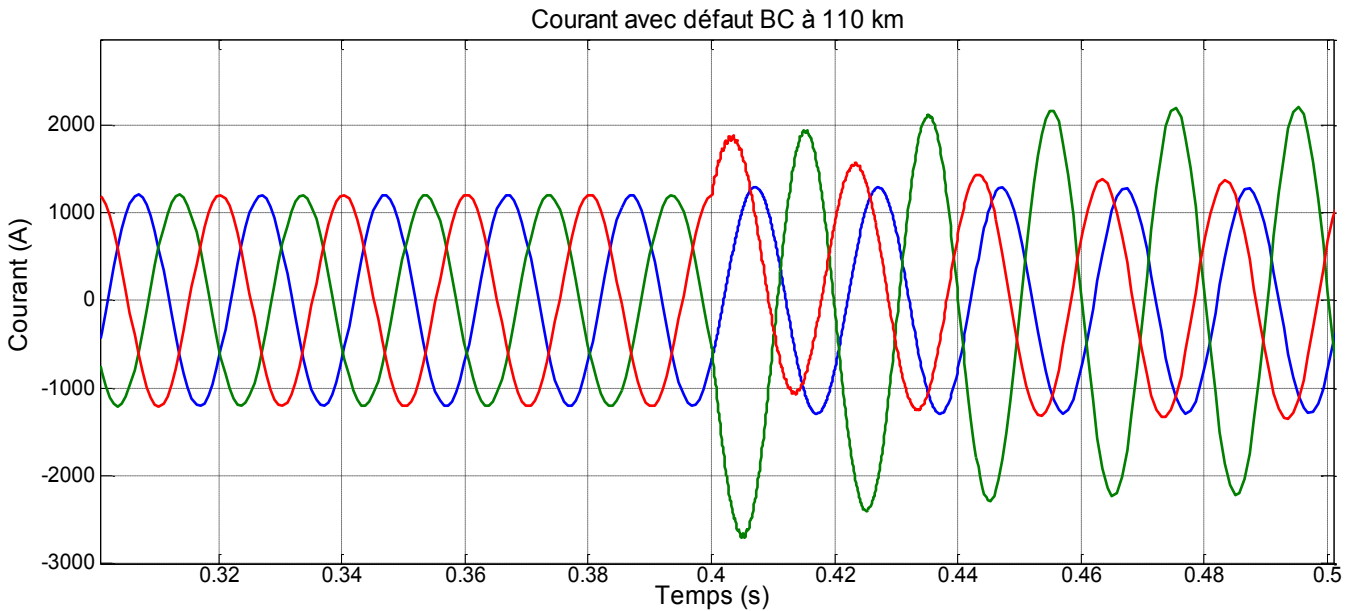


Figure II.20 Signaux des courants ABC avec défaut BC à 110Km avec $R_{c-c}= 10$ ohms

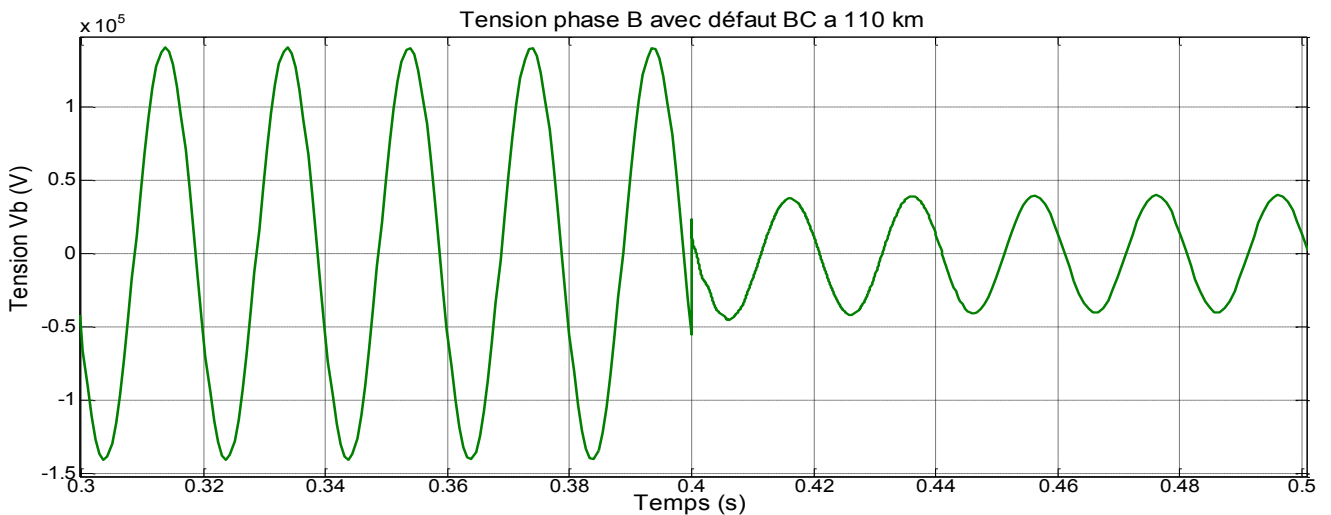


Figure II.21 Signal tension de phase B avec défaut BC à 110Km avec $R_{c-c}= 10$ ohms

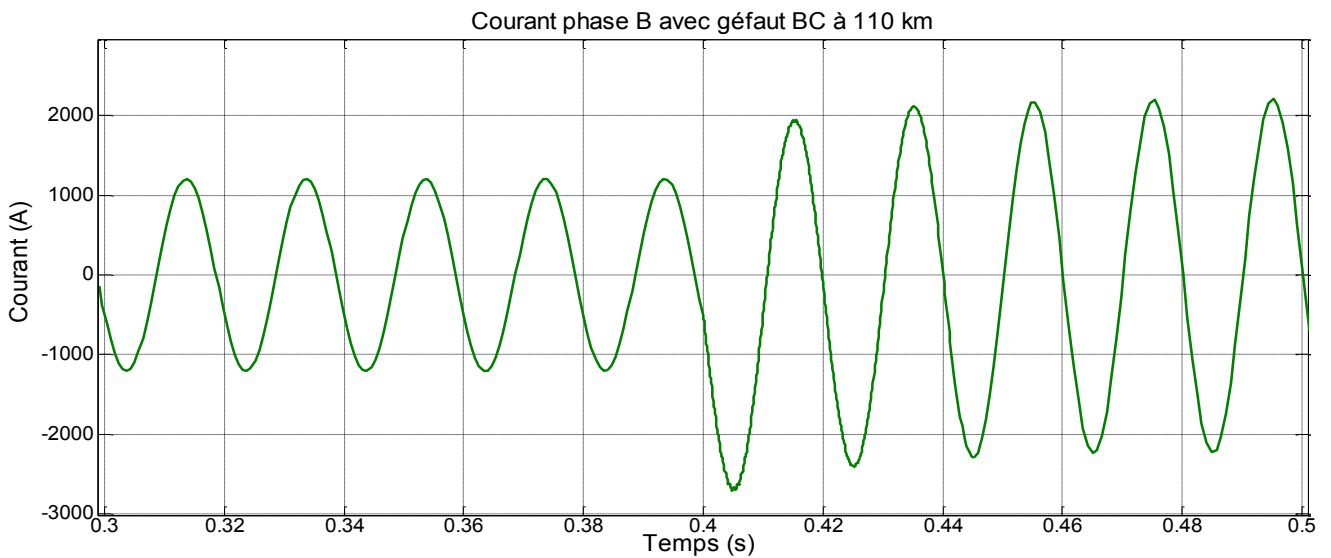


Figure II.22 Signal courant de phase B avec défaut BC à 110Km avec $R_{c-c}= 10\text{ohms}$

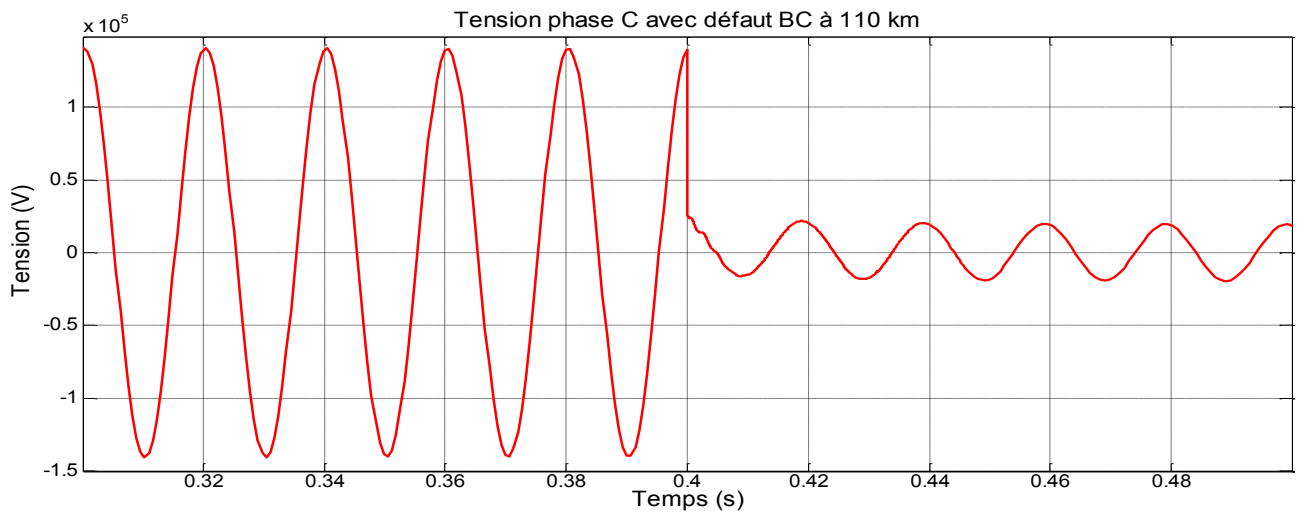


Figure II.23 Signal tension de phase C avec défaut BC à 110Km avec $R_{c-c}= 10\text{ohms}$

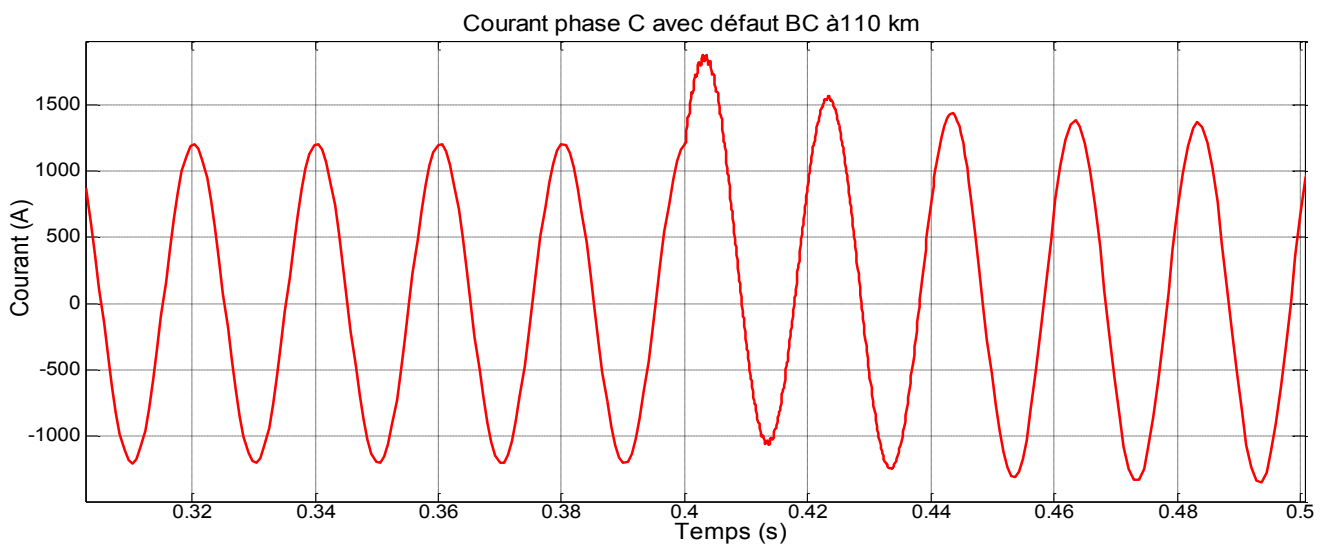


Figure II.24 Signal courant de phase C avec défaut BC à 110 Km avec $R_{c-c}= 10 \text{ Ohms}$

• **SimulationN°3 : Court-circuit ABC à distance 140 km avec $R_{c-c}=10$ ohms**

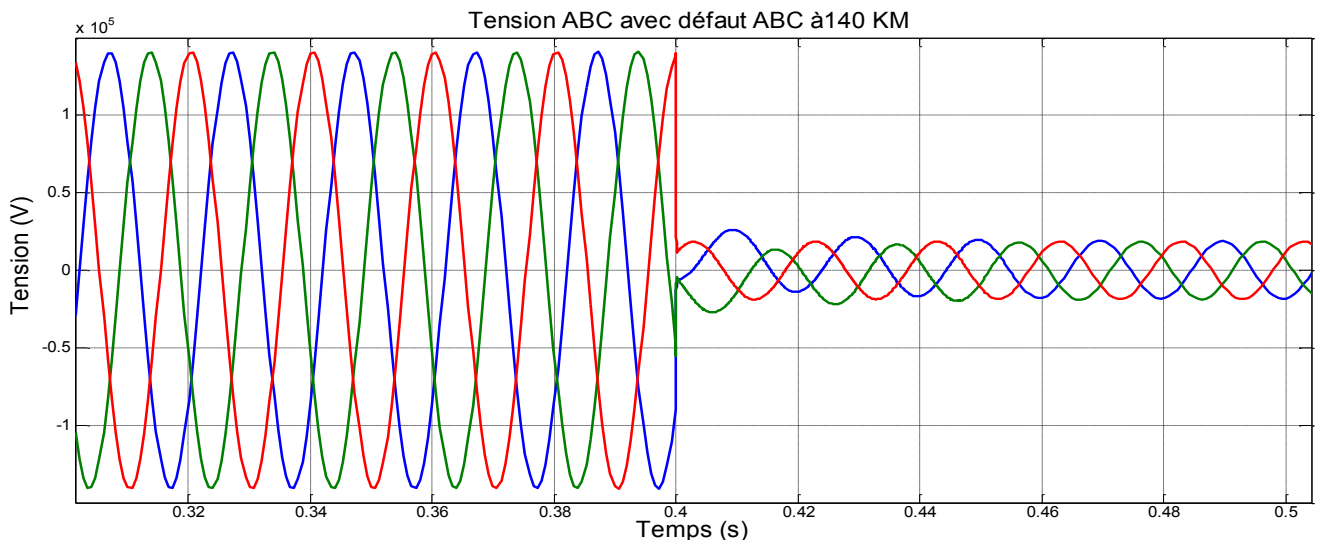


Figure II.25 Signaux des tensions ABC avec défaut ABC à 140Km avec $R_{c-c}= 10$ ohms

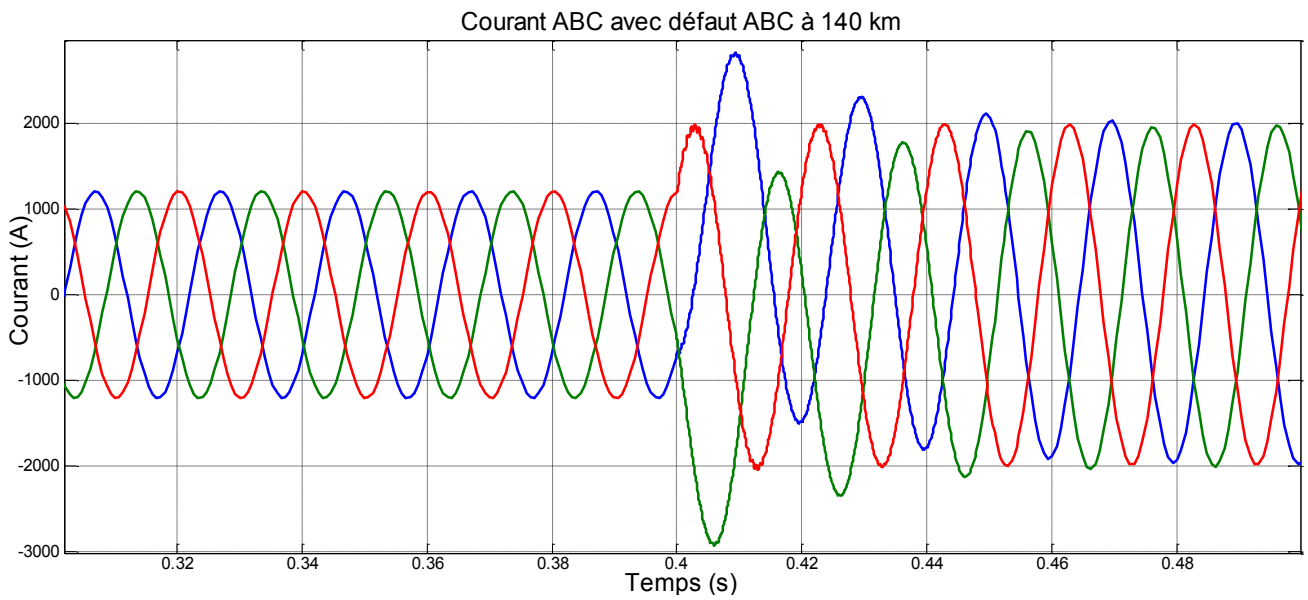


Figure II.26 Signaux des courants ABC avec défaut ABC à 140Km avec $R_{c-c}= 10$ ohms

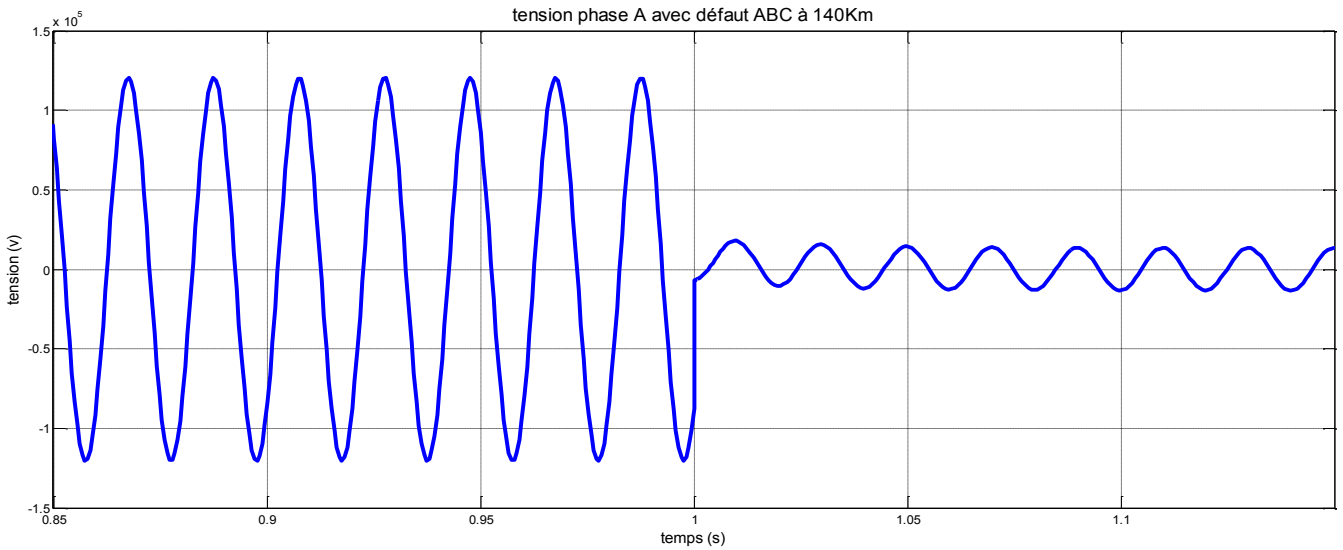


Figure II.27 Signal tension de phase A avec défaut ABC à 140Km avec $R_{c-c}= 10$ ohms

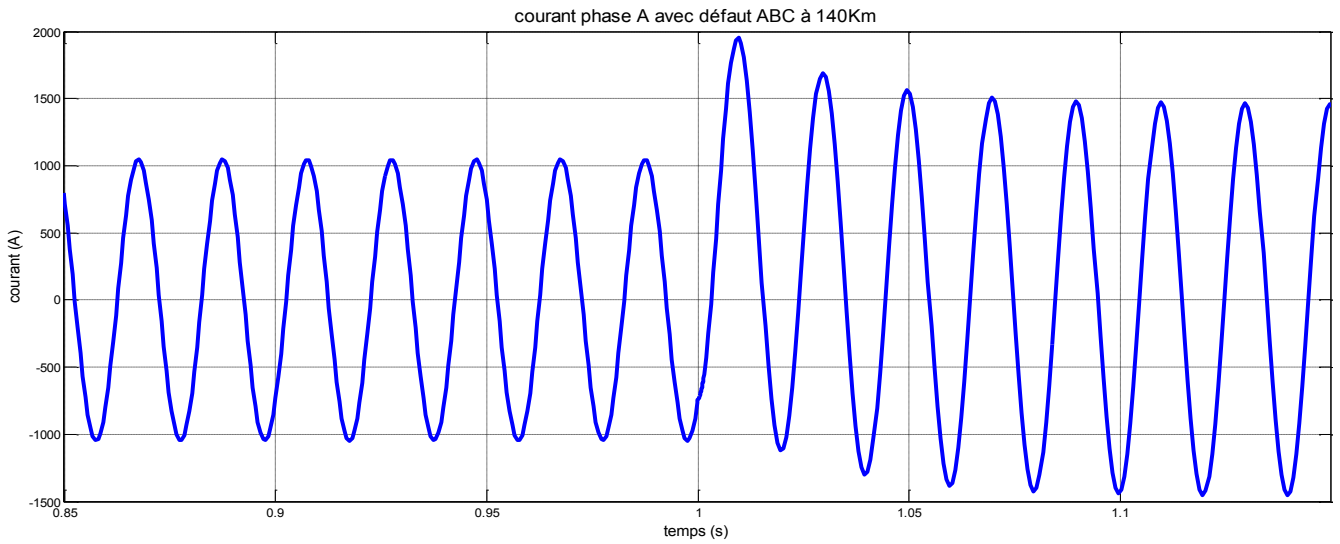


Figure II.28 Signal courant de phase A avec défaut ABC à 140Km avec $R_{c-c}= 10\Omega$

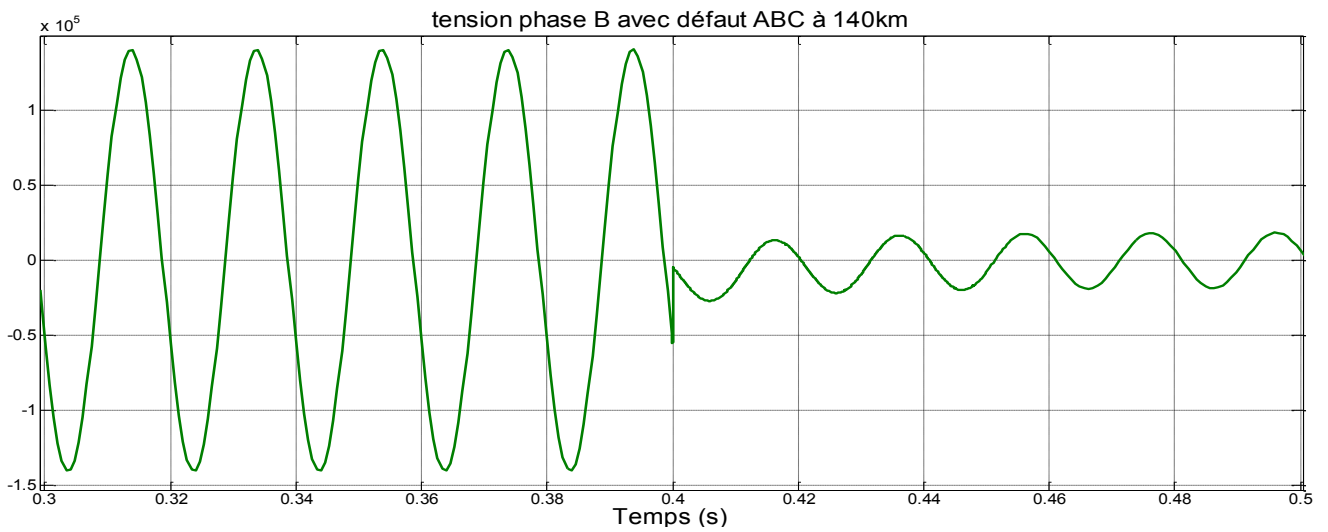


Figure II.29 Signal tension de phase B avec défaut ABC à 140Km avec $R_{c-c}= 10\Omega$

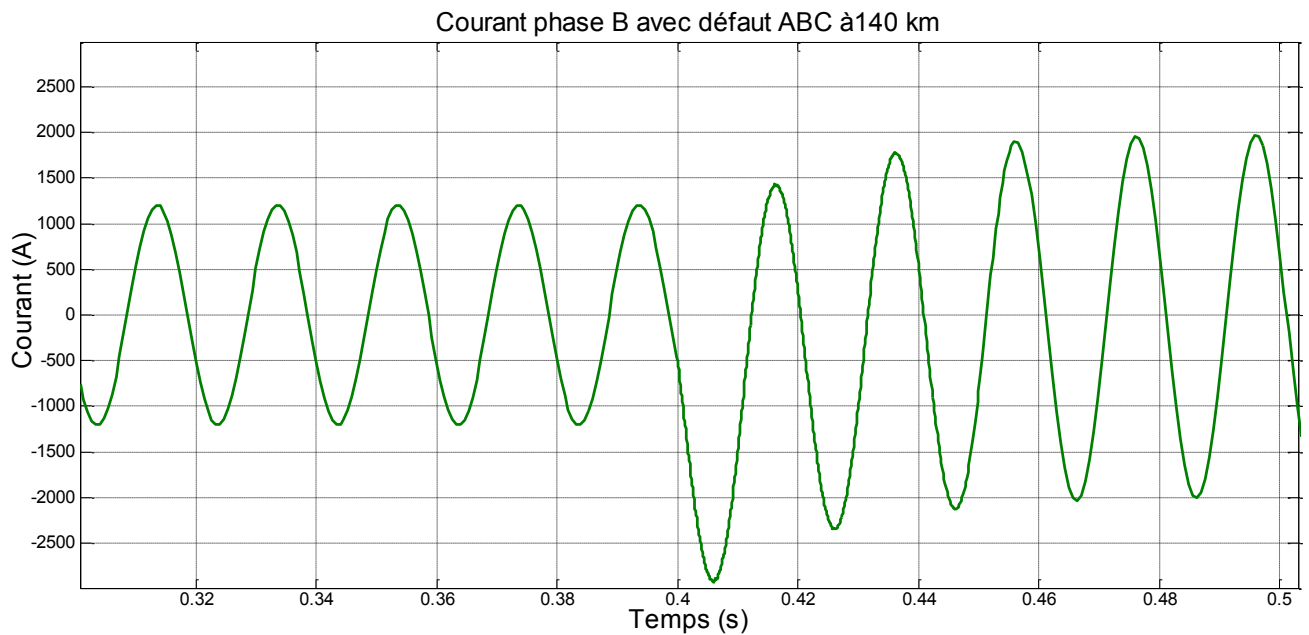


Figure II.30 Signal courant de phase B avec défaut ABC à 140Km avec $R_{c-c}= 10\Omega$

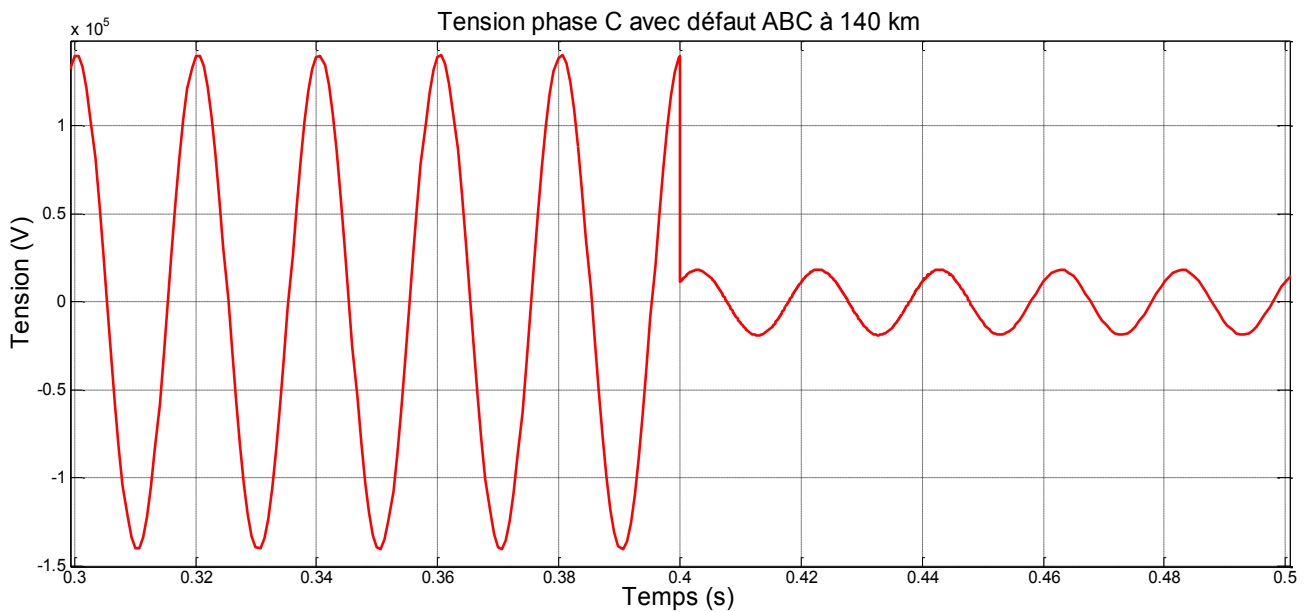


Figure II.31 Signal tension de phase C avec défaut ABC à 140Km avec $R_{c-c}= 10\text{ohms}$

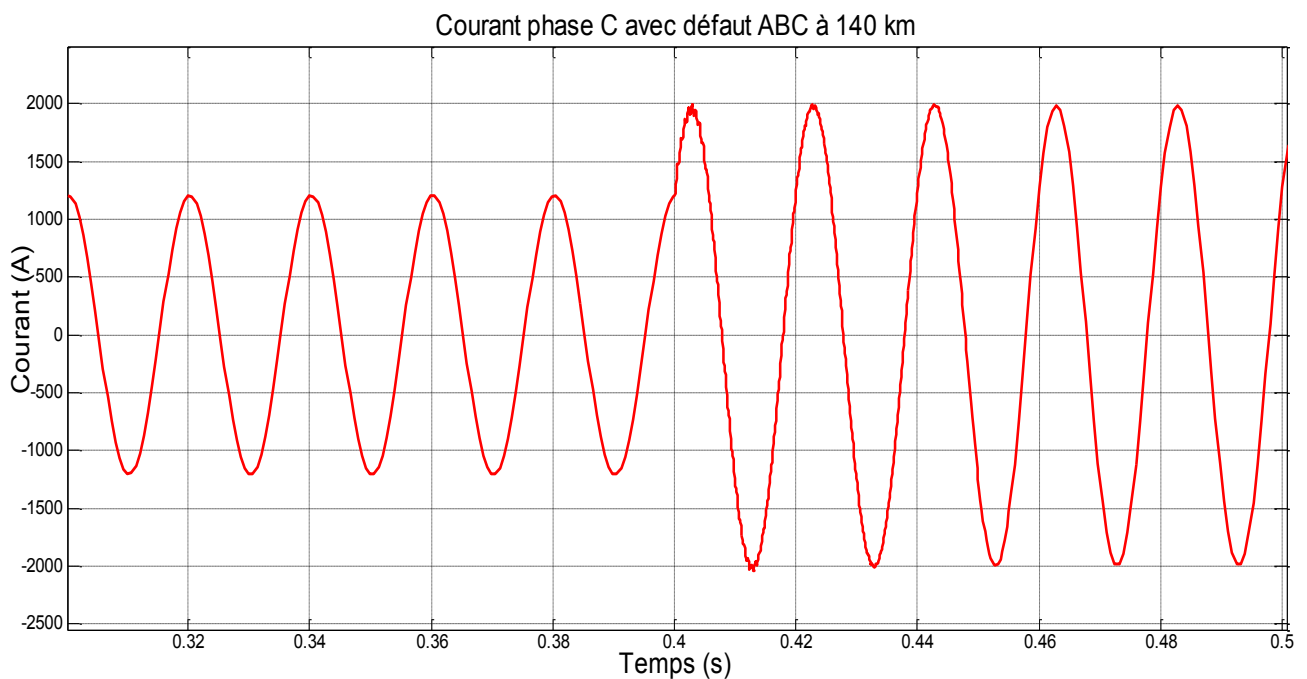


Figure II.32 Signal courant de phase C avec défaut ABC à 140Km avec $R_{c-c}= 10\text{ohms}$

II.6.3 Interprétation des résultats :

Les résultats obtenus montrent les effets du courant de court-circuit de différentes natures et sur différentes distances à savoir :

- Court-circuit monophasé entre phase A et la terre, défaut AG, à une distance de 70 Km,
- Court-circuit biphasé entre phase B et C, défaut BC, à une distance de 110 Km,
- Court-circuit triphasé entre les trois phases A, B et C, à une distance de 140 Km.

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. En fait, les

amplitudes des courants et des tensions des trois phases et leurs déphasages seront utilisés comme valeurs indicatrices pour la détection et la localisation des défauts de courts-circuits, ainsi que l'isolement par les moyens de protection.

II.7 Conclusion

Nous avons vu, au cours de ce chapitre, les caractéristiques, les conséquences des défauts de courts-circuits et la méthode utilisée pour leurs calculs dans les réseaux HTB, notamment le principe des composantes symétriques. Dans cette partie, nous avons aussi effectué la simulation des défauts de courts-circuits dans une ligne de haute tension sur une distance de 100 Km. Il a été constaté que les amplitudes de tensions et des courants ainsi que leurs déphasages peuvent être considérés comme valeurs indicatrices des défauts. Enfin, ces valeurs indicatrices seront pour la détection, la protection et la localisation des défauts. Ceci sera l'objet du troisième chapitre.

Chapitre III

Protection de la ligne HT par le relais classique
de distance MHO

III.1 introduction

Les protections de distances sont destinées à protéger les lignes hautes et très haute tension contre les courts-circuits. La courbe de variation des courants de court-circuit en fonction de l'éloignement du défaut montre parfaitement les avantages offerts par la caractéristique temps-distance de la protection tels que:

La rapidité d'élimination des défauts dans la première zone qui se traduit par

- une réduction appréciable des investissements.

La fonction de protection de secours assurée en deuxième et troisième zone

- pour les barres et les liaisons du poste opposé.

Dans ce chapitre, nous proposons, la simulation du relais de distance 'Mho' pour la protection d'une ligne de transport HTB contre les courants des courts-circuits.

III.2 La protection à distance

III.2.1 Rôle d'une protection de distance

Alimentée localement par des réducteurs de mesure qui lui fournissent l'image du réseau, en cas de présence de défaut électrique dans sa zone de surveillance, le rôle d'une protection est de détecter celui-ci et de commander le disjoncteur qui éliminera le défaut.

Les défauts ont des causes diverses : Foudre ; Conditions climatiques ; Séismes ; Feux de brousse ; Mécanique (chute d'un pylône) ; Vieillessement du matériel et thermique.

III.2.2 Relais de protection à distance

Les lignes de transport d'énergie électrique à haute et très haute tension 220 et 400 kV sont des lignes principales du réseau du transport électrique. Elles peuvent être aussi bien aériennes que souterraines ou sous-marines. Elles servent au transport sur les longues distances de l'électricité produite par les diverses centrales électriques, ainsi qu'à l'interconnexion des réseaux électriques. Pour cela il faut protéger ces lignes contre les différentes anomalies surtout le court-circuit par l'utilisation de la protection de distance [25].

III.2.3 Principe de mesure de l'impédance

La protection à distance utilise pour localiser un défaut une mesure de distance entre ce dernier et le point où elle est installée. Elle est déterminée grâce à une mesure de l'impédance directe, qui varie de $0,33\Omega$ à $0,42\Omega$ au kilomètre en fonction du type de ligne très haute tension. Cette mesure doit présenter un caractère dirigé. La prise en compte de la partie réactive de l'impédance directe (Z_d) permet d'affranchir la mesure de distance et de la résistance de défaut [25].

En absence de défaut (voir la Figure III.1), la protection de distance ne voit qu'une impédance apparente de réseau, dépendante du transit effectué sur la ligne, mais aucunement assimilable à l'impédance directe de la ligne.

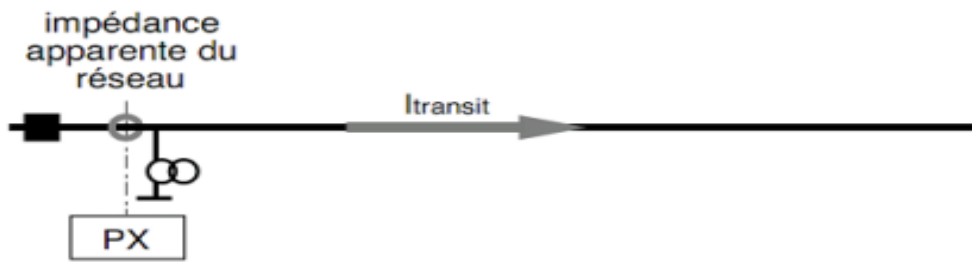


Figure III.1 Protection à distance en absence d'un défaut.

La protection à distance doit donc séparer la situation avec défaut de la situation normale sans défaut: c'est l'un des rôles de la mise en route. On entre alors dans le domaine de validité des formules ci-dessus, encore faut-il savoir laquelle utiliser.

En présence d'un défaut (voir la Figure III. 2), l'impédance directe entre le point de défaut et le point où est située la protection peut être déterminée à partir des tensions et des courants [25].

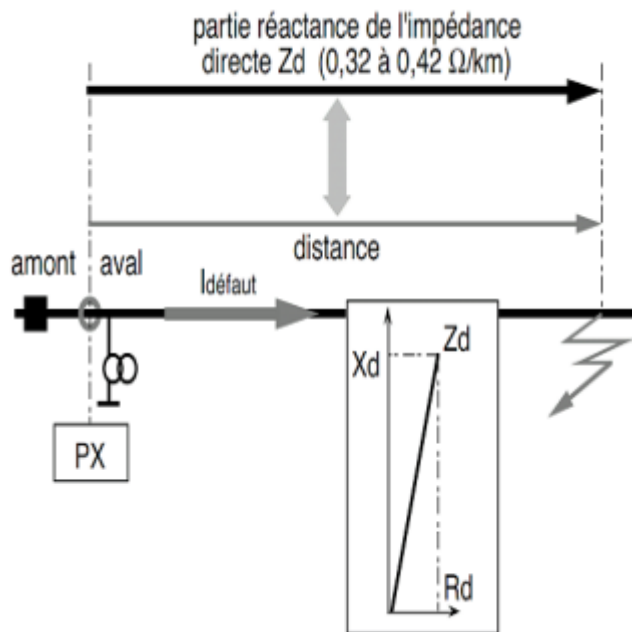


Figure III.2 Protection à distance en présence d'un défaut

Les protections les plus sophistiquées possèdent une mesure par type de défaut et utilisent des critères permettant la validation de la mesure correspondant au défaut réel. Ce sont les protections multi-chaînes de mesure, le plus souvent à six chaînes, utilisées sur les réseaux 220 et 400 kV. La (Figure III .3) illustre le principe d'installation de différents équipements lié à la protection à distance [25].

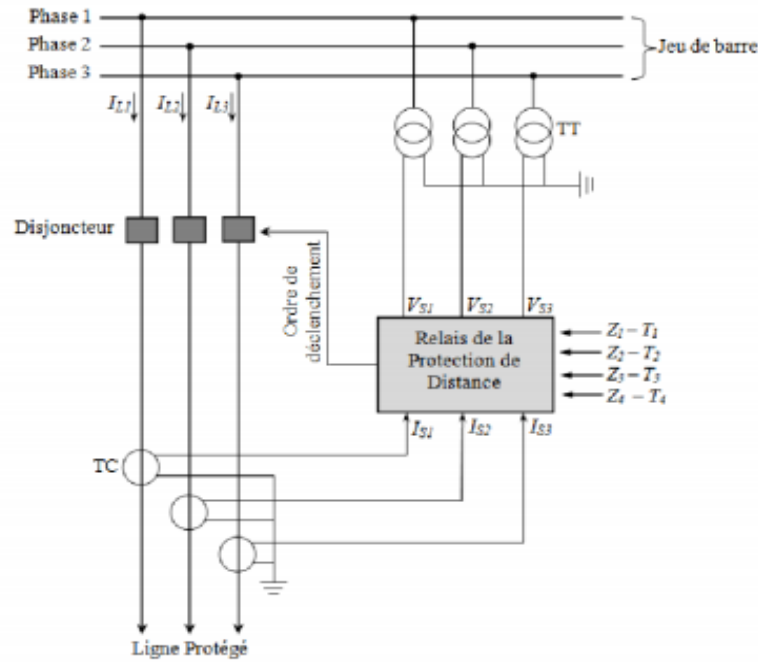
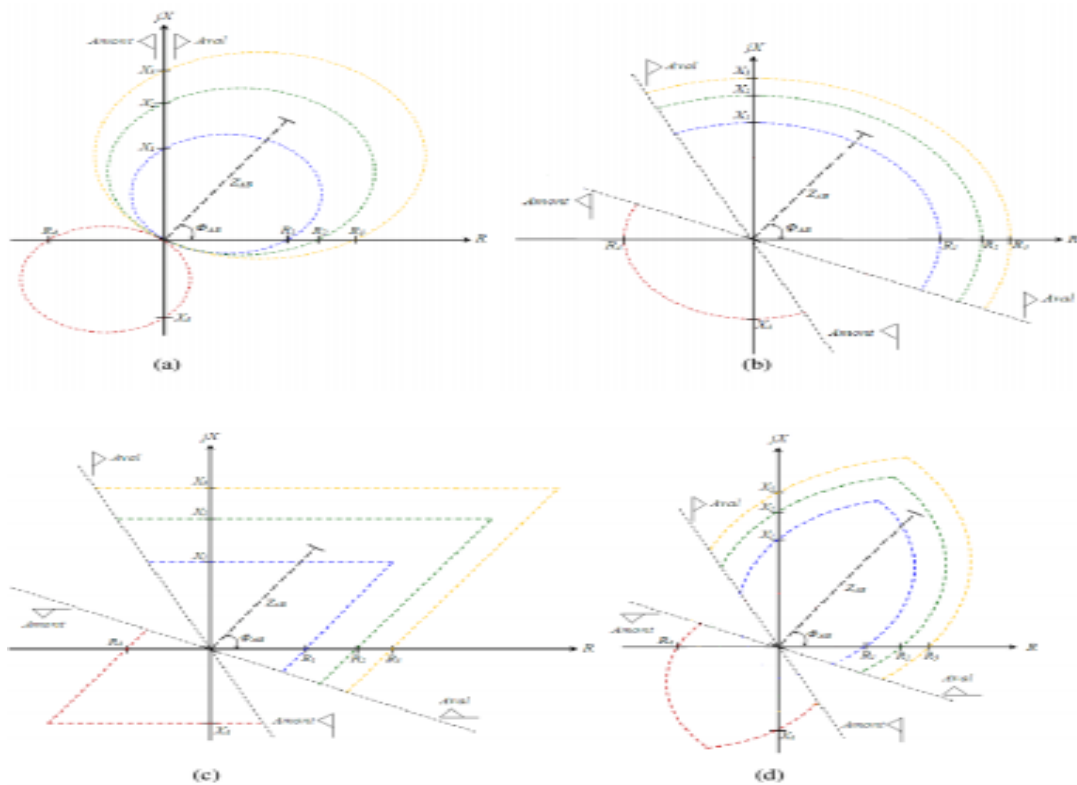


Figure III.3 Schémas d'installation de l'équipement lié à la protection à distance

III.2.4 Courbes caractéristiques des relais de distance

Selon les zones de mesure la protection à distance est de quatre types à savoir : MHO, Circulaire, Polygonale et Elliptique. Les courbes ci-dessous représentent les caractéristiques respectives aux quatre relais [25].



a). MHO, b).Circulaire, c). Polygonale, d). Elliptique.

Figure III.4 Types de relais de protection à distance.

Il y a lieu de signaler l'avantage offert en utilisant les caractéristiques polygonales et elliptiques particulièrement lorsqu'il s'agit de protéger les lignes électriques longues ou moyennes très chargées pour lesquelles l'impédance de service peut satisfaire avec l'impédance de réglage du démarrage de relais de protection de distance. Les caractéristiques MHO et circulaire sont généralement utilisées pour protéger les lignes HT courtes qui ne sont pas très chargés [26].

III.2.5 Réglage des zones de protection

III.2.5.1 Relation entre temps – distance

La plupart des relais de protection de distance à l'échelle mondiale surtout ceux du groupe Sonelgaz sont réglés pour trois zones de protection en aval (Z_1 , Z_2 et Z_3) et une seule zone de protection en amont (Z_4) comme indiqué par la (figure III.5) avec une sélectivité chronométrique bien respectée pour chaque zone illustrée par la (figure III.6).

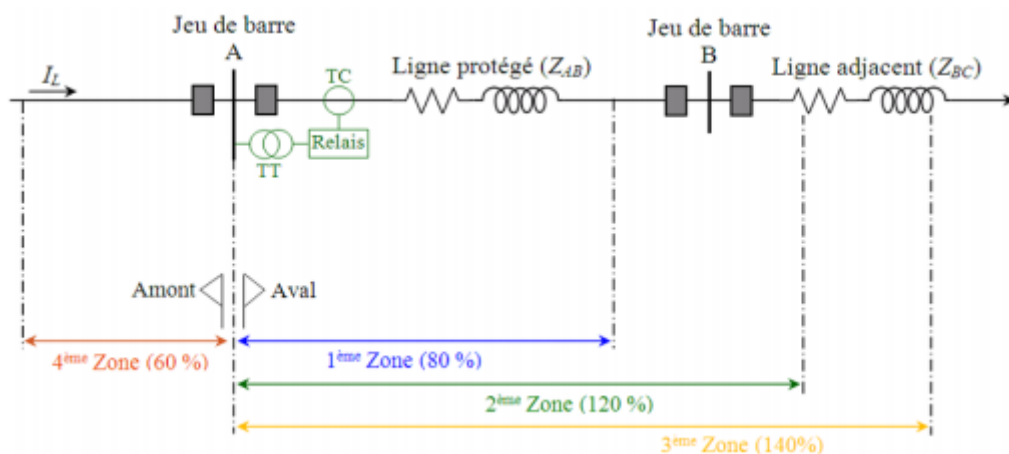


Figure III.5 Principe de réglage des zones de protection

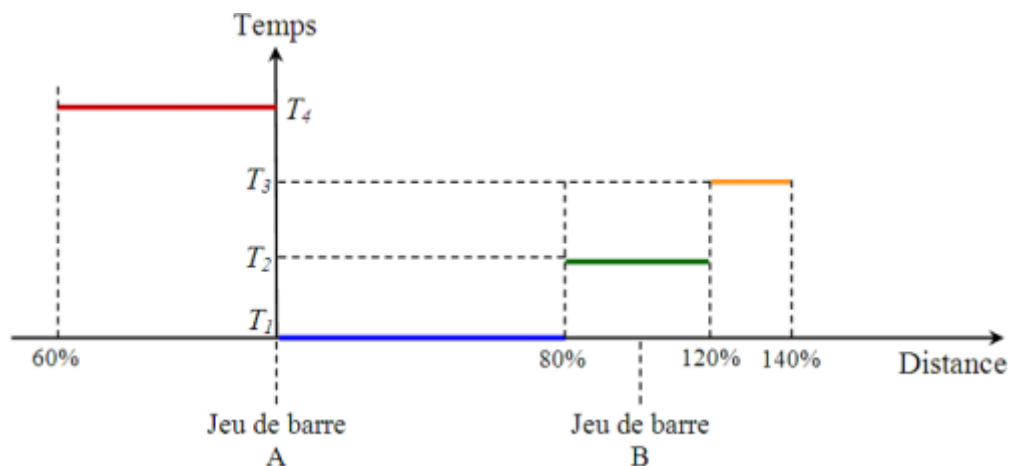


Figure III.6 Sélectivité chronométrique

III.2.5.2 Réglage des zones aval

La zone Z_1 est réglée entre 80 à 90 % de l'impédance totale de la ligne protégé AB (Z_{AB}) avec un temps instantané ($T_1= 0$ sec) de déclenchement de disjoncteur HT. La zone Z_2 doit prendre en considération l'impédance totale de la ligne protégée (100 % de Z_{AB}) plus une partie de l'impédance totale de la ligne adjacente (20 % de Z_{BC}), avec un temps de déclenchement temporisé ($T_2= 0,3$ sec). Cette zone est une zone de secours pour le relais à distance installé sur la ligne adjacent BC, elle est caractérisée par [26] :

- Un paramètre de fonctionnement minimal désiré qui est l'impédance au jeu de barres éloigné multiplié par un facteur de sécurité de 1,2.
- Un temps de retard minimal associé à chaque relais de distance installé qui doit assurer la coordination avec la zone T_2 de tous ses relais. La zone Z_3 doit prendre en considération l'impédance totale de la ligne protégée (100 % de Z_{AB}) plus une partie de l'impédance totale de la ligne BC adjacente (40 % de Z_{BC}), avec un temps de déclenchement temporisé ($T_3= 1,5$ sec).

En même temps c'est une zone de secours pour le relais de distance installé sur la ligne adjacente BC.

III.2.5.3 Réglage des zones amont

La zone Z_4 doit protéger la ligne AB en cas de changement du sens de la puissance de transit entre les jeux de barre (de B vers A). Elle est réglée à 60 % de l'impédance totale Z_{AB} , avec un temps de déclenchement temporisé ($T_4= 0,6$ sec). Les équations de calcul des réglages des zones sont [26] :

Première Zone (Z_1)

$$Z_1 = 80\% Z_{AB} = 0,8 [R_{AB} + j X_{AB}] \quad (\text{III.1})$$

Deuxième Zone (Z_2)

$$Z_2 = Z_{AB} + 20\% Z_{BC} = [R_{AB} + j X_{AB}] + 0,2 [R_{BC} + j X_{BC}] \quad (\text{III.2})$$

Troisième Zone (Z_3)

$$Z_3 = Z_{AB} + 40\% Z_{BC} = [R_{AB} + j X_{AB}] + 0,4 [R_{BC} + j X_{BC}] \quad (\text{III.3})$$

Quatrième Zone (Z_4)

$$Z_4 = -60\% Z_{AB} = -0,6 [R_{AB} + j X_{AB}] \quad (\text{III.4})$$

III.2.5.4 Entrées signaux au relais

Sur un système d'alimentation à trois phases, il y a dix types distincts de défauts possibles : un défaut triphasé, trois défauts phase - phase, trois défauts phase - sol et trois défauts à double phase - sol. Les équations qui régissent la relation entre les tensions et les courants à l'emplacement du relais sont différentes pour chacun de ces défauts.

Nous devons donc attendre à ce que cela prendra plusieurs relais de distance, chacun d'eux sous tension par une autre paire d'entrées de tension et de courant, pour mesurer la distance à la faute correctement. Il est un principe fondamental de la protection à distance relayant que, quel que soit le type de défaut en cause, la tension et le courant utilisé pour alimenter le relais appropriés sont tels que le relais mesure l'impédance de séquence positive au défaut. Une fois cet objectif atteint, les paramètres de la zone de tous les relais peuvent être basés sur l'impédance totale de séquence positive de la ligne, quel que soit le type de défaut. Nous allons maintenant examiner les différents types de défauts, et de donner la tension appropriée et les entrées de courant à utiliser pour le relais à distance responsables de chacun de ces types de défaut. Dans le tableau suivant, nous allons voir l'impédance de défaut. Algorithme pour les différents types de défauts [26] :

types de defaults	Algorithme
AB ou ABG	$(V_A - V_B) / (I_A - I_B)$ (1)
AC ou ACG	$(V_A - V_C) / (I_A - I_C)$ (2)
BC ou BCG	$(V_B - V_C) / (I_B - I_C)$ (3)
AG	$V_A / (I_A + 3K_0 I_0)$ (4)
BG	$V_B / (I_B + 3K_0 I_0)$ (5)
CG	$V_C / (I_C + 3K_0 I_0)$ (6)
ABC ou ABCG	$V_A / I_A = V_B / I_B = V_C / I_C$

Tableau III.1. Les algorithmes des impédances de défaut

Avec

A, B et C indique les phases défectueuses, G indique défaut à la terre.

V_A, V_B et V_C indique les tensions des phases

I_A, I_B et I_C indique les courants des phases.

Z_0 = impédance homopolaire de la ligne.

Z_1 = impédance de séquence positive (direct) de la ligne.

K_0 = facteur de compensation résiduel où $K_0 = (Z_0 - Z_1) / K \cdot Z_1$ ou K peut être 1 ou 3 dépendent de la conception de relais.

III.3 Protection avec comparateurs à Distance.

Les relais sont des éléments dont le fonctionnement est basé sur la comparaison de deux grandeurs indépendantes sont essentiellement soit des comparateurs d'amplitude ou de phase [26].

III.3.1 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 S1 et S2. Un déplacement angulaire est considéré comme positif si S1 conduit S2. Un comparateur de phase fonctionne, si la condition suivante est satisfaite:

$$-90^\circ \leq \theta_{S1} - \theta_{S2} \leq 90^\circ \quad (\text{III.5})$$

III.3.2 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_E et S_R, d'exploitation et retenir, respectivement. Le comparateur fonctionne si la condition suivante est satisfaite.

$$|S_E| \geq |S_R| \quad (\text{III.6})$$

III.4 Caractéristiques de protection de distance

Les paramètres des signaux composites dans un comparateur déterminent la forme, la taille et la position de la caractéristique de fonctionnement dans le plan d'impédance. Les caractéristiques de fonctionnement des relais de distance sont généralement des figures géométriques telles que des cercles, des lignes droites ou de leurs combinaisons. Cependant, dans les relais numériques, il est possible de concevoir des caractéristiques de fonctionnement de presque toutes les formes. Les caractéristiques de fonctionnement les plus courantes employées par les relais de distance sont l'impédance, l'impédance décalée, Mho, réactance, et les caractéristiques quadrilatères. Il existe des méthodes utilisées pour obtenir des caractéristiques de fonctionnement différentes par la phase et d'amplitude des comparateurs, une attention particulière sera sur Mho caractéristique car il est très utilisé [27].

III.4.1 Caractéristique Mho.

III.4.1.1 Caractéristique de Mho comparateur de phase

Les signaux de comparaison de phase S1 et S2 pour produire la caractéristique Mho sont définis comme suit :

$$S_1 = -V_r \angle 0^\circ + Z_R \angle \theta^\circ * I_r \angle -\varphi_r \quad (\text{III.7})$$

$$S_2 = V_r \angle 0^\circ \quad (\text{III.8})$$

En divisant ces équations par le courant de la ligne $I_r \angle -\varphi_r$, donne les équations suivantes :

$$S_1' = -Z_r \angle \varphi_r + Z_R \angle \theta^\circ \quad (\text{III.9})$$

$$S_2' = Z_r \angle \varphi_r \quad (\text{III.10})$$

Comme on le voit sur la figure III.7, les impédances S1' et S2' sont placés dans les extrémités de l'impédance Z_R ∠θ constante. Lorsque l'impédance du système Z_r ∠φ_r est à l'intérieur de la caractéristique de fonctionnement, comme le montre la figure (III.7(a)), l'angle entre S1' et S2' remplit

l'équation (III.1) et le relais fonctionne. Dans la figure (III.7(b)) 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 (III.1), et le relais ne fonctionne pas. Le paramètre $Z_R \angle \theta$ constante marque le diamètre de la caractéristique circulaire qui passe par l'origine [27].

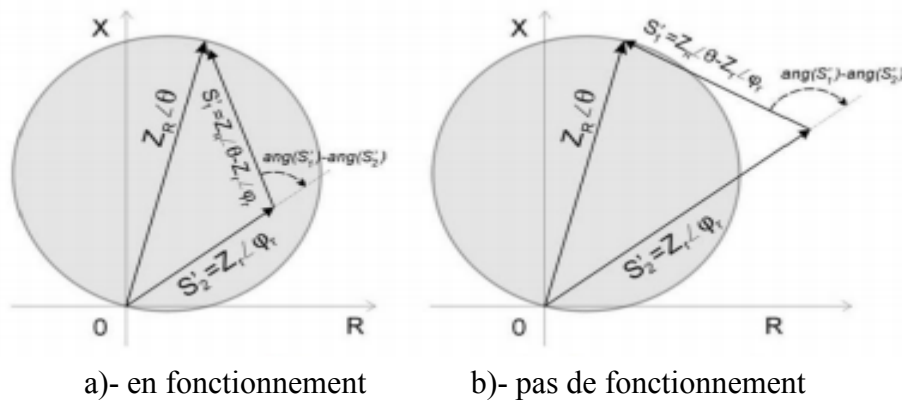


Figure III.7 Définition de la caractéristique de Mho de comparateur de phase.

III.4.1.2 Caractéristique de Mho comparateur d'amplitude

Les entrées suivantes S_R et S_E sont utilisées dans des comparateurs d'amplitude qui mettent en œuvre la caractéristique Mho. Sur la (figure III.8), le rayon de la courbe circulaire est $Mho \ Z_R \angle \theta$

$$S_E = Z_R \angle \theta * I_r \angle -\varphi_r \tag{III.11}$$

$$S_R = -V_r \angle 0^\circ + Z_R \angle \theta * I_r \angle -\varphi_r \tag{III.12}$$

Diviser ces équations par $I_r \angle -\varphi_r$ conduit aux équations suivantes

$$S_{E'} = Z_R \angle \theta \tag{III.13}$$

$$S_{R'} = -Z_r \angle \varphi_r + Z_R \angle \theta \tag{III.14}$$

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 III.8) (a).

La condition spécifiée dans l'équation (III.2) 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 III.8) (b) [28].

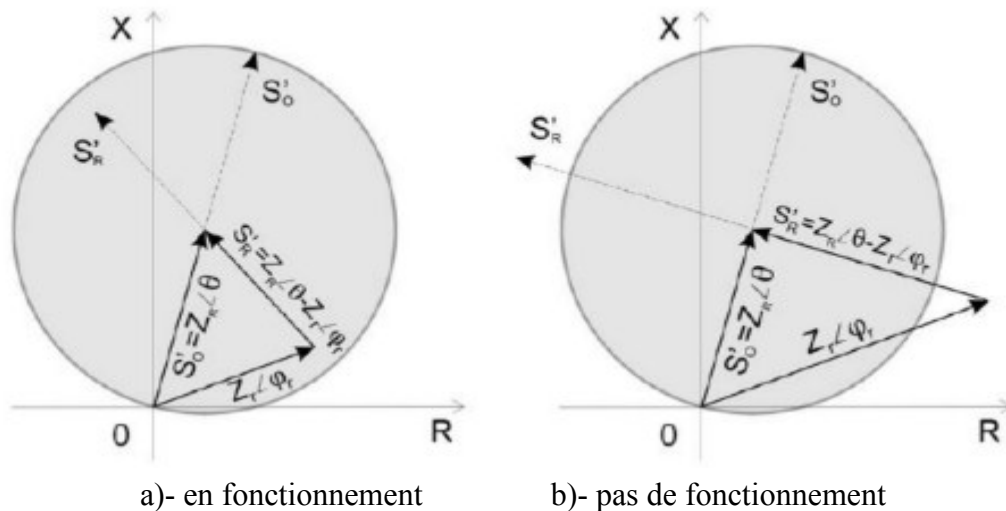


Figure III.8 Définition caractéristique de Mho comparateur d'amplitude.

III.5 Les résultats de la simulation des différents types de défauts par relais de Mho.

III.5.1 Présentation de simulation de caractéristique de Mho

Cette partie présente la simulation du relais de distance caractéristiques de Mho avec MATLAB/SIMULINK et les résultats des essais de la protection sur la ligne 220Kv.

III.5.1.1 System d'alimentation du modèle SIMULINK

Pour valider le modèle de relais qui a été développé dans MATLAB / SIMULINK est utilisée pour simuler le modèle du système d'alimentation pour plusieurs conditions de fonctionnement et de défaut comme représenté sur la (Figure III.9). Les paramètres du modèle du système d'alimentation à l'aide de Simulink et les paramètres du modèle de relais en utilisant SIMULINK sont mentionnés dans le tableau III.2

Entrées: Les entrées du réseau, donc, des vecteurs des codes des rapports des tensions des, courants et leurs phases : V_a mag, V_a phase, V_b mag, V_b phase, V_c mag, V_c phase, I_a mag, I_a phase, I_b mag, I_b phase, et I_c mag, I_c phase. Ils sont différents pour chaque défaut.

Sorties: Les sorties que nous voulons avoir (désirées) sont les types de défaut qui surviennent à partir des entrées, et qui sont; les défauts monophasés AG, BG et CG, les défauts biphasé AB, AC et BC et le défaut triphasé ABC.

Tableau III.2 : Différents défauts de courants de court-circuit de la ligne de transport HTB.

	1/70	2/110	3/140	4/70	5/110	6/50	7/140
V_a mag	66004	196789	196789	100000	196789	101603	42868.8
V_a phase	-10	160	130	-59	60	-55	1.75714
I_a mag	919	128	102	1000	128.096	922	1120
I_a phase	-62.1895	-37.1895	-38	-76	76	-68	-88.1895
V_b mag	196789	85994	196789	100000	101606	196789	42868.8
V_b phase	151	-139	-13	-81	-76	112	-118.243
I_b mag	128	864	892	1000	967	123	1120
I_b phase	-157.81	-220.81	-191.81	119	-98	101	151.81
V_c mag	196789	196789	94991	197761	101603	101603	42868.8
V_c phase	-102	-111	-130	99	-109	-69	121.757
I_c mag	128	128	102	159	967	922	1120
I_c phase	-138	-138	142	100	95	113	31.8105
Défauts enregistrés	Court-circuit AG	Court-circuit BG	Court-circuit CG	Court-circuit AB	Court-circuit BC	Court-circuit AC	Court-circuit ABC

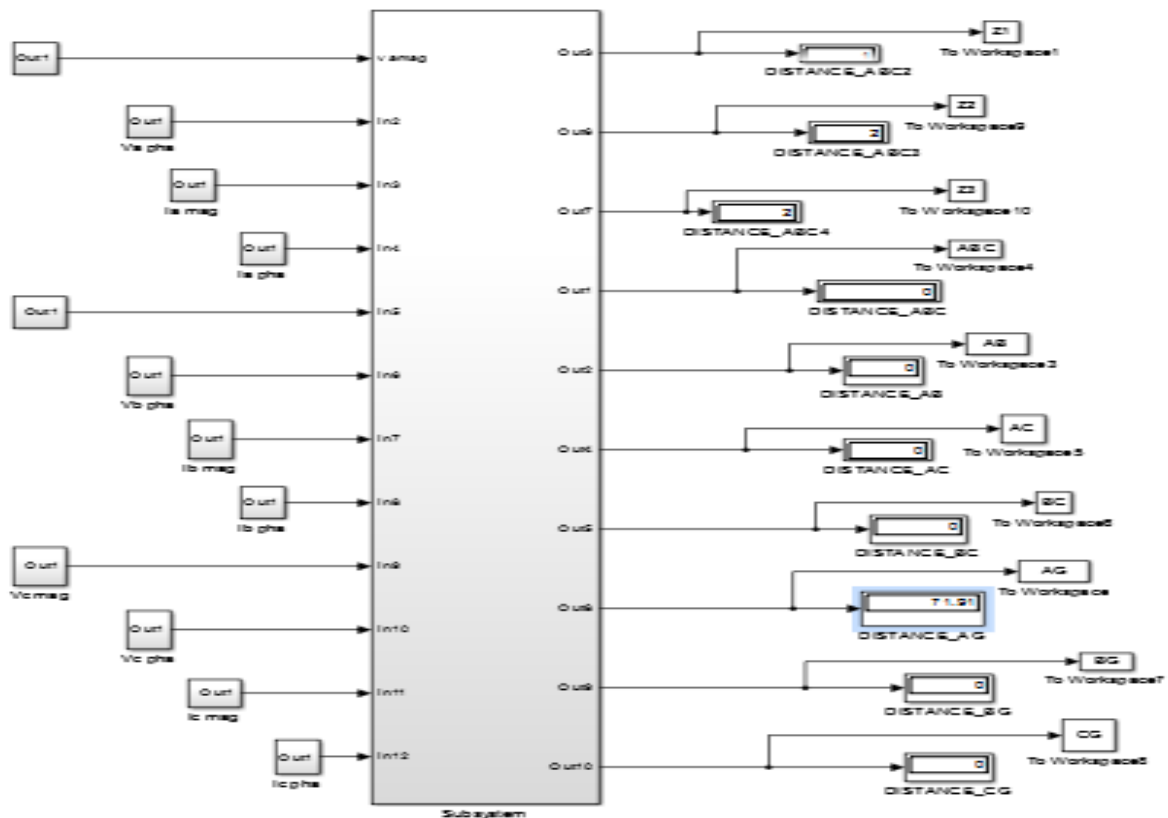


Figure III.9 La simulation de relais de distance a caractéristique Mho Dans MATLAB/SIMULINK

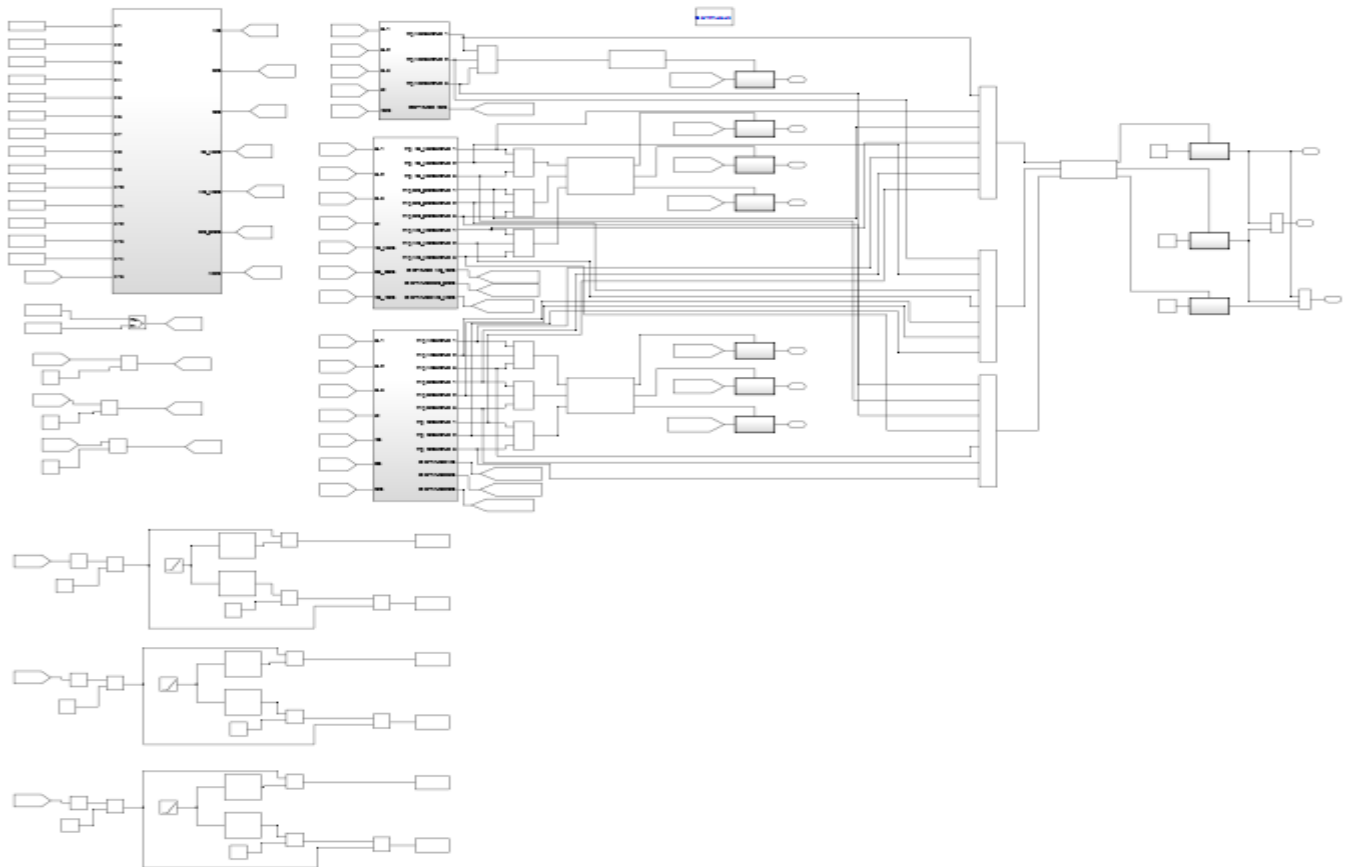
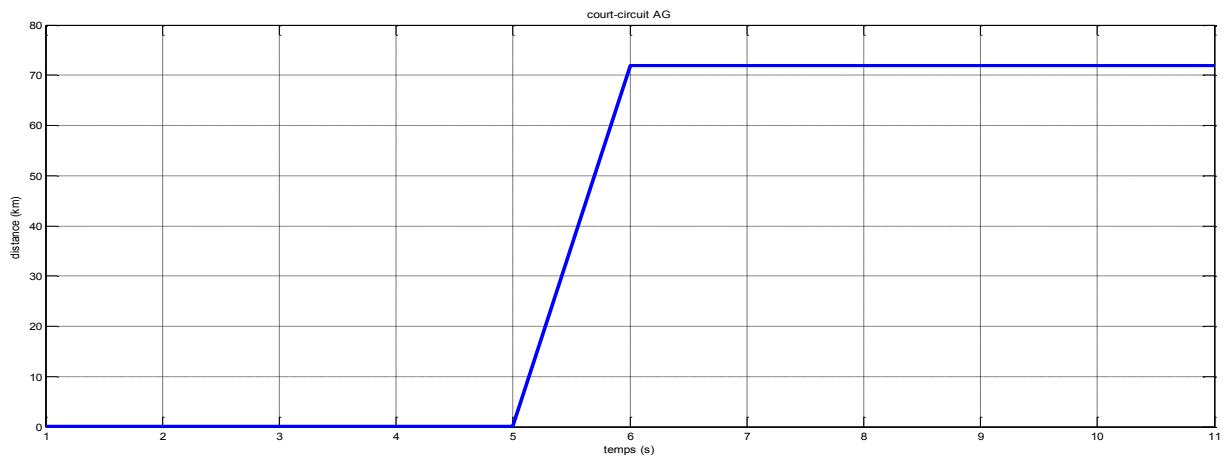


Figure III.10 Bloc de simulation de relais de distance a caractéristique Mho Dans MATLAB/SIMULINK

III.5.1.2 Les résultats de la simulation des différents types des défauts par relais de Mho

Défaut monophasé AG à 71 km :

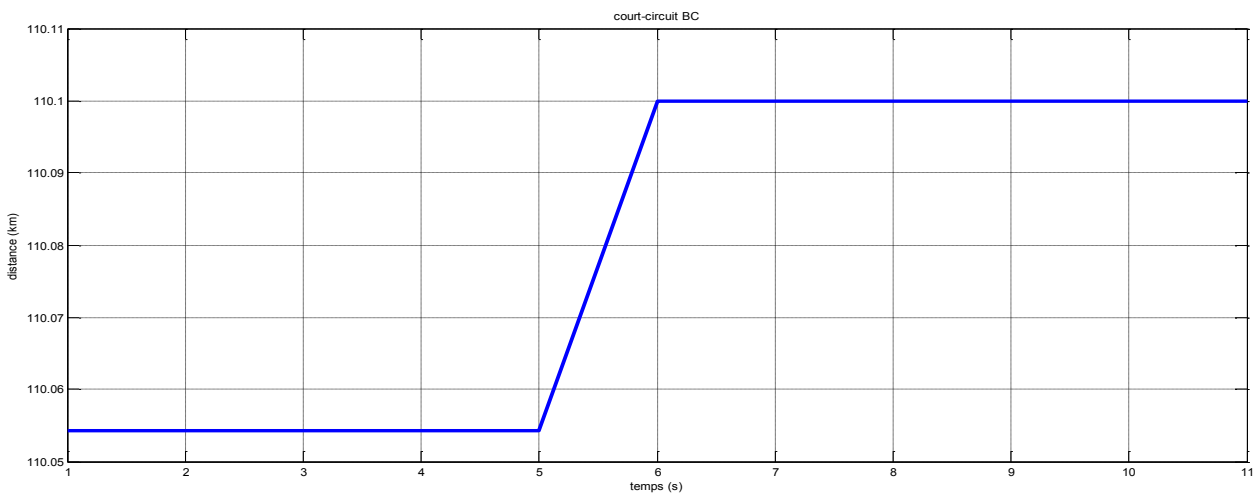
Commentaire : Par suite du défaut « d'un court-circuit entre phase A&G » qu'on a créé volontairement à l'instant (t=5s), il en ressort que la distance entre cette dernière est de 71 km jusqu'à l'absence de ce dit défaut. On déduit que ce défaut résulte entre la phase A et la terre.



FigureIII. 11 Signal de distance du défaut Monophasé AG à 70 km.

Défaut biphasé BC à 110 km :

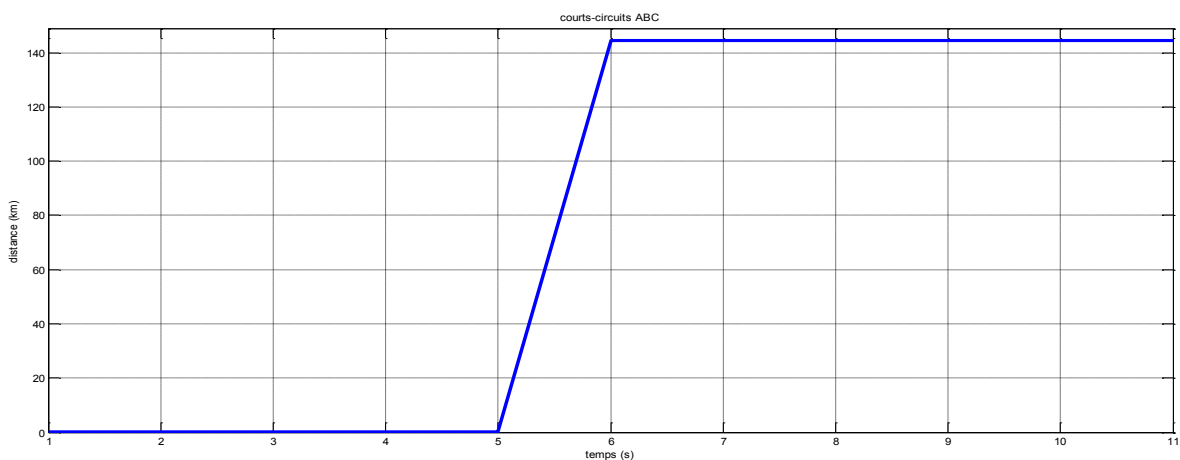
Commentaire : Par suite du défaut « d'un court-circuit entre phase B&C » qu'on a créé volontairement à l'instant $t=5s$, il en ressort que la distance entre cette dernière est devenue 110 km jusqu'à l'absence de ce dit défaut. On déduit que ce défaut résulte entre les phases B et C.



FigureIII. 12 Signal de distance du défaut Biphasé BC à 110 km.

Défaut biphasé ABC à 140 km :

Commentaire : Par suite du défaut « d'un court-circuit entre phase A, B&C » qu'on a créé volontairement à l'instant ($t=5s$), il en ressort que la distance entre cette dernière est devenue 140 km jusqu'à l'absence de ce dit défaut. On déduit que ce défaut résulte entre les phases A, B et C.



FigureIII. 13 Signal de distance du défaut Triphasé ABC à 140 km.

III.6 Conclusion

Le calcul de l'impédance dans les systèmes triphasés est utilisé parce que chaque type de défaut produit une impédance différente. A cause de cette différence, les réglages des relais à distance ont besoin d'être choisis pour distinguer entre le défaut à la terre et le défaut de phases. Quand l'impédance apparente est calculée, elle est comparée aux réglages qui définissent la caractéristique de fonctionnement du relais. Enfin, les résultats obtenus montrent bien l'efficacité du relais Mho pour la localisation des défauts de courts-circuits avec la distance précise de l'apparition du défaut.

Conclusion générale

Conclusion générale :

Le sujet de ce mémoire concerne les défauts dans les réseaux électriques de transport et leur localisation à partir de mesures des courants et des tensions au niveau des postes sources. Nous avons montré que les algorithmes de calcul de distance de défauts existants (caractéristique de Mho).

Il nous a paru nécessaire de donner assez d'informations sur les différents éléments qui composent un système de protection haute tension. Ces éléments sont très importants, très sensibles et doivent être bien choisis et bien réglés afin d'assurer une protection efficace contre les différents types d'anomalies qui peuvent survenir sur le réseau électrique.

En s'appuyant sur les calculs de distance, nous avons élaboré un algorithme de localisation de défauts qui vise à indiquer sur une carte du réseau les endroits de défaut les plus probables. Ce système demande la connaissance de la topologie du réseau, et s'appuie sur le traitement des signaux de mesure au niveau du poste source, qui alimente principalement le réseau, Il peut être confronté à plusieurs difficultés :

- La connaissance de la topologie du réseau ;
- La connaissance exacte des paramètres du réseau ;
- L'installation de mesures au niveau des postes d'interconnexion ;
- La qualité des mesures ;
- La synchronisation des mesures poste source.

Avec le développement technologique les anciens relais (relais de mesure du courant, relais de différentiel,... etc.) de protection ne sont plus utilisables car ils ont plusieurs inconvénients comme le manque de précision, le temps de retard en cas ou de coupure et ils indiquent seulement le type de défaut c'est ce qui cause une longue durée pour la localisation du défaut.

De plus en plus avec les nouvelles méthodes de localisation des défauts on obtient des bons résultats et nous donnons la possibilité de modifier les différents paramètres de réglage (les zones des défauts, les paramètres de ligne ...)

La caractéristique de Mho est parmi les méthodes les plus utilisés dans la protection des lignes de transport à cause de leur efficacité de localisation du défaut avec une précision très élevée et leur avantage dans la sélectivité chronométrique, la facilité de montage et la rapidité de réponse en cas ou de défaut.

Finalement, le développement des relais à distance à caractéristique de Mho améliore la protection des personnes et de biens et localise les défauts avec précision.

*Références
bibliographiques*

Références bibliographiques

- [1] Olivier RICHARDOT « Réglage Coordonné de Tension dans les Réseaux de Distribution à l'aide de la Production Décentralisée » Thèse de doctorat INPG, 2000.
- [2] Schneider Electric, « Architecteur de Réseau de électrique », 2007. [6] B. M Weedy, "Electric Power Systems", 3rd éd., John Wiley & Sons Ltd., London, 1979.
- [3] Guillaume RAMI « contrôle de tension auto adaptatif pour des productions décentralisées d'énergies connectées au réseau électrique de distribution» Thèse de doctorat INPG, 2006
- [4] J.M. DELBARRE, « Postes à HT et THT - Rôle et Structure », Techniques de l'Ingénieur, Traité Génie électrique, D 4570, 2004.
- [5] M. LAMI, « Protection et Surveillance des Réseaux de Transport d'Énergie Électrique », Volume 2, Electricité de France (EDF), février 2003.
- [6] C. PRÉVÉ, « Protection des Réseaux Electriques », Edition HERMES, Paris 1998.
- [7] S. THEOLEYRE, « Les Techniques de Coupure en MT », Cahier technique N°193, Schneider Electric.
- [8] G.F. MOORE, «Évolution des disjoncteurs des réseaux de transport» Revue Générale de l'Électricité, septembre 1971.
- [9] S.Y. LEUNG, A. SNIDER & S. M. WONG, « SF6 Generator Circuit Breaker Modeling » International Conference on Power Systems Transients (IPST'05) in Montreal, Canada on 19-23 juin 2005.
- [10] G.F. MOORE, « power system protection », 3rdEdition Blackwell Science, 1997.
- [11] W.D Stevenson, "Elements of Power System Analysis", 4th éd., McGraw-Hill Book.
- [12] A.H Knable, «Electrical Power Systems Engineering: Problems and Solutions», 1967, McGraw-Hill.
- [13] A.K. Adnanes & T.M. Undeland. « Optimum torque performance in PMSP drives above rated speed». In Annual meeting IEEE Ind. Appl. Soc., Oct. 1991.
- [14] G. Friedrich & M. Kant. « Choice of drives for electrical vehicles a comparison between two permanent magnet AC machines». IEE Proc. - Elec. Power Appl., vol. 145, no. 3, May 1998.
- [15] R.C. Dugan and T.E. McDermott, « Distributed generation. IEEE Industry Applications», Magazine, 8(2):19-25, 2002.
- [16] «Calcul des courants de court-circuit dans les réseaux triphasés à courant alternatif», CEI 60909.
- [17] « Analyse des réseaux triphasés en régime perturbé à l'aide des composantes symétriques", Cahier Techniqu en° 18 - B. DE METZ-NOBLAT. Schneider Electric.
- [18] « Analyse des réseaux triphasés en régime perturbé à l'aide des composantes symétriques", Cahier Techniqu en° 18 - B. DE METZ-NOBLAT. Schneider Electric.
- [19] ND. Mukedkar , « Calcul du courant de court de circuit dans le réseau d'HydrauQuebec» (Cours pour Post graduée destiné à IREQ),Ecole polytechnique de Montréal, Canada.
- [20] D. Labeled, "Production Décentralisée et couplage au réseau», Seconde Conférence Internationale sur le génie électrique CIGE 2006 Bechar.

- [21] Calcul des courants de court-circuit dans les réseaux triphasés à courant alternatif», CEI Bibliographies 60909.
- [22] P.M Andersen, «Analysis of Faulted Power Systems», 1973 Iowa state University Press USA, 1995).
- [23] A.R. Bergen and V. Vittal, «Power systems analysis», Prentice Hall, 2nd edition, 2000. ISBN 0-13-691990-1.
- [24] J.C.Sabonnadière, N.Hadjsaid, « Lignes et réseaux électriques 2 », J.C.Sabonnadière, Hermes science, Paris, 2007.
- [25] L.Hewitson, "Practical Power Systems Protection», First published 2004 Elsevier.
- [26] M. MEHDDEB, « Philosophie de Réglage des Protections », Document technique de Gestionnaire Régionale de Transport Electricité GRTE de Sétif, Département Essais et Contrôle, Groupe SONELGAZ, mai 2006.
- [27] D. M.DJELANI «Power System protection», Egypt, 2009.
- [28] «Protection à Distance 7SA6», SIEMENS. SIPROTEC, Version 4.6Manuel 2006.

Annexe

Annexe : Paramètre d'une ligne HTB (220 kV) et le réglage du relais :

Ne	Paramètres		Valeurs
01	Long de la ligne		100 km
02	Tension de la ligne		220 KV
03	Fréquence		50 Hz
04	Résistance de la ligne R_1		0.01165 Ohm/Km
05	Résistance de la ligne R_0		0.2676 Ohm/Km
06	Réactance de la ligne X_1		0.2725 Ohm/Km
07	Réactance de la ligne X_0		0.9495 Ohm/Km
les paramètres de la modèle de relais			
Ne	zones	paramètres	La dure de déclanchement (s)
1	Première	80 %	0
2	Deuxième	120 %	0.3
3	troisième	160 %	1.5
4	Qouatrième	-60 %	0.6

Résumé

Les réseaux de transport sont indispensables pour assurer l'alimentation en énergie électrique des différents consommateurs HTB, HTA et BT. Afin d'assurer la protection des biens et des personnes, le fonctionnement des lignes électriques de distribution est gouverné par des protections installées au niveau du réseau de transport.

Ces protections dotées par des relais de distances assurent la détection de la présence des éventuels défauts et leurs localisation, et procède à l'élimination de leurs effets. Les protections existent dans le marché sous plusieurs marques, pour cela, et avant de procéder au calcul des valeurs de réglage des lignes électriques, on doit toujours savoir les marques des équipements de protection déjà installé, aussi on doit rassembler les différentes caractéristiques techniques des lignes électriques, cela nous permet de calculer les différentes valeurs de réglage des protections. Le bon calcul des valeurs des réglages assure le bon fonctionnement des lignes concernées par ces réglages, cela se traduit par l'assurance de la qualité et la continuité de service.

Mots clé : Défaut, protection, réseaux de transport, haute tension, Protection et localisation, Relais de distance numérique.

ملخص

إن شبكات النقل الجهد العالي مهمة لإستمرار تغذية الطاقة الكهربائية لمختلف المستهلكين الضغط العالي و المتوسط ومنخفض. ولكي توفر الحماية للأشخاص والممتلكات، إن عمل خطوط توزيع الطاقة الكهربائية يتم تحكم به عن طريق الحماية المتواجدة في شبكة التغذية النقل الكهربائية. هذه الحماية توفر القدرة على إكتشاف الأخطاء والقيام بإلغاء تأثيرها. تتوفر الحماية في ما نعرف دائما نوع جهاز الحماية في الأسواق بماركات مختلفة، ولهذا قيل إنتقال إلى حساب إعدادات حماية الخطوط الكهربائية ويجب تواجد الحماية في المحطة، لذا يجب أن نعرف خصائص التقنية لخطوط النقل، هذا يسمح لنا بحساب جميع قيم إعدادات الحماية. والحساب الجيد لقيم الإعدادات يوفر الإشتغال الجيد لخط المتأثر بهذه الإعدادات ، وهذا يعني توفير جودة وإستمرارية الخدمة.

الكلمات المفتاحية : الأعطال، الحماية، شبكة النقل، الجهد العالي، الحماية المسافية، مرحل الحماية المسافية.