

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne démocratique et populaire
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche Scientifique
جامعة سعد دحلب البلدية 1
Université SAAD DAHLAB de BLIDA 1
كلية التكنولوجيا
Faculté de Technologie
قسم الآلية والكهرو. تقني
Département D'automatique et
électrotechnique



Mémoire de Master

Filière Electrotechnique
Spécialité Machines électriques

Présenté par

KHOUDRANE Ouassim

&

SELLAM Abderrahim

Classification et Localisation des Défauts dans les lignes électriques

Proposé par : Mr. KHERFANE Naas

Année Universitaire 2020-2021

Résumé

Résumé

Le réseau électrique est sensible à divers types de défauts et de perturbations, et la continuité des services ne peut être garantie.

Ces défauts pouvant être permanents, il est nécessaire de les détecter, de les classier et de les localiser pour réparer et restaurer l'alimentation dès que possible

Le but dans ce travail est d'étudier et faire la classification et la localisation des défauts dans les lignes haute tension et pour faire ça on propose une méthode de classification et deux méthodes de localisation en utilisant une seule extrémité.

Et finalement évaluer les performances de ces méthodes à l'aide de la simulation d'une ligne de 120km supposées entre deux sources de tension de 420kv en utilisant le logiciel « Matlab simulink ».

Mots clés: lignes haute tension, détection, classification, localisation, défaut.

ملخص

نظام الطاقة عرضة لأنواع مختلفة من الأعطال والاضطرابات، ولا يمكن ضمان استمرارية الخدمات.

هذه الأعطال يمكن ان تكون دائمة لذا وجب كشفها وتصنيفها وتحديدتها واستئناف عمل الخط سريعا

الهدف من هذا البحث هو تصنيف وتحديد الخلل في خطوط نقل الطاقة الكهربائية ذات الضغط العالي. لبلوغ هذه الأهداف نقتراح طريقة للتصنيف وطريقتين لتحديد موقع الخلل باستعمال القياسات من طرف واحد من الخط الناقل.

كلمات مفاتيح:

التصنيف, تحديد موقع, الضغط العالي.

Summary

The electrical network is sensitive to various types of faults and disturbances, and continuity of service cannot be guaranteed.

These faults can be permanent, so it is necessary to detect, classify and locate them in order to repair and restore the power supply as soon as possible.

The aim of this work is to study and make the classification and localization of faults in high voltage lines and to do that we propose a classification method and two localization methods using a single endpoint.

And finally to evaluate the performances of these methods with the help of the simulation of a line of 120km supposed between two sources of tension of 420kv by using the software " Matlab simulink ".

Keywords: fault, detection, classification, location.

Remerciements

et

Dedicaces

Remerciements

A ALLAH le tout puissant qui nous a donné le courage, la patience et la santé pour arriver à ce qu'on est maintenant.

Nous voudrions, en premier lieu, adresser nos sincères remerciements à nos professeurs de nous avoir accompagné et soutenu durant toute la période de notre formation.

Nous remercions autant Dr. Kherfane qui a pleinement participé à la réalisation de ce travail par son aide, ses précieux conseils, sa volonté de transmettre son savoir et tout le temps consacré pour nous.

Nous tenons à exprimer notre reconnaissance aux membres de jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à notre recherche en acceptant d'examiner notre modeste travail et de l'enrichir par leurs recommandations.

Enfin, notre profond respect va à toute personne qui, de près ou de loin, a participé à la réalisation de ce travail.

Dédicaces

Avec grand amour et fierté, je dédie ce travail :

« A mes chers parents »

Que dieu vous accorde santé, bonheur et longue vie pour que je puisse vous combler à mon tour.

A mon frère Aboubaker.

A mes sœurs Anfel, Asma et Imen.

A mon aimable amie et binome Abderrahim.

A toute personne qui a contribué de près ou de loin pour que ce travail voie le jour.

« Etudie non pour savoir davantage mais pour mieux savoir »

Sénèque

KHOUDRANE Ouassim

Dédicaces

A toi mon cher papa, tu m'as toujours motivée et encouragée pour réaliser ce travail, mais malheureusement tu nous as quitté avant de l'avoir vu achevé. J'espère te rendre fier...

A ma très chère maman, qui a toujours orienté mes pas vers le chemin de la réussite.

A mes sœurs.

Je vous dédie ce modeste travail...

Remerciement

Avant tout, je remercie ALLAH le Tout-Puissant de m'avoir donné le courage et la patience pour pouvoir élaborer ce modeste travail.

Par ailleurs, la réalisation de ce mémoire a été possible grâce au concours de plusieurs personnes à qui je tiens à témoigner toute ma reconnaissance.

Je voudrais exprimer ma gratitude envers mes chers parents, pour leurs sacrifices, leur patience, leur encouragement et leur soutien.

Je remercie mon promoteur pour ces conseils, ça disponibilité et son accompagnement

Les enseignants et professeurs pour leurs aides et leurs conseils.

A toute ma famille, mes chers amis et toute autre personne ayant contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce travail.

SELLAM Abderrahim

Sommaire

Sommaire

Résumé

Introduction

Chapitre 1 : Généralités sur le réseau électrique.

Introduction	1
I. Structure du réseau électrique.....	2
I.1. Réseaux de transport	2
I.2. Réseaux de répartition.....	4
I.3. Réseaux de distribution.....	4
I.4. Domaines de tension.....	6
II. Les défauts dans les réseaux.....	6
II.1. Les types des défauts dans les réseaux.....	6
II.2. Les différents types de défauts	7
II.2.1. Le court-circuit	7
a. Les types de court-circuit	7
b. Nature de court-circuit (la durée)	8
c. Les causes de court-circuit.....	9
d. Les conséquences d'un court-circuit.....	9
II.2.2. Les surcharges	9
a. Les origines du défaut.....	9
b. Les conséquences du défaut.....	10
II.2.3. Les surtensions.....	10
a. Types de surtension.....	10
b. Causes de surtension	10
c. Conséquences de surtension	10
II.2.4. Les oscillations.....	10
II.2.5. Les déséquilibres	11
a. Les causes de déséquilibre	11

b. Les conséquences de déséquilibre	11
III. La protection d'un réseau électrique	12
III.1. Système de protection.....	12
III.1.1. Définition	12
III.1.2. Les qualités principales de la protection.....	12
a. La rapidité	12
b. La sélectivité.....	12
c. La sensibilité	13
d. La fiabilité.....	13
e. La disponibilité.....	14
III.1.3. Principe de la protection.....	14
III.1.4. Chaîne principale d'un système de protection.....	16
Conclusion.....	17

Chapitre 2 : Technique d'analyse d'un défaut dans les réseaux électriques.

Introduction	18
I. Les techniques utilisées dans l'analyse des défauts.....	19
I.1. Filtrage.....	19
I.2. Echantillonnage	20
I.3. Les Méthodes utilisées dans la détection d'un défaut.....	20
I.4. Calcul de l'amplitude fondamentale des signaux des courants et des tensions.....	22
I.4.1. Théorème de Fourier.....	22
I.4.2. Transformation de Fourier Discrète.....	22
I.5. Classification des défauts.....	24
I.5.1. Composantes symétriques	24
I.5.1.1. Décomposition en composante symétrique.....	24
a. Le système direct.....	25
b. Le système inverse.....	25
c. Le système homopolaire	25

I.5.2.	Les différentes méthodes de classification des défauts.....	27
I.5.2.1.	Utilisation des composantes symétrique.....	27
I.5.2.2.	Utilisation des arguments des composantes symétriques des courants... ..	29
I.5.2.3.	Utilisation des arguments des composantes symétriques des tensions.....	30
I.5.2.4.	Utilisation de la composante fondamentale des signaux.....	31
I.6.	Localisation des défauts	33
I.6.1.	Localisations de défaut dans les lignes de transport en utilisant les données d'une seule extrémité de la ligne.....	33
I.6.1.1.	Utilisation de l'imaginaire de la composante fondamentale des signaux... ..	33
I.6.1.2.	Méthode de « Takagi ».....	35
I.6.1.3.	Méthode de Takagi modifiée « Modified Takagi Method (MTM) ».....	36
I.6.2.	Localisation de défaut dans les lignes de transport en utilisant les données des deux extrémités de la ligne.....	38
I.6.2.1.	Méthode de localisation de défaut utilisée.....	38
Conclusion.....		40

Chapitre 3 : Simulation et résultats

Introduction.....		41
I.	Réseau d'étude et simulation sur Matlab.....	42
I.1.	Les signaux des tensions et des courants obtenus.....	43
II.	Détection des défauts.....	48
II.1.	Bloc de détection du défaut.....	49
III.	Classification des défauts.....	53
III.1.	Bloc de classification de défaut.....	54
IV.	Localisation.....	56
IV.1.	Localisation des défauts dans les lignes de transport en utilisant les données d'une seule extrémité de la ligne.....	56

Conclusion.....68

Conclusion générale

Bibliographie

Nomenclature

Nomenclature

NOTATIONS

T_s	période d'échantillonnage.
N	nombre d'échantillons dans la séquence $s[n]$ dans une période
i_i	La composante inverse du courant
i_d	La composante direct du courant
i_0	La composante homopolaire du courant
V_i	La composante inverse du tension
V_d	La composante direct du tension
V_0	La composante homopolaire du tension
f	La fréquence d'alimentation
V_s	la tension à l'entrée de la ligne.
I_s	le courant à l'entrée de la ligne.
V_r	la tension à la sortie de la ligne.
R_f	la résistance du défaut.
I_f	le courant du défaut
Z_l	l'impédance totale de la ligne entre le jeu de barre S et R.
m	distance du défaut.
Z_s	impédances respective des sources « GS »
Z_r	impédances respective des sources « GR »
I_r	le courant à la sortie de la ligne.

ABRÉVIATIONS

THT	Trés haute tension
BT	Base tension
FFT	Fast Fourier transform
DFT	Discrete Fourier transform

LISTE DES FIGURES

N° de figure	Nom de la figure	Page
Figure (1.1)	Le réseau électrique	2
Figure (1.2)	Lignes aériennes	3
Figure (1.3)	Les câbles souterrains	3
Figure (1.4)	Les câbles sous-marins	3
Figure (1.5)	Architecture générale d'un réseau électrique	5
Figure (1.6)	Les différents types de défaut	7
Figure (1.7)	Les types de court-circuit	8
Figure (1.8)	La fiabilité d'une protection	14
Figure (1.9)	Schéma de principe de protection	16
Figure (1.10)	Chaîne principale de la protection électrique	17
Figure (2.1)	Schéma utilisées dans l'analyse des défauts	19
Figure (2.2)	Détection de la transition	21
Figure (2.3)	Le système direct	26
Figure (2.4)	Le système inverse	26
Figure (2.5)	Le système homopolaire	26
Figure (2.6)	Ligne en défaut à une distance m de la source 'GS'	33
Figure (2.7)	Schéma équivalent d'une ligne en défaut	33
Figure (2.8)	L'angle de correction β .	36
Figure (2.9)	Schéma équivalent d'une ligne en défaut.	38
Figure (3.1)	Réseau simulé sur 'Simulink-Matlab'	42
Figure (3.2)	Signaux des tensions au jeu de barres 'S' pour un défaut monophasé « phase a - terre » avec $R_f = 10 \Omega$ et $m = 40 \text{ km}$	43
Figure (3.3)	Signaux des courants au jeu de barres 'S' pour un défaut monophasé « phase a - terre » avec $R_f = 10 \Omega$ et $m = 40 \text{ km}$	44
Figure (3.4)	Signaux des tensions au jeu de barres 'S' pour un défaut biphasé à la terre avec $R_f = 10 \Omega$ et $m = 40 \text{ km}$.	45
Figure (3.5)	Signaux des courants au jeu de barres 'S' pour un défaut biphasé à la terre avec $R_f = 10 \Omega$ et $m = 40 \text{ km}$.	45
Figure (3.6)	Signaux des tensions au jeu de barres 'S' pour un défaut biphasé sans terre avec $m = 40 \text{ km}$.	46

Nomenclature

Figure (3.7)	Signaux des courants au jeu de barres 'S' pour un défaut biphasé sans terre avec $m = 40\text{km}$.	46
Figure (3.8)	Signaux des tensions au jeu de barres 'S' pour un défaut triphasé à la terre avec $R_f = 10 \Omega$ et $m = 40\text{km}$.	47
Figure (3.9)	Signaux des courants au jeu de barres 'S' pour un défaut triphasé à la terre avec $R_f = 10 \Omega$ et $m = 40\text{km}$.	47
Figure (3.10)	Ligne de transport avec le bloc de détection	48
Figure (3.11)	Bloc de détection	49
Figure (3.12)	Sorties du détecteur du défaut monophasé B-G	50
Figure (3.13)	Sorties du détecteur du défaut biphasé A-C	51
Figure (3.14)	Sorties du détecteur du défaut triphasé A-B-C	52
Figure (3.15)	Ligne de transport avec le bloc de la classification de défaut	53
Figure (3.16)	Bloc de classification de défaut	54
Figure (3.17)	défaut mono phase a la terre	54
Figure (3.18)	Erreurs de localisation e (%), en fonction de l'endroit réel du défaut m (km) pour différentes valeurs de la résistance de défaut R_f .	57
Figure (3.19)	Erreurs de localisation e (%), en fonction de l'endroit réel du défaut m (km) pour différentes valeurs de la résistance du défaut R_f .	59
Figure (3.20)	Erreurs de localisation e (%) en fonction de l'endroit réel du défaut m (km)	61
Figure (3.21)	Erreurs de localisation e (%), en fonction de l'endroit réel du défaut m (km) pour différentes valeurs de la résistance de défaut R_f .	63
Figure (3.22)	Erreurs de localisation e (%), en fonction de l'endroit réel du défaut m (km)	65
Figure (3.23)	Erreurs de localisation e (%), en fonction de l'endroit réel du défaut m (km).	67

LISTE DES TABLEAUX

N° de tableau	Nom de tableau	Page
Tableau (1.1)	Tableau des domaines de tension	6
Tableau (3.1)	Les valeurs α° et β° du défaut phase A en fonction de la position Défauts avec différentes valeurs de résistance de défaut	55
Tableau (3.2)	L'endroit de défaut calculé X (km) et l'erreur de localisation e (%) en fonction de la résistance du défaut Rf et l'endroit réel m (km).	56
Tableau (3.3)	L'endroit du défaut calculé X (km) et l'erreur de localisation e (%) en fonction de la résistance de défaut Rf et l'endroit réel m (km)	58
Tableau (3.4)	L'endroit du défaut calculé X (km) et l'erreur de localisation e (%) en fonction de l'endroit réel m (km).	60
Tableau (3.5)	L'endroit du défaut calculé X (km) et l'erreur de localisation e (%) en fonction de la résistance du défaut Rf et l'endroit réel m (km)	62
Tableau (3.6)	L'endroit du défaut calculé X (km) et l'erreur de localisation e(%) en fonction de la résistance du défaut Rf et l'endroit réel m (km)	64
Tableau (3.7)	L'endroit du défaut calculé X (km) et l'erreur de localisation e(%) en fonction de l'endroit réel m (km).	66

Introduction

Générale

Introduction générale

L'énergie électrique est devenue très importante dans la vie quotidienne car elle est utilisée dans presque tous les domaines et les branches de l'économie moderne, afin de produire et transporter cette énergie nous devons utiliser les systèmes d'énergie électrique, ces systèmes se sont développés d'une façon très rapide à partir du 20^{ème} siècle car la demande de l'électricité a augmenté, le rôle de ces systèmes est d'assurer la production de l'énergie électrique et la fourniture aux consommateurs avec une stabilité et une qualité satisfaisante.

Les systèmes d'énergie électrique comportent des différents types de réseaux qui assurent le transport de cette énergie, ces réseaux sont soumis à des différents types de perturbations qui entraînent souvent des défauts qui affectent le réseau par la mise hors service d'une ou plusieurs parties de ce réseau grâce à la protection mise en place dans les parties importantes de ce réseau. Lors de l'occurrence de ces défauts, les techniciens doivent identifier le défaut immédiatement afin de réparer la partie endommagée du réseau pour maintenir la continuité et la stabilité de la fourniture de ce service aux clients.

Pour prendre une idée générale on a divisé ce travail comme suit :

Le 1^{er} chapitre présente une généralité sur les réseaux électriques et les défauts qui affectent ces réseaux et les différents types de protection pour ces réseaux.

Le 2^{ème} chapitre étudie les différentes techniques d'analyse d'un réseau électrique.

Le 3^{ème} chapitre présente une simulation des défauts et les techniques d'analyse par « Matlab Simulink »

Chapitre 1 :

Généralités sur

le réseau

électrique

Généralités sur le réseau électrique.

Chapitre 1 : Généralités sur le réseau électrique.

Introduction

A l'époque actuelle, l'électricité est un élément très important qui facilite la vie quotidienne. Il est donc nécessaire de savoir la produire d'une façon efficace et continue c'est pour ça qu'on a besoin des réseaux électriques qui se présentent dans un ensemble d'outils (générateurs, transformateurs et lignes HT THT...etc.) qui sert à produire, distribuer et transporter l'énergie électrique pour l'acheminer des centres de production jusqu'aux consommateurs.

Il n'est pas toujours possible de produire de l'électricité à proximité des lieux de consommation.

Habituellement ce type d'énergie est générée par le groupe de production de l'énergie moyenne tension (15,5 kV ; 12,5 kV ; 11 kV ; 5,5 kV) plus au moins éloigné des centres de consommation, puis elle passe par un transformateur élévateur installé en sortie du générateur qui sert à transformer cette énergie sous haute tension (90 kV ; 150 kV ; 225 kV etc). L'énergie produite sera transmise au centre de consommation à travers un ensemble de lignes HT, cette énergie sera à nouveau convertie via un transformateur abaisseur, puis distribuée en moyenne tension (30kV, 10 kV...) pour être utilisée par les consommateurs. [1]

Tout système électrique est soumis à des perturbations qui affectent la qualité et la stabilité du service fourni aux clients, c'est pourquoi chaque réseau électrique comporte des appareils de mesure, de contrôle et de protection contre tous les types de défaut pour assurer la continuité et la qualité de l'énergie fournie aux utilisateurs.

Généralités sur le réseau électrique.

I. Structure du réseau électrique [2]

Les réseaux électriques sont décomposés en trois parties:

- **La source d'énergie** : production d'énergie électrique.
- **Le transfert d'énergie** : transport et répartition.
- **La fourniture d'énergie aux particuliers** : distribution.

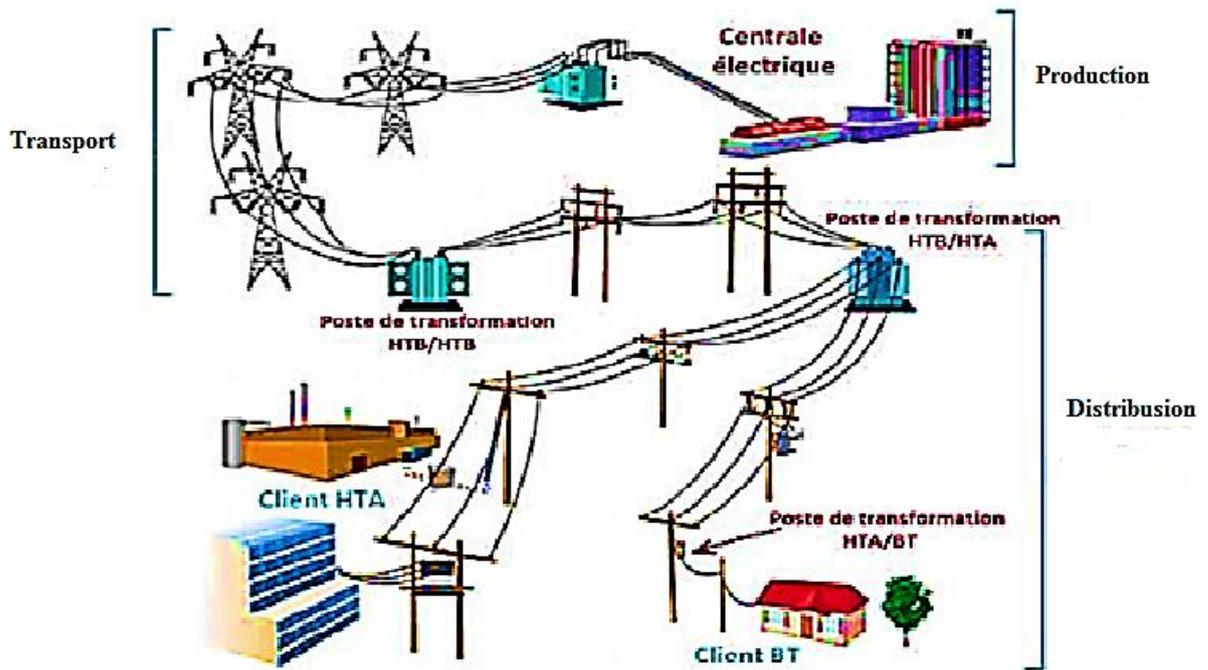


Figure (1.1) : le réseau électrique

I.1. Réseaux de transport

Généralement les réseaux de transport assurent le transport de l'énergie électrique depuis les centres de production distantes vers les zones de consommation (en Algérie 220kV, 400kV). Ces réseaux sont interconnectés en constituant une vaste grille qui couvre le territoire, à laquelle sont raccordées les sources et les utilisations (groupes, transformateurs).

Généralités sur le réseau électrique.



Figure (1.2) Lignes aériennes



Figure (1.3) Les câbles souterrains



Figure (1.4) Les câbles sous-marins

Généralités sur le réseau électrique.

I.2. Réseaux de répartition

Le rôle des réseaux de répartition est de répartir au niveau régional. C'est-à-dire l'alimentation des réseaux régionaux à haute tension par l'énergie acheminée des réseaux de transport. Leur tension est supérieure à 63 kV selon les régions.

D'un côté ces réseaux alimentent les réseaux de distribution à travers des transformateurs HT/MT et de l'autre côté, alimentent les utilisateurs industriels dont la taille (supérieure à 60 MVA) nécessite un raccordement à cette tension.

Ces réseaux sont généralement constitués des lignes aériennes (parfois souterrains à proximité de sites urbains), dont chaque ligne peut transiter plus de 60 MVA sur des distances éloignées des dizaines de kilomètres. [3]

I.3. Réseaux de distribution

La tension d'un réseau de distribution est inférieure à 63kV (MT/BT), le rôle de ce réseau est :

- ❖ Alimenter les gros clients industriels avec une moyenne tension (10 à 30 kV) à partir des postes de transformation HT/MT, ce réseau est constitué d'un réseau souterrain en boucle ouverte (limitation à 1000A) ou bien un réseau aérien (limitation à 300A), la mise du neutre à la terre de ce réseau passe par une résistance.
- ❖ Alimenter les clientèles en basse tension (230 à 400 V) à l'aide de poste de transformation MT/BT, ce réseau est de type radial, maillé et bouclé et mise du neutre directement à la terre. [4]

Généralités sur le réseau électrique.

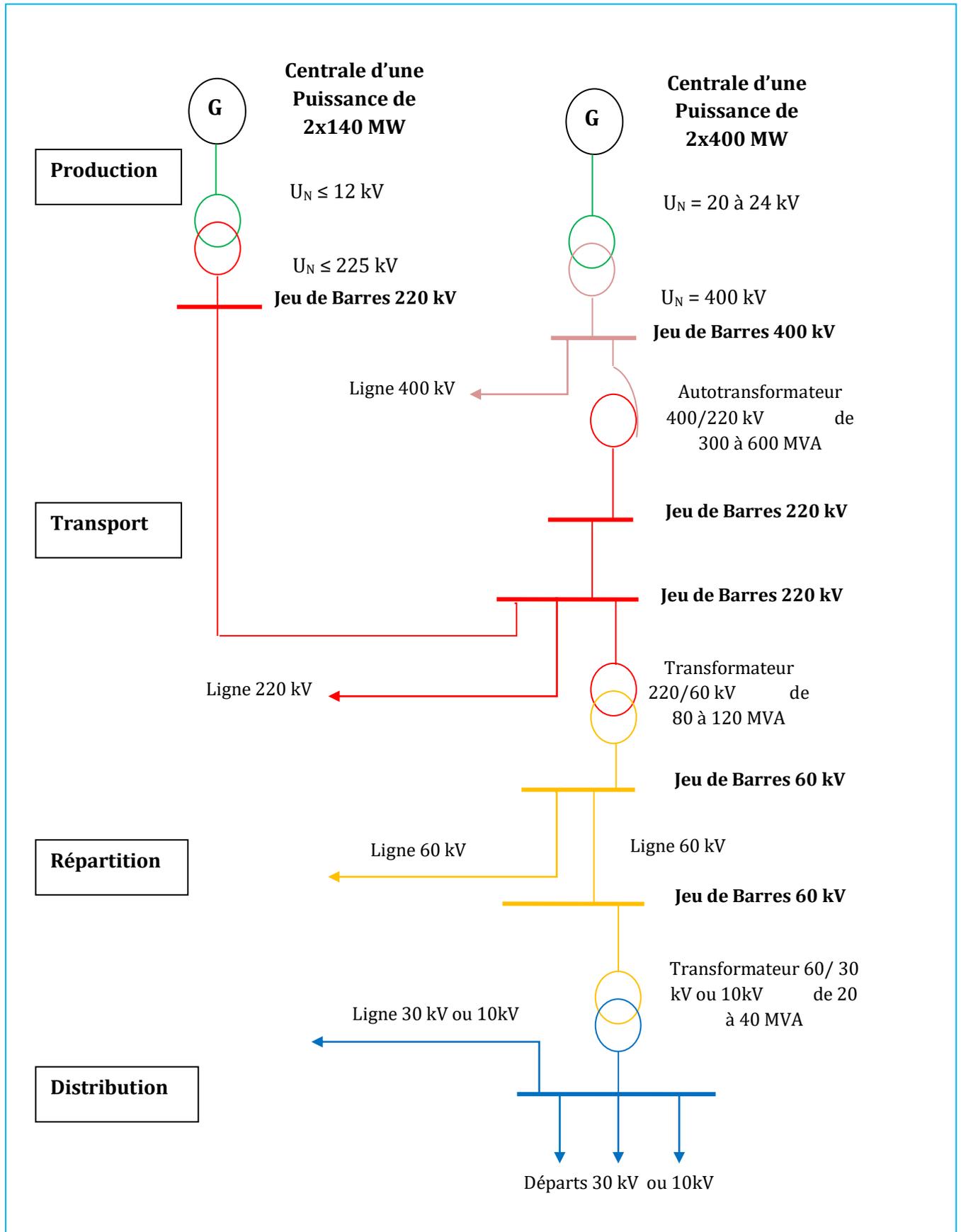


Figure (1.5) : Architecture générale d'un réseau électrique.

Généralités sur le réseau électrique.

I.4. Domaines de tension

Chaque pays a des niveaux de tension et de fréquence différents d'un autre, car le choix des tensions et des fréquences dépend des résultats technique et économique du pays. En Algérie d'après SONALGAZ, les niveaux de tension AC et DC sont définis comme suit :

Domaines de Tension		Valeurs de la Tension Nominale (U_n en Volts)	
		Courant Alternatif	Courant Continu
Très Basse Tension (TBT)		$U_n \leq 50$	$U_n \leq 120$
Basse Tension (BT)	BTA	$50 < U_n \leq 500$	$120 < U_n \leq 750$
	BTB	$500 < U_n \leq 1000$	$750 < U_n \leq 1500$
Haute Tension (HT)	HTA	$1000 < U_n \leq 50000$	$1500 < U_n \leq 75000$
	HTB	$U_n > 50000$	$U_n > 75000$

Tableau (1.1) : Tableau des domaines de tension [5]

II. Les défauts dans les réseaux

II.1. Les types des défauts dans les réseaux

Un réseau électrique risque toujours de l'apparition des défauts à cause des perturbations différentes qui peuvent avoir diverses origines (humaine, électrique, atmosphérique, mécanique), ces défauts peuvent affecter la qualité et la stabilité des services fournis de ce réseau.

Il existe donc 4 types de défaut dans un réseau: [6]

- ❖ **Défaut monophasé** : c'est le défaut entre une phase et la terre, le court-circuit est le plus fréquent.
- ❖ **Défaut biphasé terre** : c'est le défaut entre deux phases de ligne de transport et la terre.
- ❖ **Défaut biphasé isolé** : c'est le défaut entre deux phases de la ligne de transport.

Généralités sur le réseau électrique.

❖ **Défaut triphasé** : c'est le défaut entre les trois phases de la ligne de transport.

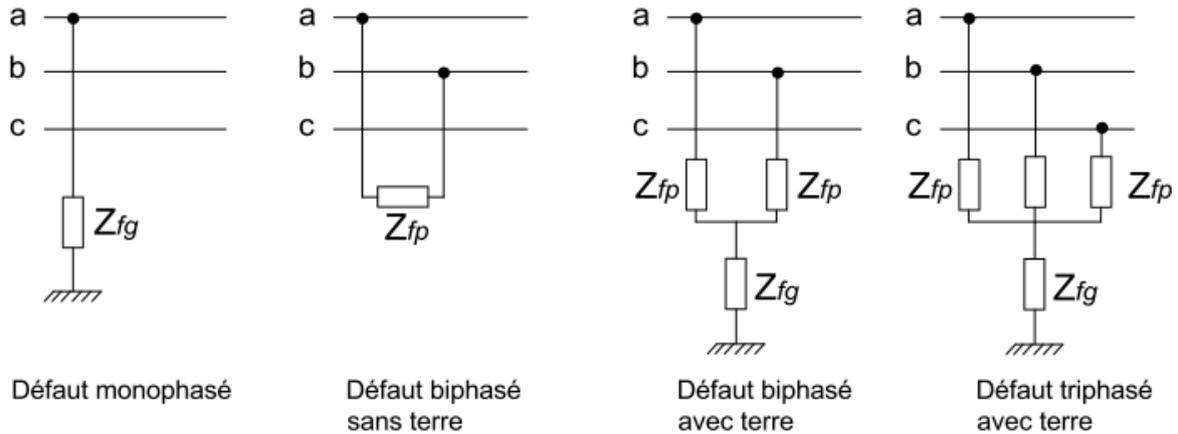


Figure (1.6) : les différents types de défaut

II.2. Les différents types de défauts [7]

II.2.1. Le court-circuit

Le court-circuit est un phénomène transitoire qui apparaît lorsque l'isolement entre deux conducteurs de tension différente ou entre un conducteur sous tension et la terre est rompu, et leur localisation est interne ou externe à une machine ou à un tableau électrique.

a. Les types de court-circuit

- ❖ **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.

Généralités sur le réseau électrique.

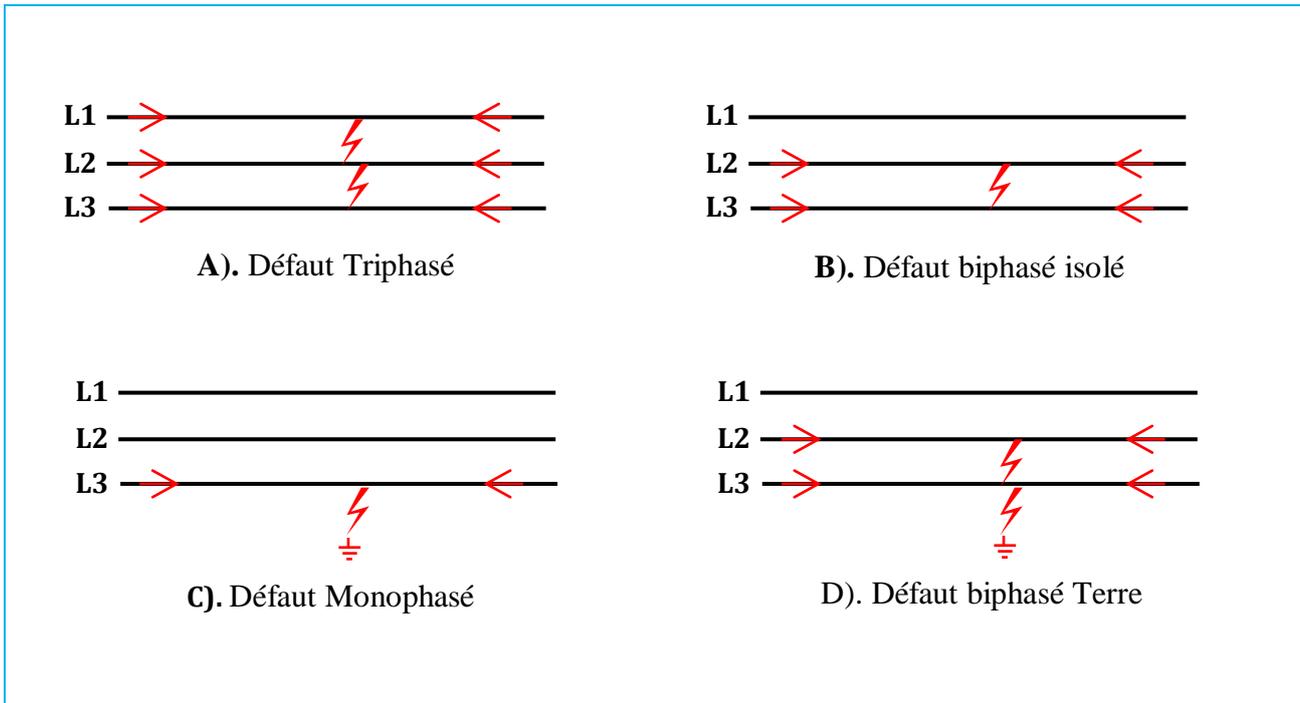


Figure (1.7) : les types de court-circuit

b. Nature de court-circuit (la durée) [8]

- ❖ **Court-circuit fugitif** : Ce court-circuit nécessite une coupure très brève du réseau d'alimentation de l'ordre de quelques dixièmes de seconde.
- ❖ **Court-circuit permanent** : Ce court-circuit provoque un déclenchement définitif qui nécessite l'intervention du personnel d'exploitation pour localiser le défaut et remettre en service la partie saine.
- ❖ **Court-circuit auto-extincteur** : Ce court-circuit disparaît spontanément en des temps très courts sans qu'il provoque le fonctionnement de la protection ou la coupure de l'alimentation.
- ❖ **Court-circuit semi permanents** : Ce court-circuit exige une ou plusieurs coupures relativement à longueur du réseau d'alimentation (de l'ordre de quelques dizaines de secondes), il ne nécessite pas l'intervention du personnel d'exploitation.

Généralités sur le réseau électrique.

c. Les causes de court-circuit [9]

- ❖ **Electriques** : un réseau comporte des isolants placés entre pièces sous tensions et la masse, donc ces isolants subissent des dégradations qui conduisent à des défauts (altération d'un isolant, arc etc).
- ❖ **Atmosphériques** : les lignes aériennes sont soumises aux perturbations atmosphériques (foudre, tempête, etc.) qui peuvent enclencher un défaut de court-circuit.
- ❖ **Mécaniques** : c'est la chute d'un corps étranger sur un conducteur ou la rupture d'un conducteur qui peuvent enclencher un court-circuit.
- ❖ **Humaines** : c'est la fausse manœuvre comme l'ouverture d'un sectionneur en charge qui peut enclencher un court-circuit.

d. Les conséquences d'un court-circuit :

- Mettre une partie importante du réseau hors service à cause du jeu des protections appropriées.
- Des efforts électrodynamiques qui peuvent causer des ruptures aux liaisons et les matériels (câbles, lignes...etc.).
- Causer des détériorations aux isolants, et des fusions aux conducteurs.
- Causer un arc électrique de forte énergie au point de défaut qui peut causer des destructions et des ruptures.
- Causer des creux de tension pendant la durée d'élimination de défaut.

II.2.2. Les surcharges [7]

La surcharge dans un réseau est une surintensité de nature progressive (courant supérieur au courant admissible) qui se produit suite à une augmentation de la charge.

a. Les origines du défaut

- Les courts circuits.
- L'utilisation d'un appareil avec une puissance supérieure à sa puissance nominale (accidentel ou volontaire).

Généralités sur le réseau électrique.

- Le mauvais fonctionnement des équipements du réseau.

b. Les conséquences du défaut

- Une surintensité causée par le court-circuit.
- Des chutes de tension et de fréquences importantes.
- Cause des échauffements et déséquilibre le fonctionnement du réseau.
- Accélère le vieillissement des équipements du réseau.

II.2.3. Les surtensions [7]

Une surtension est quand la valeur qui correspond à la tension entre les conducteurs de phase et terre (surtension différentielle), ou entre les conducteurs de la phase (surtension commune) dépasse la valeur qui correspond à la tension la plus élevée du matériel.

a. Types de surtension

On distingue différents types de surtension, tels que :

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

b. Causes de surtension

- Contact avec une ligne de plus forte tension.
- Coupure brutale d'une ligne.
- Capacité des longues lignes à vide.
- Coups de foudre directs ou indirects.

c. Conséquences de surtension

- Vieillissement des isolants et claquage.
- Surcharge des lignes en cas de longue durée.
- Amorçage de court-circuit en cas de claquage des isolants.

II.2.4. Les oscillations [10]

Les oscillations de la tension et du courant sont dues aux variations plus ou moins rapides de la charge qui agissent 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

Généralités sur le réseau électrique.

laquelle on les appelle phénomènes transitoires électromécaniques.

II.2.5. Les déséquilibres [7]

Les déséquilibres sont dus à la mauvaise répartition des charges sur les trois phases. Ils apparaissent généralement dans les réseaux de distribution.

a. Les causes de déséquilibre :

Les déséquilibres dans le réseau ont des différentes causes, telles que :

- La coupure d'une bretelle sans la mise à la terre.
- Les pôles de disjoncteurs ou de sectionneurs laissés ouverts.

b. Les conséquences de déséquilibre :

- ❖ Des les réseaux haute tension comportant que 3 fils, la somme des courants n'est plus nulle.
- ❖ Un courant de retour passe dans le sol par le neutre des transformateurs et induit des tensions dangereuses dans les câbles de télécommunication voisins.
- ❖ Ils donnent naissance à la composante inverse du courant, cette composante provoque :
 - Des chutes de tension supplémentaires.
 - Des pertes de puissance.
 - Des échauffements.

Généralités sur le réseau électrique.

III. La protection d'un réseau électrique

Les réseaux électriques cités précédemment, ne sont pas à l'abri des défauts électriques qui ont plusieurs conséquences, c'est pour cela on a adopté une protection qui représente un ensemble d'appareils, qui sert à surveiller, protéger et assurer la stabilité de ce réseau par la mise hors tension de la partie du réseau affectée par le défaut afin de limiter ces conséquences.

III.1. Système de protection

III.1.1. Définition

Le système de protection d'après la Commission Electrotechnique Internationale (C.E.I) est défini comme un ensemble de dispositifs destinés à la détection des défauts et des situations anormales afin de commander le déclenchement d'un ou de plusieurs éléments de coupure et, si nécessaire, d'élaborer d'autres ordres de signalisations. La technologie de la protection numérique a l'avantage non seulement de détecter le défaut, mais aussi de localiser le lieu de défaut (protection de distance ou relai de distance) puis de l'éliminer.

III.1.2. Les qualités principales de la protection [11]

a. La rapidité

Dans un système de protection il faut une rapidité d'action afin de limiter les conséquences d'un défaut, et de l'éliminer le plus vite possible.

La durée de l'élimination d'un court-circuit comprend deux composants principaux :

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

b. La sélectivité

La sélectivité est une méthode qui consiste à coordonner et régler la protection pour déclencher les appareils encadrant le défaut, de manière à maintenir sous tension les parties saines.

Généralités sur le réseau électrique.

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

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

c. La sensibilité

La protection doit fonctionner quel que soit la valeur de l'intensité, la nature et l'endroit du défaut, et détecter la moindre variation des grandeurs à surveiller, c'est pour cela la sensibilité de la protection doit fonctionner dans un domaine très étendu de courants de court-circuit entre :

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

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

d. La fiabilité

La fiabilité d'une protection est le déclenchement suite à un défaut réel (décision sûre) :

- Une protection fonctionne correctement lorsqu'elle déclenche suite à un défaut sur le réseau en tout point conforme à ce qui est attendu.
- A l'inverse, pour que la protection ait un fonctionnement incorrect, elle comporte deux aspects :
 - Le défaut de fonctionnement ou non-fonctionnement lorsqu'une protection, qui aurait dû fonctionner, n'a pas fonctionné.
 - Le fonctionnement intempestif, qui est un fonctionnement non justifié, soit en l'absence de défaut, soit en présence d'un défaut pour laquelle la protection n'aurait pas dû fonctionner.
- La fiabilité d'une protection est la combinaison de :
 - La sûreté : c'est la probabilité de ne pas avoir de défaut de fonctionnement.
 - La sécurité : c'est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement intempestif.

Généralités sur le réseau électrique.

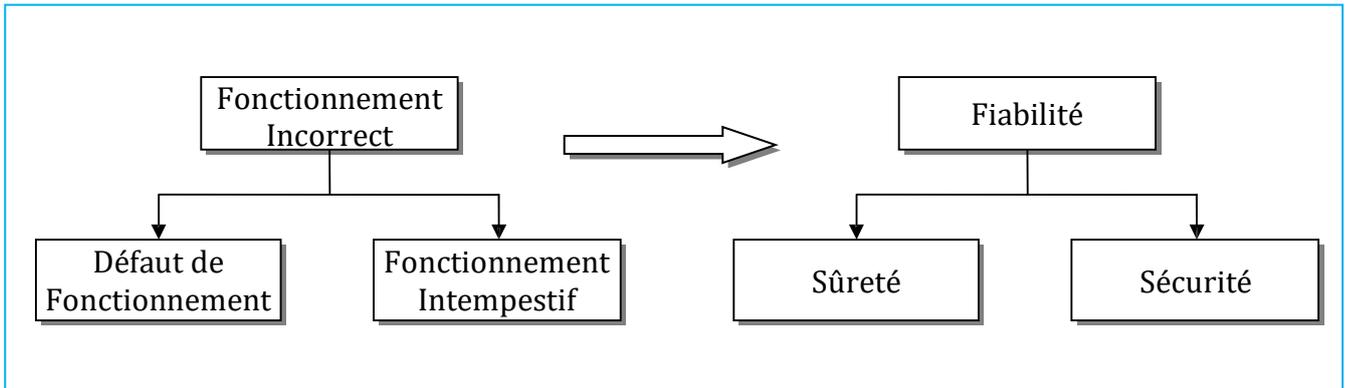


Figure (1.8) :la fiabilité d'une protection.

e. La disponibilité

C'est la capacité d'une protection de fonctionner lors de l'apparition d'un défaut, pour cela un système de protection doit imposer des différentes procédures ou dispositifs pour assurer que la protection est en état de marche.

III.1.3. Principe de la protection

Un système de protection est constitué de :

- **Organe de détection et de décision**
 - Organe de mesure ou chaîne de mesure.
 - Organe de comparaison.
 - Organe de décision.
- **Organe d'intervention**
 - Organe de signalisation et de déclenchement.

Généralités sur le réseau électrique.

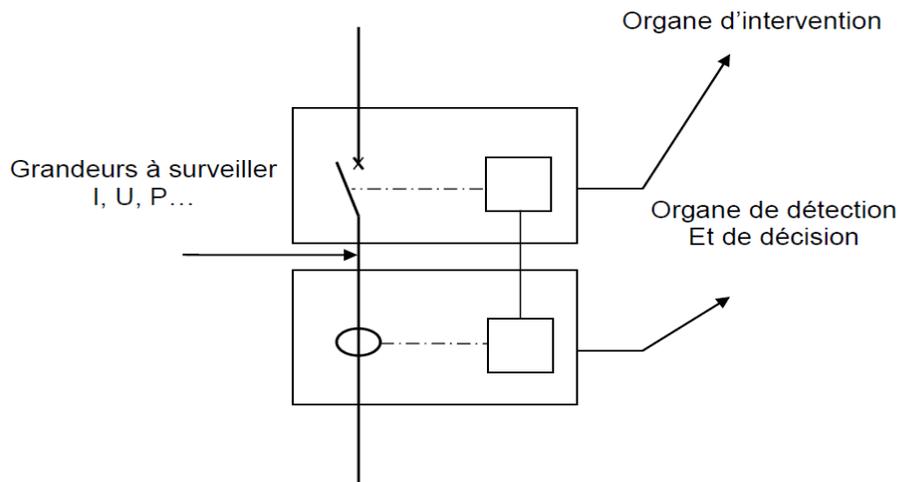


Figure (1.9) : Schéma de principe de protection

III.1.4. Chaîne principale d'un système de protection

Le système de protection dans le réseau électrique est composé de trois parties fondamentales :

- Des réducteurs de mesure qui abaissent les valeurs à surveiller (courant, tension...) à des niveaux utilisables par les protections.
- Des relais de protection.
- Un appareillage de coupure (un ou plusieurs disjoncteurs).

Un exemple d'un système de protection est montré sur la figure ci-dessous. L'autre extrémité de la ligne possède un système de protection similaire. Dans le cas d'un défaut, les deux relais ont besoin de fonctionner, donc les deux disjoncteurs s'ouvrent et la ligne est mise hors service.

Généralités sur le réseau électrique.

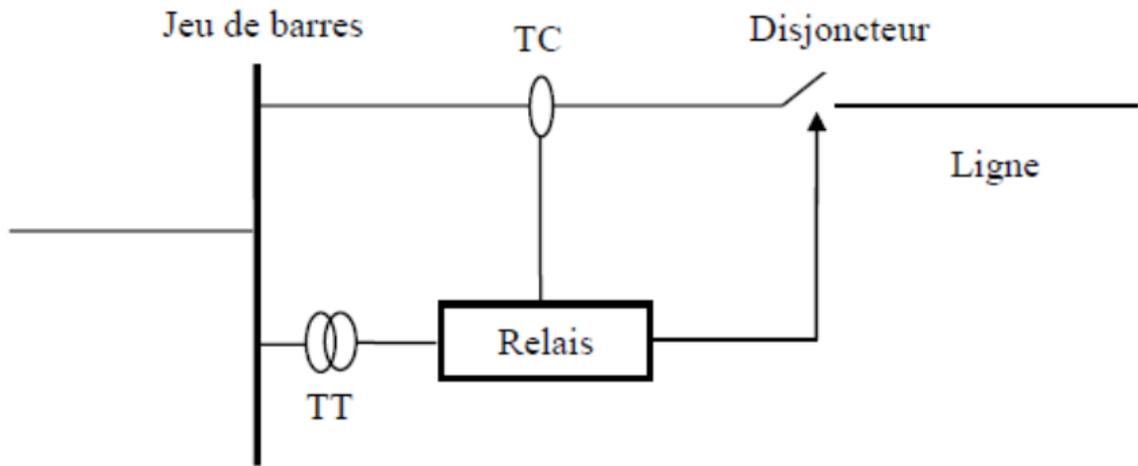


Figure (1.10) : Chaîne principale de la protection électrique.

Généralités sur le réseau électrique.

Conclusion

Dans ce chapitre on a fait une révision générale sur les différents types de réseau (transportation, répartition, distribution) pour faire une comparaison entre ces types, ainsi les différentes perturbations qui affectent la stabilité de ces réseaux, ces perturbations conduisent à des défauts (court-circuit, surcharges, surtension, oscillation, déséquilibre). Les conséquences de ces défauts peuvent être puissantes, ces défauts activent le système de protection de ces réseaux pour la mise hors tension des parties affectées. Le système de protection est représenté par un ensemble de dispositifs pour la détection de ces défauts, la protection doit présenter des qualités (fiabilité, sensibilité, disponibilité, rapidité, sélectivité) pour accomplir convenablement sa mission.

Chapitre 2 :
Technique
d'analyse d'un
défaut dans les
réseaux
électriques

Introduction

Les réseaux électriques sont composés de plusieurs types de matériels. Ces matériels subissent plusieurs types de défauts qui affectent la stabilité de l'énergie fournie par les réseaux. Afin d'éliminer ces défauts, il faut d'abord faire une analyse à ces défauts. L'analyse des défauts comporte des différentes techniques complémentaires (détection, classification, localisation). Une analyse rapide et précise d'un défaut permet de réparer les parties affectées le plus rapidement possible.

Dans cette partie, nous allons détailler l'analyse en expliquant chacune de ces techniques individuellement.

Technique d'analyse d'un défaut dans les réseaux électriques

I. Les techniques utilisées dans l'analyse des défauts

L'analyse d'un défaut nécessite une étude détaillée du sous-système afin de déterminer le type du défaut et ses causes et ses conséquences.

L'analyse d'un défaut est une combinaison d'étapes (techniques) qui sont représentées dans la figure ci-dessus :

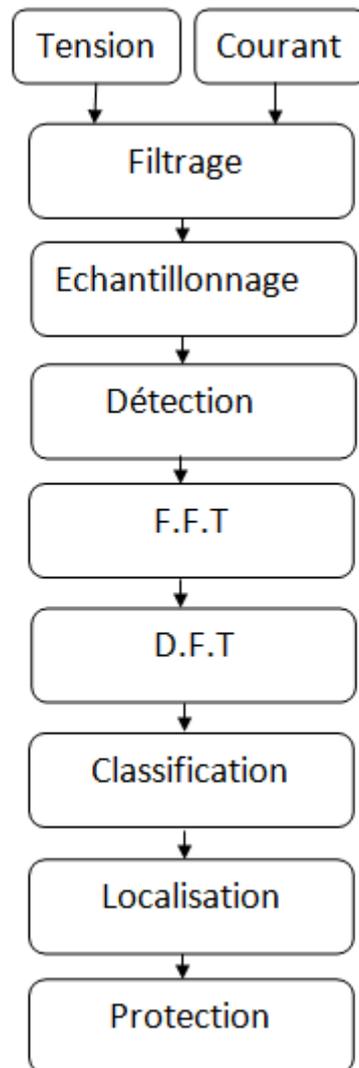


Figure (2.1) : schéma utilisées dans l'analyse des défauts

I.1. Filtrage

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

Technique d'analyse d'un défaut dans les réseaux électriques

I.2. Echantillonnage

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

I.3. Les Méthodes utilisées dans la détection d'un défaut

Parmi les méthodes proposées dans la littérature et utilisées dans la détection des défauts, nous citerons les méthodes suivantes : [12]

- **Première technique**

Cette méthode est basée sur une comparaison entre deux échantillons successifs du même signal (courant ou tension). Lorsque la différence entre ces échantillons atteint un seuil prédéterminé, on peut dire directement qu'il y a un défaut sur la phase qui correspond au signal traité.

Pour la comparaison entre deux échantillons du signal du courant en fonction du temps (t) et aussi ($t+T$) en utilisant l'indicateur (nT) (T : période du signal, 20 ms) calculé à partir des échantillons du courant issu de la ligne. Les valeurs de nT sont comparées à la valeur prédéterminée pour le système à l'état sain. Si la valeur de l'amplitude à nT est supérieure à celle de T , donc la ligne est en défaut.

Pour détecter une transition, la protection MiCOM P441, P442 ou P444 est utilisée pour comparer entre les valeurs des échantillons de courant et de tension à l'instant " t " avec les valeurs prédites à partir des valeurs mémorisées dans une période et deux périodes auparavant. **Figure (2.2)**

Technique d'analyse d'un défaut dans les réseaux électriques

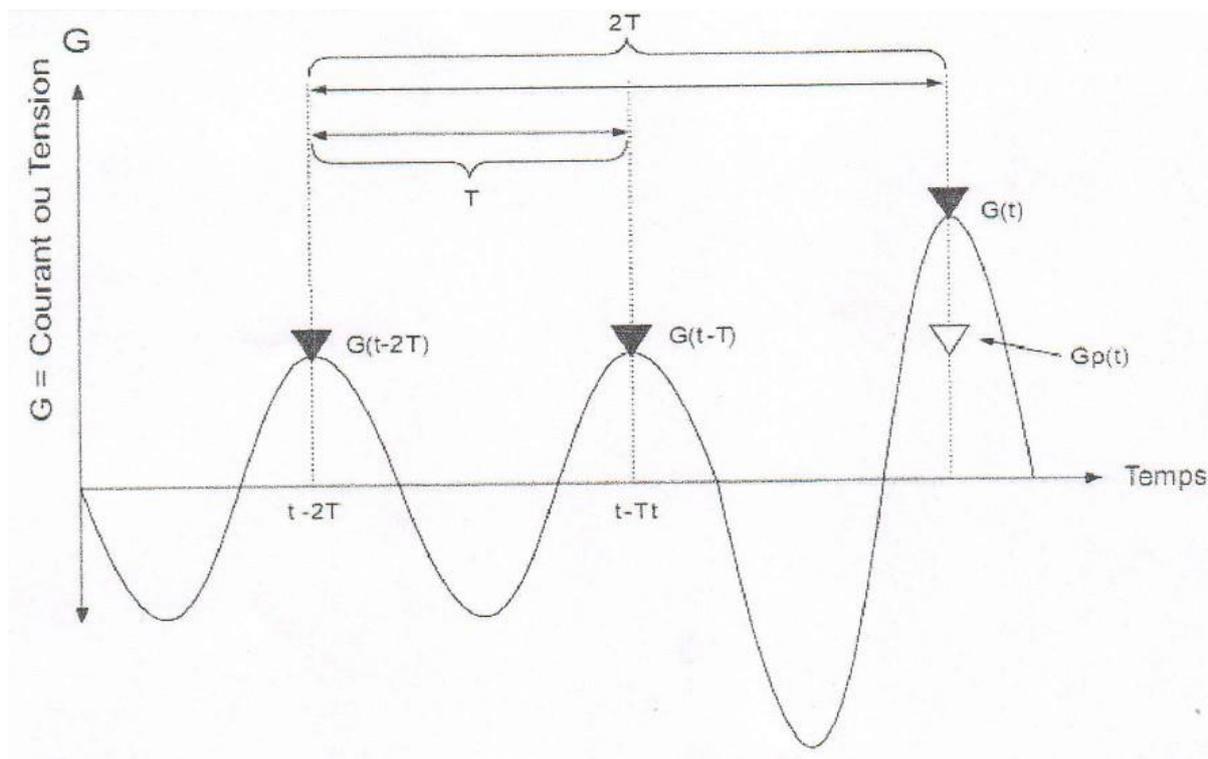


Figure (2.2) : Détection de la transition

Le Signal de référence

$$G_p(t) = 2G(t-T) - G(t-2T) \quad (2.1)$$

Une transition est détectée sur l'une des grandeurs d'entrée courant ou tension si la grandeur absolue de $(G(t) - G_p(t))$ excède un seuil de :

$0,2 I_n$ (I_n courant nominal) où $0,1 U_n / \sqrt{3} = 0,1 V_n$ (V_n tension nominale).

Avec : U = tension phase-phase.

V = tension phase-terre = $U / \sqrt{3}$.

On appelle $(G(t) - G_p(t))$ la grandeur de transition relative à la mesure G .

• Deuxième technique

Cette méthode est basée sur la détection des défauts dans les réseaux électriques par réseau des neurone artificielle (RNA).

Les entrées et les sorties des RNA

Le détecteur de défaut utilise comme entré au RNA les valeurs de signaux des courants I_a, I_b, I_c et des tensions U_a, U_b, U_c au jeu de barres S .

L'état de la ligne prend la valeur "0" quand on n'a pas un défaut et en cas d'existence d'un défaut elle prend La valeur de «1».

Technique d'analyse d'un défaut dans les réseaux électriques

I.4. Calcul de l'amplitude fondamentale des signaux des courants et des tensions

L'essentiel de nos connaissances en traitement du signal est attribué au Baron Joseph FOURIER (Auxerre 1768-Paris 1830), qui étudia la propagation de la chaleur et découvrit la série trigonométrique appelée série FOURIER. Il a amélioré ce puissant outil mathématique et l'a appliqué à tout type de signal. En une trentaine d'années seulement, des outils électroniques ont permis d'appliquer ces formules mathématiques, notamment grâce aux américains COOLEY et TUKEY qui ont donné naissance à l'algorithme de calcul de la FFT (Fast Fourier Transform) qu'on trouve dans la plupart des analyseurs du marché.

I.4.1. Théorème de Fourier

Toute fonction continue est décomposable en série de FOURIER. Si de plus cette fonction est périodique de T, le nombre de termes de la décomposition est fini. On peut alors écrire la fonction comme une somme de sinus (ou de cosinus).

$$f(t) = A_0 + A_1 \sin(2\pi t/T) + A_2 \sin(4\pi t/T) + \dots + A_n \sin(2\pi n t/T) \quad (2.2)$$

En pratique, cela signifie que nous pouvons décomposer la fonction en la somme du sinus (cosinus) de multiples de la période de base de la fonction.

Ensuite, le coefficient représente "le niveau d'énergie de chaque fréquence primaire".

Par conséquent, la principale application de l'analyse FFT est de mettre en évidence la périodicité.

Cette extension de la capacité de calcul FFT n'est pas naturelle pour de tels signaux, on doit donc être très prudent lors de l'interprétation des résultats.

La transformée de Fourier est l'une des méthodes de représentation des phénomènes temporels dans le domaine fréquentiel. Cette représentation fréquentielle est l'une des nombreuses images possibles du phénomène à l'étude. Cependant, comprendre FFT aide à mieux les comprendre.

I.4.2. Transformation de Fourier Discrète

La transformation de Fourier discrète ou « Discrete Fourier Transform », (DFT) d'un signal échantillonné $s[n]$ de longueur finie est définie par la relation suivante [13]:

$$DFT[K] = \sum_{n=0}^{N-1} s[n] e^{-j2\pi kn/N} \quad (2.3)$$

Technique d'analyse d'un défaut dans les réseaux électriques

Où $s[n]$: est la séquence obtenue en échantillonnant le signal continu $s(t)$ chaque TS secondes pour N échantillons et k indique l'index harmonique. Le signal échantillonné s'écrit :

$$s[n] = s(nTs) \quad (2.4)$$

$$n = 0, 1, 2, \dots, N-1,$$

TS : période d'échantillonnage.

N : nombre d'échantillons dans la séquence $s[n]$ dans une période par exemple.

La DFT produit une séquence de valeurs complexes dont les amplitudes sont celles des fréquences discrètes dans $s[n]$. Les parties réelle et imaginaire de chaque composante fréquentielle $DFT[k]$ de l'harmonique k sont données par les expressions suivantes (2.5) :

$$\text{Re DFT}[k] = \sum_{n=0}^{N-1} s[n] \cos\left(\frac{2\pi kn}{N}\right) \quad (2.5.1)$$

$$\text{Im DFT}[k] = \sum_{n=0}^{N-1} s[n] \sin\left(\frac{2\pi kn}{N}\right) \quad (2.5.2)$$

Notons que pour $k=1$, nous obtenons la $DFT[1]$ à la fréquence fondamentale du signal S :

$$\text{Re DFT}[k] = \sum_{n=0}^{N-1} s[n] \cos\left(\frac{2\pi n}{N}\right) \quad (2.6)$$

$$\text{Im DFT}[k] = \sum_{n=0}^{N-1} s[n] \sin\left(\frac{2\pi n}{N}\right) \quad (2.7)$$

L'amplitude et la phase de la $DFT[1]$ sont données respectivement par les expressions (2.8) et (2.9) :

$$|DFT[1]| = \sqrt{\text{Re DFT}[1]^2 + \text{Im DFT}[1]^2} \quad (2.8)$$

$$\text{ang}(DFT[1]) = \text{Arc tan} \frac{\text{Im DFT}[1]}{\text{Re DFT}[1]} \quad (2.9)$$

L'utilisation de DFT est basée sur le critère de Shannon, qui exige que la vitesse d'échantillonnage soit au moins le double de la fréquence la plus élevée du signal, c'est-à-dire que la fréquence d'échantillonnage soit moins le double de la fréquence la plus élevée du signal.

Technique d'analyse d'un défaut dans les réseaux électriques

I.5. Classification des défauts

La classification des défauts dans les lignes de transport est une tâche très importante pour déterminer une ou plusieurs phases en défaut et ensuite déterminer l'endroit du défaut pour le réparer le plus rapidement possible et remettre le réseau sous tension afin de distribuer de l'énergie avec une bonne qualité.

Plusieurs méthodes de classification sont développées jusqu'à présent, ceux qui sont basées sur le calcul des impédances, dépendent de l'impédance directe, inverse et homopolaire, et d'autres méthodes basées sur l'utilisation de la composante fondamentale des signaux des tensions et des courants. [14]

I.5.1. Composantes symétriques

L'utilisation de la transformation des composantes symétriques est l'approche pratique la plus utilisée dans les conditions de fonctionnement déséquilibré.

Le rôle de cette méthode est de transformer les variables du système de phase (a, b, c) vers un système formé des composantes symétriques dénommées direct (positif), inverse (négatif) et homopolaire (zéro). Ces composantes sont notées respectivement par l'indice (d, i, o).

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

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

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

I.5.1.1. Décomposition en composante symétrique

Le principe de la décomposition en composantes symétriques est d'exprimer un système des signaux sinusoïdaux triphasé quelconque, mais à la même fréquence (courant ou tension) comme la somme des trois systèmes triphasés particuliers, qui sont le système « direct », « inverse » et « homopolaire ». [15]

Technique d'analyse d'un défaut dans les réseaux électriques

a. Le système direct

Encore appelé par les anglo-saxons « séquence positive ». Ce système comporte trois phases qui ont la même amplitude et sont décalées entre eux de 120° , et possède la même séquence de phase que celui du système réel équilibré.

Ils sont disposés de telle façon qu'un observateur au repos voit défiler les vecteurs dans l'ordre :

$$V_1 = V_d$$

$$V_2 = a^2 V_d$$

$$V_3 = a V_d$$

$$\text{Avec : } a = e^{\left(\frac{j2\pi}{3}\right)}$$

b. Le système inverse

Encore appelé par les anglo-saxons « séquence négative ». **Figure (2.3)**

Ce système est composé de trois phases qui ont la même amplitude (même module) et sont décalées entre eux de 120° , la séquence de phase que possède ce système est inverse par rapport au système réel équilibré.

Ces phases sont disposées d'une façon qu'un observateur au repos voit défiler les vecteurs dans l'ordre :

$$V_1 = V_i$$

$$V_2 = a^2 V_i$$

$$V_3 = a V_i$$

c. Le système homopolaire

Encore appelé par les anglo-saxons « séquence nulle ». **Figure (2.5)**

Ce système comporte trois phases géométriquement parallèles, et qui ont la même amplitude et en phase et donc colinéaires, ainsi un observateur au repos peut les voir passer en même temps.

Technique d'analyse d'un défaut dans les réseaux électriques

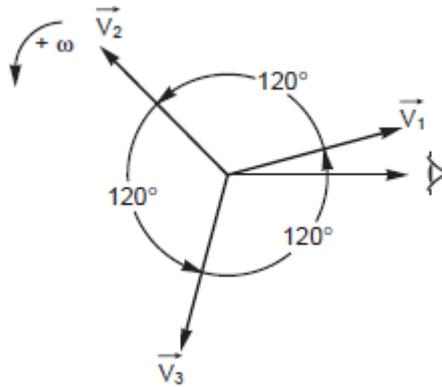


Figure (2.3) : le système direct

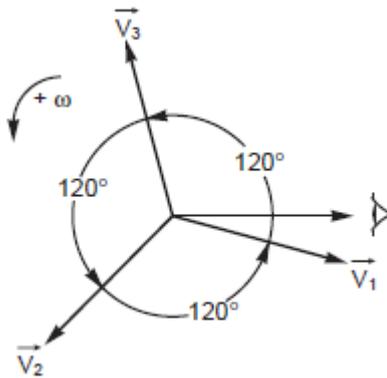


Figure (2.4) : le système inverse

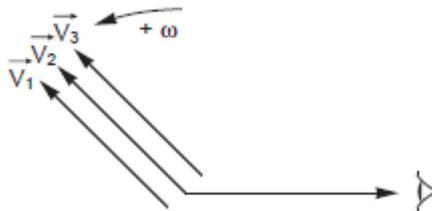


Figure (2.5) : Le système homopolaire

Technique d'analyse d'un défaut dans les réseaux électriques

I.5.2. Les différentes méthodes de classification des défauts

Dans cette partie nous allons citer quelques méthodes de classification. Les algorithmes de ces méthodes sont comme suit :

I.5.2.1. Utilisation des composantes symétrique

Dans cette méthode, des composantes symétriques sont utilisées. La méthode consiste à combiner les angles et les rapports relatifs des courants directs, inverses et homopolaires. Calcul de ces composantes symétriques du courant est comme suit : [21]

$$I_{ad} = \frac{I_a + a \cdot I_b + a^2 \cdot I_c}{3}$$

$$I_{ai} = \frac{I_a + a^2 \cdot I_b + a \cdot I_c}{3}$$

$$I_{ao} = \frac{I_a + I_b + I_c}{3}$$

I_{ad} I_{ai} I_{ao} : sont respectivement le courant direct, inverse et homolaire de la phase « A » du système en défaut. Les composantes symétriques des autres phases sont calculées comme suit:

- Pour la Phase b :

$$I_{bd} = a^2 \cdot I_{ad}$$

$$I_{bi} = a \cdot I_{ai}$$

$$I_{bo} = I_{ao}$$

- Pour la Phase c :

$$I_{cd} = a \cdot I_{ad}$$

$$I_{ci} = a^2 \cdot I_{ai}$$

$$I_{co} = I_{ao}$$

Le rapport relatif entre le courant homolaire, le courant direct et le courant inverse pour le système avant et pendant le défaut pour la phase « a » est donné par :

Technique d'analyse d'un défaut dans les réseaux électriques

$$R_{op} = \text{abs}\left(\frac{I_{a_{op}}}{I_{a_{dp}}}\right)$$

$$R_{ip} = \text{abs}\left(\frac{I_{a_{ip}}}{I_{a_{dp}}}\right)$$

$$R_{of} = \text{abs}\left(\frac{I_{a_{of}}}{I_{a_{df}}}\right)$$

$$R_{if} = \text{abs}\left(\frac{I_{a_{if}}}{I_{a_{df}}}\right)$$

$I_{a_{op}}, I_{a_{dp}}, I_{a_{ip}}$: sont les composantes symétriques du courant de la phase « a » avant défaut.

$I_{a_{of}}, I_{a_{if}}, I_{a_{df}}$: sont les composantes symétriques du courant de la phase « a » pendant défaut.

Pour cette méthode, on classifie le défaut selon le test suivant:

$$A^\circ = \text{abs}(\arg(I_{a_{dp}}) - \arg(I_{a_{if}})).$$

$$B^\circ = \text{abs}(\arg(I_{b_{df}}) - \arg(I_{b_{if}})).$$

$$C^\circ = \text{abs}(\arg(I_{c_{df}}) - \arg(I_{c_{if}})).$$

Les valeurs de $A^\circ, B^\circ, C^\circ$ ainsi les rapports relatifs sont utilisés pour classifier le défaut.

- **Les défauts monophasés**

Défaut à la phase **a** :

$$A^\circ = 0^\circ \quad B^\circ = 120^\circ \quad C^\circ = 120^\circ \quad \text{et } R_{of} > R_{op}$$

Défaut à la phase **b** :

$$A^\circ = 120^\circ \quad B^\circ = 0^\circ \quad C^\circ = 120^\circ \quad \text{et } R_{of} > R_{op}$$

Défaut à la phase **c** :

$$A^\circ = 120^\circ \quad B^\circ = 120^\circ \quad C^\circ = 0^\circ \quad \text{et } R_{of} > R_{op}$$

- **Défauts biphasés sans terre**

Défaut entre phases **a-b**:

$$A^\circ = 60^\circ \quad B^\circ = 60^\circ \quad C^\circ = 180^\circ \quad R_{of} \leq R_{op} \quad \text{et } R_{if} > R_{ip}$$

Technique d'analyse d'un défaut dans les réseaux électriques

Défaut entre phases **b-c** :

$$A^\circ = 180^\circ \quad B^\circ = 60^\circ \quad C^\circ = 60^\circ \quad R_{of} \leq R_{op} \quad \text{et} \quad R_{if} > R_{ip}$$

Défaut entre phases **a-c**:

$$A^\circ = 60^\circ \quad B^\circ = 180^\circ \quad C^\circ = 60^\circ \quad R_{of} \leq R_{op} \quad \text{et} \quad R_{if} > R_{ip}$$

- **Défauts biphasés avec terre**

Défaut entre phases **a-b-g** :

$$A^\circ = 60^\circ \quad B^\circ = 60^\circ \quad C^\circ = 180^\circ \quad R_{of} > R_{op} \quad \text{et} \quad R_{if} > R_{ip}$$

Défaut entre phases **b-c-g** :

$$A^\circ = 180^\circ \quad B^\circ = 60^\circ \quad C^\circ = 60^\circ \quad R_{of} > R_{op} \quad \text{et} \quad R_{if} > R_{ip}$$

Défaut entre phases **a-c-g** :

$$A^\circ = 60^\circ \quad B^\circ = 180^\circ \quad C^\circ = 60^\circ \quad R_{of} > R_{op} \quad \text{et} \quad R_{if} > R_{ip}$$

Avec **g** c'est la terre.

- **Défaut triphasé**

Pour un défaut triphasé sans terre (a-b-c) ou avec terre (a-b-c-g), le critère de classification est comme suit :

$$A^\circ = \text{abs}(\arg(I_{af}) - \arg(I_{adf})) = 0^\circ$$

$$B^\circ = \text{abs}(\arg(I_{bf}) - \arg(I_{bdf})) = 0^\circ$$

$$C^\circ = \text{abs}(\arg(I_{cf}) - \arg(I_{cdf})) = 0^\circ$$

I.5.2.2. L'Utilisation des arguments des composantes symétriques des courants

Cette méthode est basée sur la comparaison des phases des vecteurs de courants symétriques. [16]

- **Défaut monophasé**

Pour les défauts monophasés on pose :

$$\alpha = \arg\left(\frac{I_d}{I_0}\right), \quad \text{et} \quad \beta = \arg\left(\frac{I_i}{I_0}\right).$$

Défaut en A : $\alpha = 0^\circ, \beta = 0^\circ.$

Défaut en B : $\alpha = 120^\circ, \beta = 240^\circ.$

Technique d'analyse d'un défaut dans les réseaux électriques

Défaut en C : $\alpha = 240^\circ, \beta = 120^\circ$.

- **Défaut Biphase**

- **Défaut Biphase sans terre**

Pour ce type de défaut, on a :

$$I_0 = 0 \text{ et } \gamma = \arg\left(\frac{I_d}{I_o}\right)$$

Défauts A-B : $\gamma = -60^\circ$

Défauts B-C : $\gamma = 180^\circ$

Défauts A-C : $\gamma = 60^\circ$

- **Défaut Biphase avec terre**

- I_0 est différent de zéro.

- Chaque type de défauts à son critère de classification.

Défauts A-B- G: $\lambda = \arg\left(\frac{I_d - aI_o}{I_o - a^2I_o}\right) = -60^\circ$

Défauts B-C- G: $\delta = \arg\left(\frac{I_d - a^2I_o}{I_o - aI_o}\right) = 180$

Défauts A-C- G: $\mu = \arg\left(\frac{I_d - a^2I_o}{I_o - aI_o}\right) = 60$

- **Défaut triphasé :**

La composante homopolaire I_0 et la composante inverse I_i doivent être nulle.

1.5.2.3. Utilisation des arguments des composantes symétriques des tensions

Cette méthode nous permet d'identifier les défauts entre les phases et la terre. Elles sont écrites par les relations suivantes :

- **Défaut monophasé**

Défaut en A : $a = \arg\left(\frac{V_o}{V_d}\right) = 180^\circ$; $b = \arg\left(\frac{V_o}{V_d}\right) = 180^\circ$; $c = \arg\left(\frac{V_i}{V_o}\right) = 0^\circ$

Défaut en B : $a = \arg\left(\frac{V_o}{V_d}\right) = 60^\circ$; $b = \arg\left(\frac{V_o}{V_d}\right) = 300^\circ$; $c = \arg\left(\frac{V_i}{V_o}\right) = 240^\circ$

Défaut en C : $a = \arg\left(\frac{V_o}{V_d}\right) = 300^\circ$; $b = \arg\left(\frac{V_o}{V_d}\right) = 60^\circ$; $c = \arg\left(\frac{V_i}{V_o}\right) = 120^\circ$

Technique d'analyse d'un défaut dans les réseaux électriques

- **Défaut biphasé**

Défauts A-B- G: $a = \arg\left(\frac{V_o}{V_d}\right) = 120^\circ$; $b = \arg\left(\frac{V_o}{V_d}\right) = 240^\circ$; $c = \arg\left(\frac{V_i}{V_o}\right) = 120^\circ$

Défauts B-C- G: $a = \arg\left(\frac{V_o}{V_d}\right) = 0^\circ$; $b = \arg\left(\frac{V_o}{V_d}\right) = 0^\circ$; $c = \arg\left(\frac{V_i}{V_o}\right) = 0^\circ$

Défauts A-C- G : $a = \arg\left(\frac{V_o}{V_d}\right) = 240^\circ$; $b = \arg\left(\frac{V_o}{V_d}\right) = 120^\circ$; $c = \arg\left(\frac{V_i}{V_o}\right) = 240^\circ$

Cette méthode a un intervalle de plus ou moins 20° pour tous les angles donnés.

I.5.2.4. Utilisation de la composante fondamentale des signaux

Cette méthode utilise la composante fondamentale des signaux de courant de phase avant et pendant le défaut pour cela on définit :

$$a = I_a - I_{a_pre}$$

$$b = I_b - I_{b_pre}$$

$$c = I_c - I_{c_pre}$$

Où I_a, I_b, I_c :les courants des phases « a ,b et c» pendant le défaut.

$I_{a_pre}, I_{b_pre}, I_{c_pre}$: les courants des phases « a, b et c » avant le défaut.

- **Les défauts monophasés**

Défaut de la phase a-g : $\arg\left(\frac{b}{c}\right) = 0^\circ$ et $\left|\frac{b}{c}\right| = 1$

Défaut de la phase b-g: $\arg\left(\frac{c}{a}\right) = 0^\circ$ et $\left|\frac{c}{a}\right| = 1$

Défaut de la phase c-g: $\arg\left(\frac{a}{b}\right) = 0^\circ$ et $\left|\frac{a}{b}\right| = 1$

- **Les défauts biphasés**

- **Les défauts biphasés sans terre**

Phases b-c: $\arg\left(\frac{b}{c}\right) = 180^\circ$ et $I_a + I_b + I_c = 0$

Phases a-c: $\arg\left(\frac{c}{a}\right) = 180^\circ$ et $I_a + I_b + I_c = 0$

Technique d'analyse d'un défaut dans les réseaux électriques

Phases a-b: $\arg\left(\frac{a}{b}\right) = 180^\circ$ et $I_a + I_b + I_c = 0$

- **Les défauts biphasés à la terre:**

On définit :

$$\alpha = \left| \frac{V_a - V_b}{I_a - I_b} \right|$$

$$\beta = \left| \frac{V_b - V_c}{I_b - I_c} \right|$$

$$\gamma = \left| \frac{V_c - V_a}{I_c - I_a} \right|$$

Phases a-b-g:

$\alpha < \beta$; $\alpha < \gamma$ et $I_a + I_b + I_c > 0$

Phases a-c-g:

$\gamma < \alpha$; $\gamma < \beta$ et $I_a + I_b + I_c > 0$

Phases b-c-g:

$\beta < \alpha$; $\beta < \gamma$ et $I_a + I_b + I_c > 0$

- **Défaut triphasé**

$\arg\left(\frac{b}{c}\right) = 120^\circ$ et $\arg\left(\frac{c}{a}\right) = 120^\circ$

I.6. Localisation des défauts

I.6.1. Localisations de défaut dans les lignes de transport en utilisant les données d'une seule extrémité de la ligne

I.6.1.1. Utilisation de l'imaginaire de la composante fondamentale des signaux

Cet algorithme est basé seulement sur l'utilisation de la partie imaginaire de l'impédance apparente de la ligne ZFS par unité de distance de défaut [17], [18], [19].

La Figure (2.6) montre une ligne de transport alimentée par deux sources GS et GR avec un défaut à une distance « m » de la source GS.

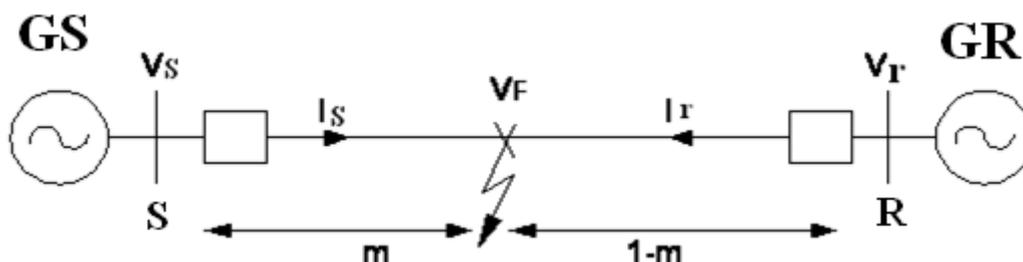


Figure (2.6) : Ligne en défaut à une distance m de la source 'GS'

Le schéma équivalent de la Figure (2.7) pour un défaut triphasé est représenté sur la figure

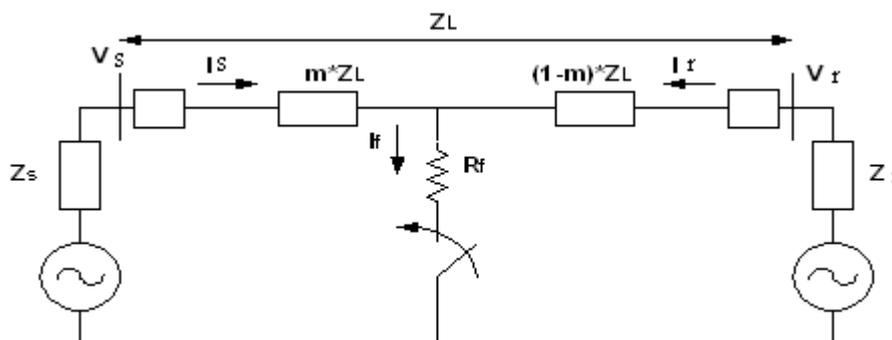


Figure (2.7) : Schéma équivalent d'une ligne en défaut.

Avec :

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

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

VR : la tension à la sortie de la ligne.

Technique d'analyse d'un défaut dans les réseaux électriques

I_r : le courant à la sortie de la ligne.

R_f : la résistance du défaut.

I_f : le courant du défaut

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

m : distance du défaut.

Z_s et Z_r : impédances respective des sources « GS » et « GR ».

A partir de la Figure (2.6), on peut écrire l'équation suivante :

$$V_S = m.Z_L.I_S + R_f.I_f \quad (2.10)$$

La valeur de l'impédance Z_{FS} mesurée à partir de jeu de barre « S » (impédance de la boucle en défaut vue de S) peut être déterminée en divisant l'équation (2.10) par le courant mesurer I_S .

$$Z_{FS} = V_S / I_S = m.Z_L + R_f.(I_f / I_S) \quad (2.11)$$

La localisation du défaut est définie par :

$$m = \frac{I_m(Z_{FS})}{I_m(Z_L)} \quad (2.12)$$

$$m = I_m\left(\frac{V_s}{I_s}\right) / I_m(Z_L) \quad (2.13)$$

- **Défaut monophasé** (phase a-g)

Pour ce type de défaut la localisation du défaut est définie par :

$$m = I_m \left[\frac{V_{sa}}{I_{sa} + K_0 I_R} \right] / I_m(Z_{1L}) \quad (2.14)$$

$$K_0 = \frac{Z_{0L} - Z_{1L}}{3 \cdot Z_{1L}}$$

- **Défaut biphasé à la terre** (phases a-b-g) :

Pour ce type de défaut la localisation du défaut est définie par :

$$m = I_m \left[\frac{V_{Sab}}{I_{Sab}} \right] / I_m(Z_{1L}) \quad (2.15)$$

- **Défaut triphasé**

Pour ce type de défaut la localisation du défaut est définie par :

$$m = I_m \left[\frac{V_{Sabc}}{I_{Sabc}} \right] / I_m(Z_{1L}) \quad (2.16)$$

Technique d'analyse d'un défaut dans les réseaux électriques

I.6.1.2. Méthode de « Takagi »

Cette méthode a été discutée dans la littérature par nombreux chercheurs, notamment par «TAKAGI » qui utilise le courant de superposition IS [17], [18], [19].

Cette méthode est basée sur l'utilisation des mesures de la composante fondamentale des signaux des courants et des tensions d'une seule extrémité de la ligne.

A partir de la Figure 2.7 on peut écrire l'équation suivante :

$$V_S = m.Z_L.I_S + R_f.I_f \quad (2.17)$$

La valeur de l'impédance ZFS mesurée à partir de S (impédance de la boucle en défaut vue de S) peut être déterminée en divisant (2.17) par le courant mesuré ΔI_S .

$$Z_{FS} = V_S / I_S = m.Z_L + R_f.(I_f / I_S) \quad (2.18)$$

Posons :

$$\Delta I_S = I_S - I_L \quad (3.19)$$

Où

IS : le courant à la source GS après le défaut.

IL : le courant à la source GS avant le défaut.

L'équation (3.17) peut s'écrire :

$$V_s = m.Z_{1L}.I_s + R_f.\frac{\Delta I_s}{d_s} \quad (2.20)$$

ds est le facteur de distribution de courant

$$d_s = \frac{\Delta I_G}{I_f} = \frac{Z_R + (1-m).Z_L}{Z_s + Z_L + Z_R} = |d_s| \angle \beta \quad (3.21)$$

En multipliant les deux côtés de l'équation (5.38) par le conjugué complexe ΔI_S^* , et en employant seulement la partie imaginaire, on obtient :

$$I_m(V_s, \Delta I_S^*) = m.I_m(Z_{1L}.I_s, \Delta I_S^*) + R_f.I_m\left(\frac{1}{d_s}\right) \quad (2.22)$$

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

$$m = \frac{I_m(V_s, \Delta I_S^*)}{I_m(Z_L.I_s, \Delta I_S^*)} \quad (2.23)$$

• **Pour un défaut monophasé à la terre :** (phase a-g) le calcul est comme suit :

$$I_S = I_{Sa} + k0.I_R \quad (2.24)$$

Technique d'analyse d'un défaut dans les réseaux électriques

Où le courant résiduel I_R est donné par :

$$I_R = 3 \cdot I_0 = I_a + I_b + I_c$$

$$k_0 = \frac{Z_{0L} - Z_{1L}}{3 \cdot Z_{1L}} \quad (2.24)$$

$$m = \frac{I_m(V_s \cdot \Delta I_s^*)}{I_m(Z_{1L} \cdot I_s \cdot \Delta I_s^*)} \quad (2.25)$$

• Pour un défaut biphasé (a-b) :

$$m = \frac{I_m(V_{S_{ab}} \cdot \Delta I_s^*)}{I_m(Z_{1L} \cdot I_{S_{ab}} \cdot \Delta I_s^*)} \quad (2.26)$$

• Pour un défaut triphasé :

$$m = \frac{I_m(V_{S_{abc}} \cdot \Delta I_s^*)}{I_m(Z_{1L} \cdot I_{S_{abc}} \cdot \Delta I_s^*)} \quad (2.27)$$

I.6.1.3. Méthode de Takagi modifiée « Modified Takagi Method (MTM) »

Cette méthode est basée sur l'utilisation du courant homopolaire avec un angle de correction « β » afin de l'utiliser dans un système déséquilibré [17], [18], [19].

L'angle de correction β est défini par l'équation :

$$\frac{I_f}{3I_{0s}} = \frac{Z_{0s} + Z_{0L} + Z_{0R}}{(1-m)Z_{0L} + Z_{0R}} = A \angle \beta \quad (2.28)$$

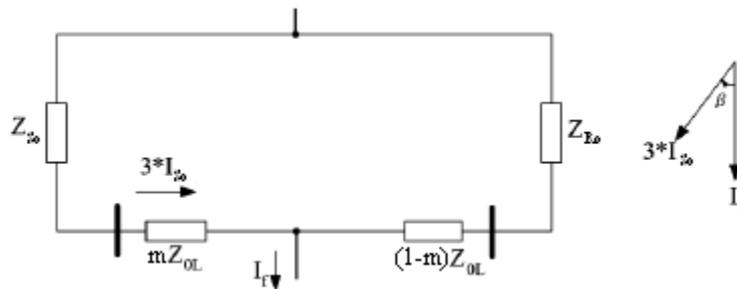


Figure 2.8 : l'angle de correction β .

La distance de défaut m peut être formulé par l'équation :

$$m = \frac{I_m(V_s \cdot I_R^* \cdot e^{-j\beta})}{I_m(Z_{1L} \cdot I_s \cdot I_R^* \cdot e^{-j\beta})} \quad (2.29)$$

L'équation du courant résiduel est donnée par : $I_r = 3 \cdot I_0 = I_{sa} + I_{sb} + I_{sc}$

Technique d'analyse d'un défaut dans les réseaux électriques

- **Défauts monophasés** (phase a-g) :

Pour ces types de défaut la localisation du défaut est définie par :

$$m = \frac{I_m(V_{Sa} \cdot I_R^* \cdot e^{-j\beta})}{I_m(Z_{1L} \cdot I_{Sa} \cdot I_R^* \cdot e^{-j\beta})} \quad (2.30)$$

- **Défauts biphasés à la terre** (phase a-b-g) :

Pour ces types de défaut la localisation du défaut est définie par :

$$m = \frac{I_m(V_{Sab} \cdot I_R^* \cdot e^{-j\beta})}{I_m(Z_{1L} \cdot I_{Sab} \cdot I_R^* \cdot e^{-j\beta})} \quad (2.31)$$

- **Défaut triphasé:**

Pour ces types de défaut la localisation du défaut est définie par :

$$m = \frac{I_m(V_{Sabc} \cdot I_R^* \cdot e^{-j\beta})}{I_m(Z_{1L} \cdot I_{Sabc} \cdot I_R^* \cdot e^{-j\beta})} \quad (2.32)$$

Technique d'analyse d'un défaut dans les réseaux électriques

I.6.2. Localisation de défaut dans les lignes de transport en utilisant les données des deux extrémités de la ligne

Après avoir expliqué les différentes méthodes de localisation qui utilisent des données à une extrémité, nous continuerons à utiliser d'autres méthodes pour utiliser les fréquences de données des deux extrémités de la ligne. Le rôle de ces méthodes est de comprendre la fin d'un grand nombre de lignes de données entre les deux extrémités. Par conséquent, dans cette partie, nous allons proposer une méthode et évaluer les performances de différents types de défauts.

I.6.2.1. Méthode de localisation de défaut utilisée

La Figure ci-dessus montre le schéma équivalent d'une ligne de transport en défaut à une distance 'm' du terminal 'S'.

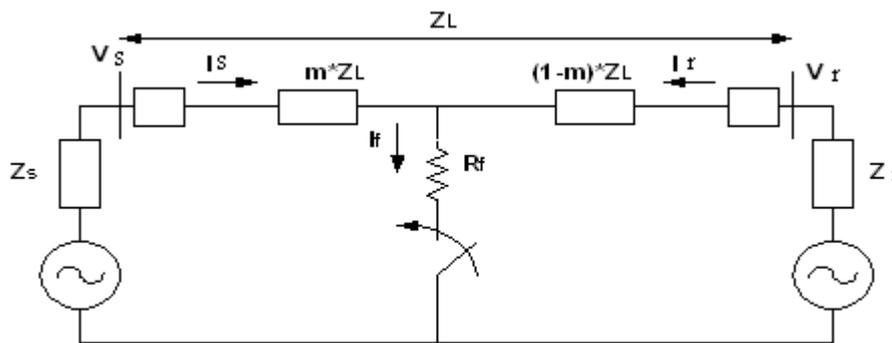


Figure 2.9 : Schéma équivalent d'une ligne en défaut.

A partir de la figure (2.9) on a :

Au relais S :

$$V_F = V_S - I_{FS} \cdot m \cdot Z_L \quad (2.33)$$

Au relais R :

$$V_F = V_R - I_{FR} \cdot (L-m) \cdot Z_L \quad (2.34)$$

Les équations (2.33) et (2.34) sont modifiées en utilisant l'impédance caractéristique de la ligne Z_0 et le constant de propagation de la ligne γ .

Au relais S :

$$V = \cosh(\gamma \cdot m) \cdot V - Z_0 \cdot I \cdot \sinh(\gamma \cdot m) \quad (2.35)$$

Au relais R :

$$V = \cosh((-m) \cdot \gamma) \cdot V - Z_0 \cdot I \cdot \sinh((-m) \cdot \gamma) \quad (2.36)$$

Technique d'analyse d'un défaut dans les réseaux électriques

On a :

$$\cosh(x) = \frac{e^x + e^{-x}}{2} \quad (2.37)$$

$$\sinh(x) = \frac{e^x - e^{-x}}{2} \quad (2.38)$$

En utilisant les deux expressions (2.37) et (2.38), les équations (2.35) et (2.36) deviennent comme suit :

$$V_F = \frac{e^{\gamma m}}{2} (V_S - Z_C \cdot I_S) + \frac{e^{-\gamma m}}{2} (V_S + Z_C \cdot I_S) \quad (2.39)$$

$$V_F = \frac{e^{\gamma(L-m)}}{2} (V_R - Z_C \cdot I_R) + \frac{e^{\gamma(L-m)}}{2} (V_R + Z_C \cdot I_R) \quad (2.40)$$

A partir des équations (2.36) et (2.37), on peut définir la distance de défaut comme suit :

$$m = \frac{\ln\left(\frac{N}{M}\right)}{2\gamma} \quad (2.41)$$

Avec :

$$N = \frac{e^{\gamma L}}{2} (Z_C I_R - V_R) + \frac{1}{2} (V_S + Z_C I_S) \quad (2.42)$$

$$M = \frac{e^{-\gamma L}}{2} (Z_C I_R + V_R) + \frac{1}{2} (Z_C I_S - V_S) \quad (2.43)$$

Technique d'analyse d'un défaut dans les réseaux électriques

Conclusion

Dans ce chapitre on explique l'analyse des défauts électriques dans les réseaux électriques en expliquant individuellement les techniques utilisées dans cette analyse (détection, classification, localisation) afin de résoudre les différentes conséquences du défaut.

Pour la première partie, on a décrit deux différentes techniques utilisées dans la détection afin de détecter la phase endommagée en conséquence d'un défaut, et le calcul de l'amplitude fondamentale des signaux des courants et des tensions.

Pour la deuxième partie, on a proposé trois différentes techniques de classification en utilisant les composantes symétriques ou en utilisant les mesures de la composante fondamentale des signaux des courants avant et pendant le défaut.

Pour la troisième partie, on a proposé des différentes techniques de localisation en utilisant les mesures soit d'une ou deux extrémités de la ligne.

Une bonne analyse (rapide et précise) du défaut permet d'avoir plusieurs détails de ce défaut afin de trouver des différentes moyennes pour l'éliminer le plus rapidement possible.

Chapitre 3 :

Simulation et

résultats

Introduction

Dans ce chapitre nous allons faire une étude en utilisant le logiciel Matlab-Simulink avec power Système.

Nous allons d'abord simuler notre system à 420kv sur Simulink Matlab pour régénérer les signaux tensions et courants au niveau des jeux de barres.

Après nous allons appliquer la première méthode de détection qui est basée sur la comparaison entre deux échantillons successifs du même signal.

Nous allons aussi faire une étude sur la classification des défauts en utilisant la méthode basée sur l'utilisation des arguments des composantes symétriques des courants.

Nous allons aussi faire une étude sur la localisation de défaut en utilisant la méthode de Takagi qui utilise le courant de superposition ΔIS et le courant du pré-défaut, Takagi modifié (MTM) qui est basée sur l'utilisation du courant homopolaire avec un angle de correction β afin de l'utiliser dans un système déséquilibré.

Simulation et résultats

I. Réseau d'étude et simulation sur Matlab

Le réseau à étudier est indiqué sur **la Figure (3.1)**, ce réseau est composé d'une ligne de transport et deux sources de tension triphasée (S-G). La ligne est supposée de longueur de 120 km avec un niveau de tension de 420 kV.

La simulation est réalisée par le logiciel Matlab-Simulink avec power Système [22] [23], pour régénérer les signaux tensions et courants au niveau des jeux de barres.

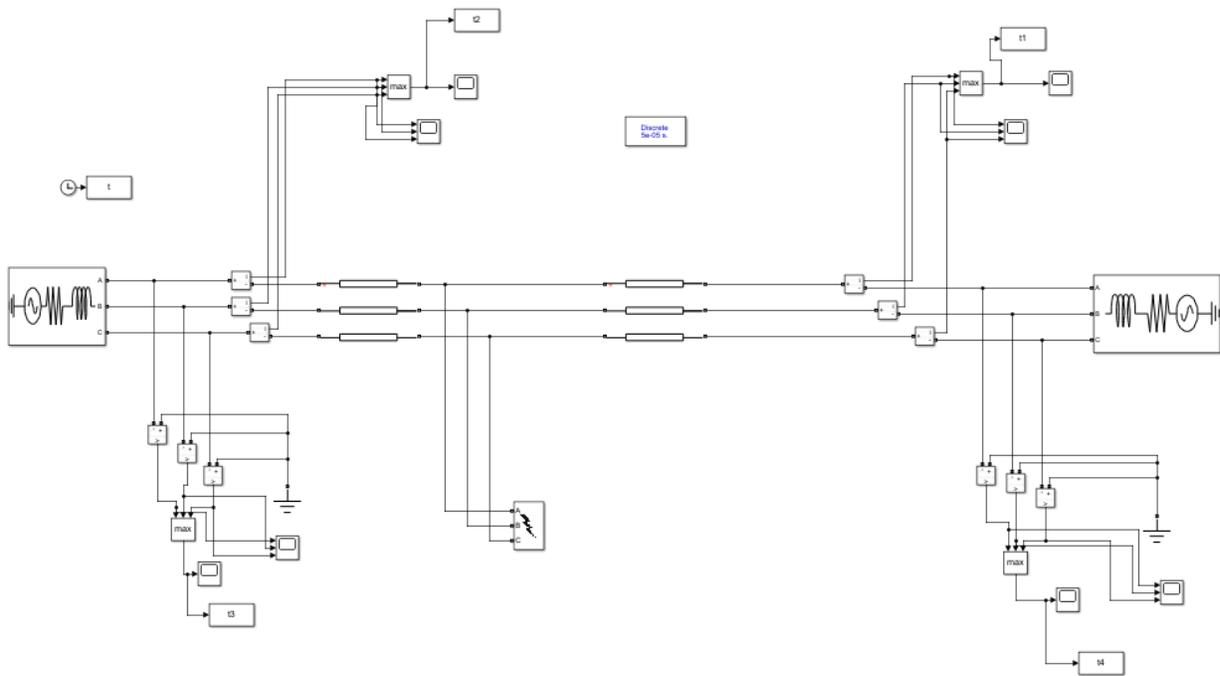


Figure (3.1) : Réseau simulé sur 'Simulink-Matlab'

- **Les paramètres de la source (S)**

Connexion interne GY, $f=50$ Hz

$U = 420$ kV, angle de phase = 0

- **Les paramètres de la source (G)**

Connexion interne GY, $f=50$ Hz

$U = 420$ kV, angle de phase = -10

Simulation et résultats

- **Les Paramètres de la ligne**

Résistance

R= [0.01976 0.022632]

Capacité

C= [12.13497e-9 7.721e-9]

Inductance

L= [9e-4 2.4e-3]

I.1. Les signaux des tensions et des courants obtenus

Pour une résistance de défaut de 10Ω avec une distance $m= 40\text{km}$ à partir du jeu de barres 'S', on prend les visualisations des signaux des courants et des tensions pour les différents types de défaut.

- **Défaut monophasé**

Les signaux des tensions et des courants pour un défaut monophasé (phase a- terre) sont montrés sur les figures (3.2) et (3.3) respectivement.

Simulation et résultats

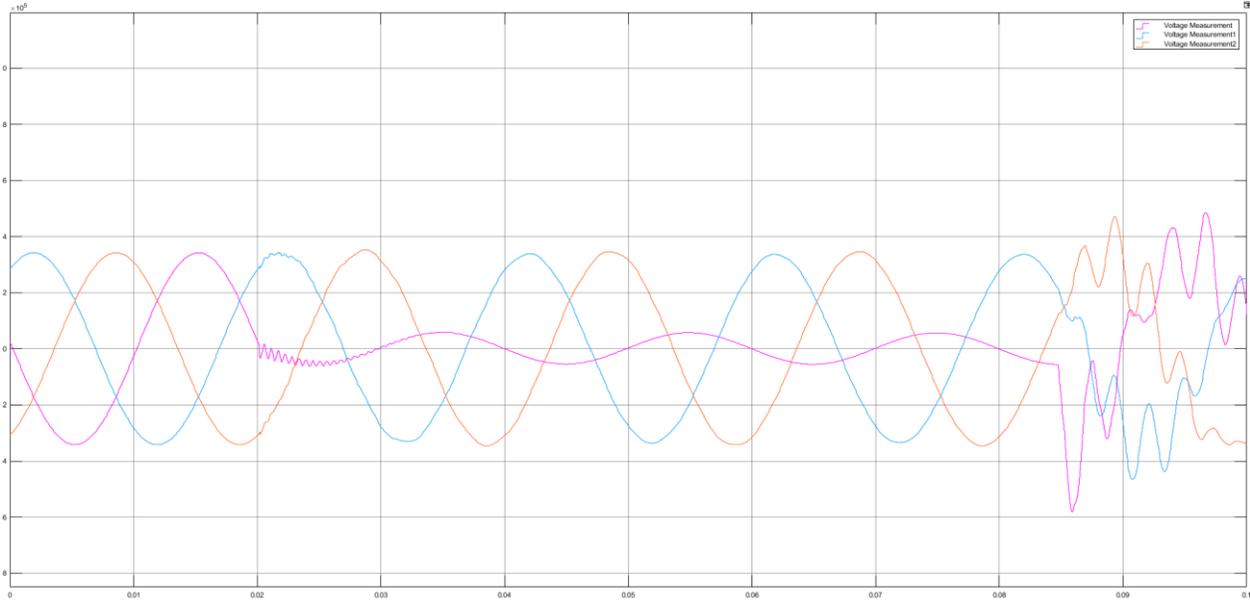


Figure (3.2) : Signaux des tensions au jeu de barres ‘S’ pour un défaut monophasé « phase a - terre » avec $R_f=10 \Omega$ et $m = 40 \text{ km}$

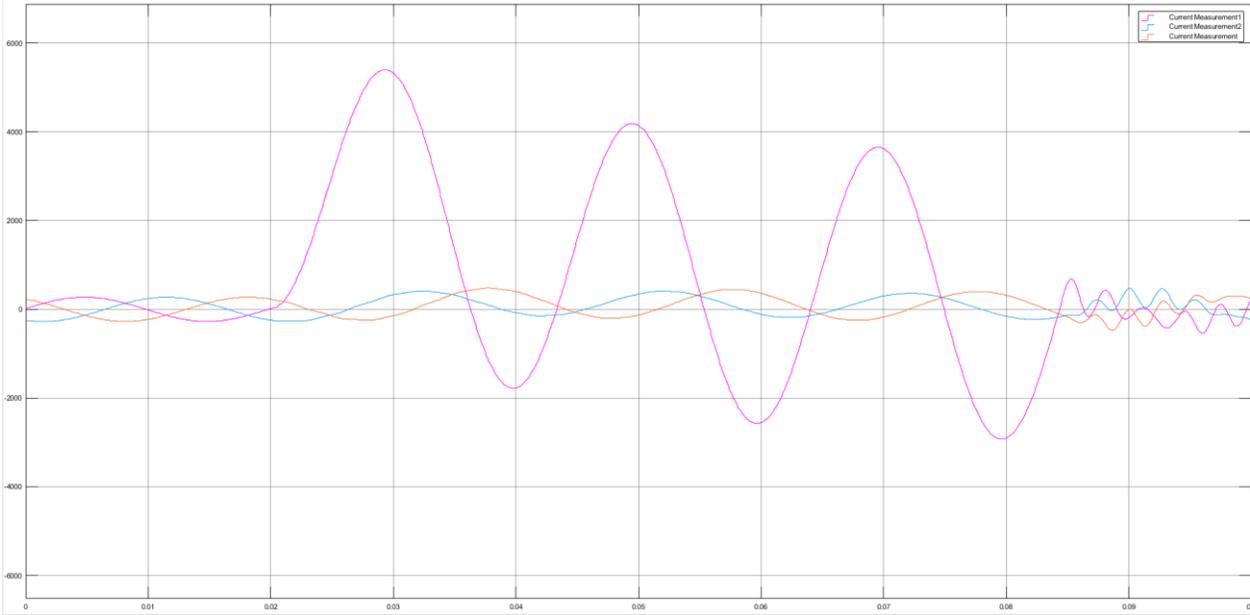


Figure (3.3) : Signaux des courants au jeu de barres ‘S’ pour un défaut monophasé « Phase a - terre » avec $R_f=10 \Omega$ et $m = 40 \text{ km}$.

Simulation et résultats

- **Défaut biphasé à la terre**

Les signaux des tensions et des courants pour un défaut biphasé à la terre (ab-terre) sont montrés sur les figures (3.4) et (3.5) respectivement.

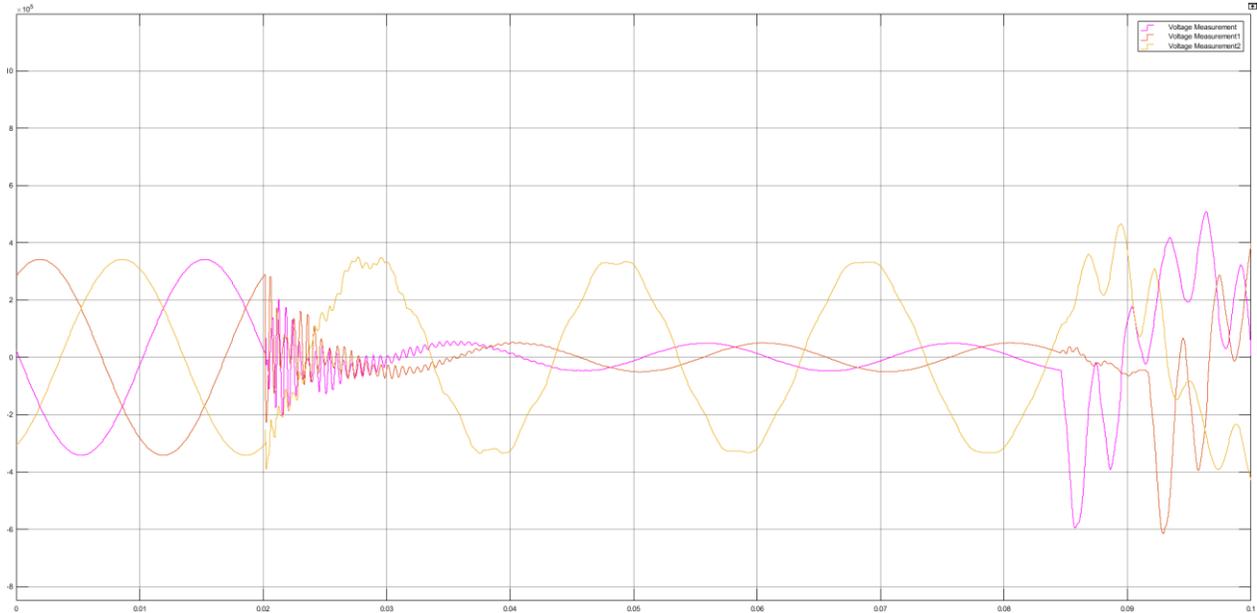


Figure (3.4) : Signaux des tensions au jeu de barres ‘S’ pour un défaut biphasé à la terre avec

$$R_f = 10 \Omega \text{ et } m = 40 \text{ km.}$$

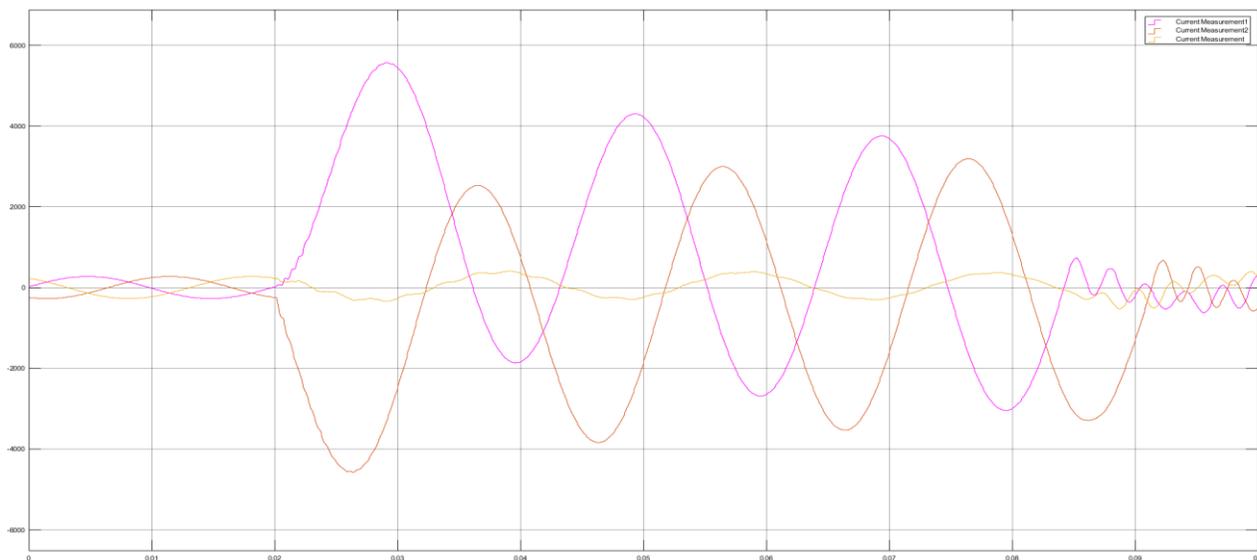


Figure (3.5) : Signaux des courants au jeu de barres ‘S’ pour un défaut biphasé à la terre avec R_f

$$= 10 \Omega \text{ et } m = 40 \text{ km.}$$

Simulation et résultats

- **Défaut biphasé sans terre**

Les signaux des tensions et des courants pour un défaut biphasé sans terre sont montrés sur les figures (3.6) et (3.7) respectivement.



Figure (3.6) : Signaux des tensions au jeu de barres ‘S’ pour un défaut biphasé sans terre avec $m = 40\text{km}$.

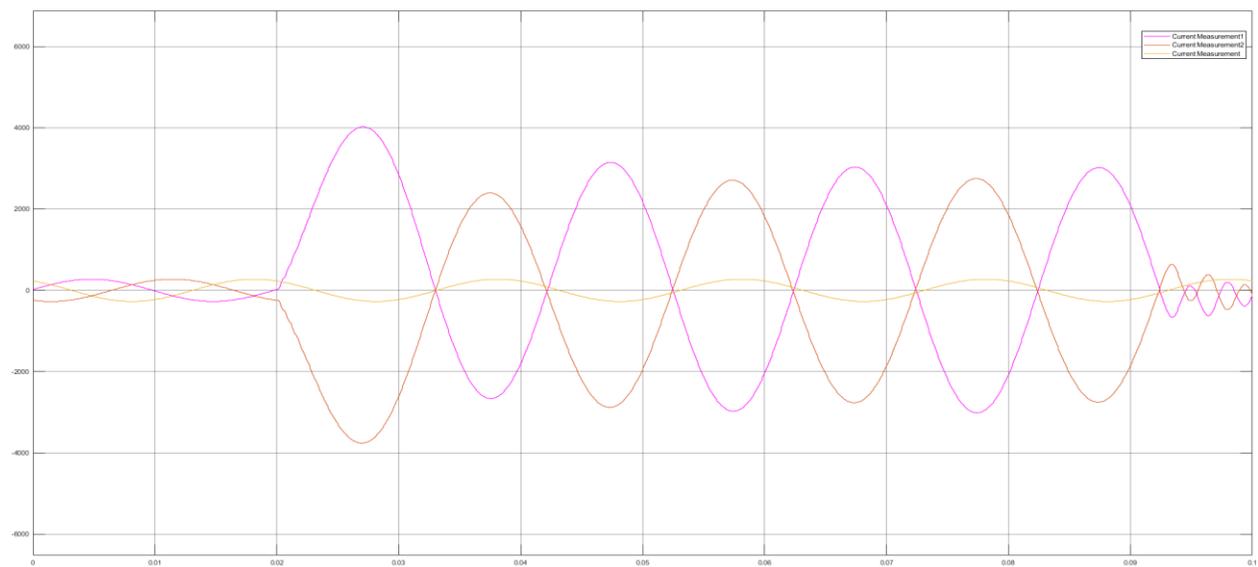


Figure (3.7) : Signaux des courants au jeu de barres ‘S’ pour un défaut biphasé sans terre avec $m = 40\text{km}$.

Simulation et résultats

- **Défaut triphasé**

Les signaux des tensions et des courants pour un défaut triphasé à la terre sont montrés sur les figures (3.8) et (3.9) respectivement.

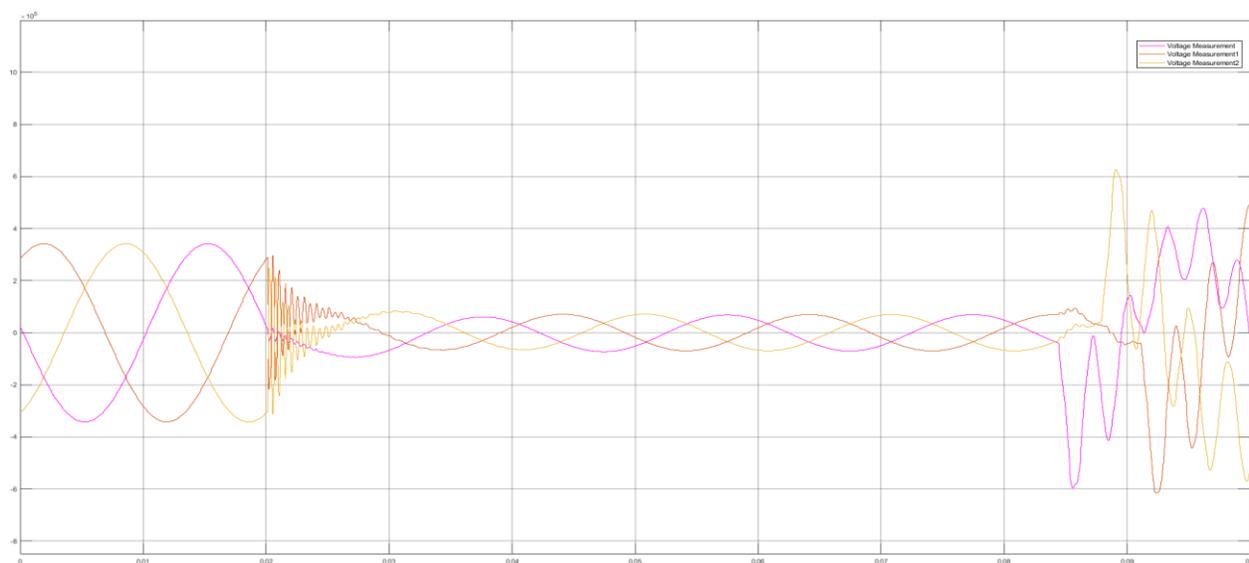


Figure (3.8) : Signaux des tensions au jeu de barres ‘S’ pour un défaut triphasé à la terre avec $R_f = 10 \Omega$ et $m = 40\text{km}$.



Figure (3.9) : Signaux des courants au jeu de barres ‘S’ pour un défaut triphasé à la terre avec $R_f = 10 \Omega$ et $m = 40\text{km}$.

Simulation et résultats

II. Détection des défauts

Pour la détection du défaut, on va traduire la première technique qui est basée sur la comparaison entre deux échantillons successifs du même signal qui a le signal de référence :

$G_p(t) = 2G(t-T) - G(t-2T)$ a un bloc et l'utiliser pour détecter la phase en défaut par la comparaison entre les signaux obtenus par chaque phase.

Le réseau avec le bloc de détection du défaut est représenté sur la figure suivante :

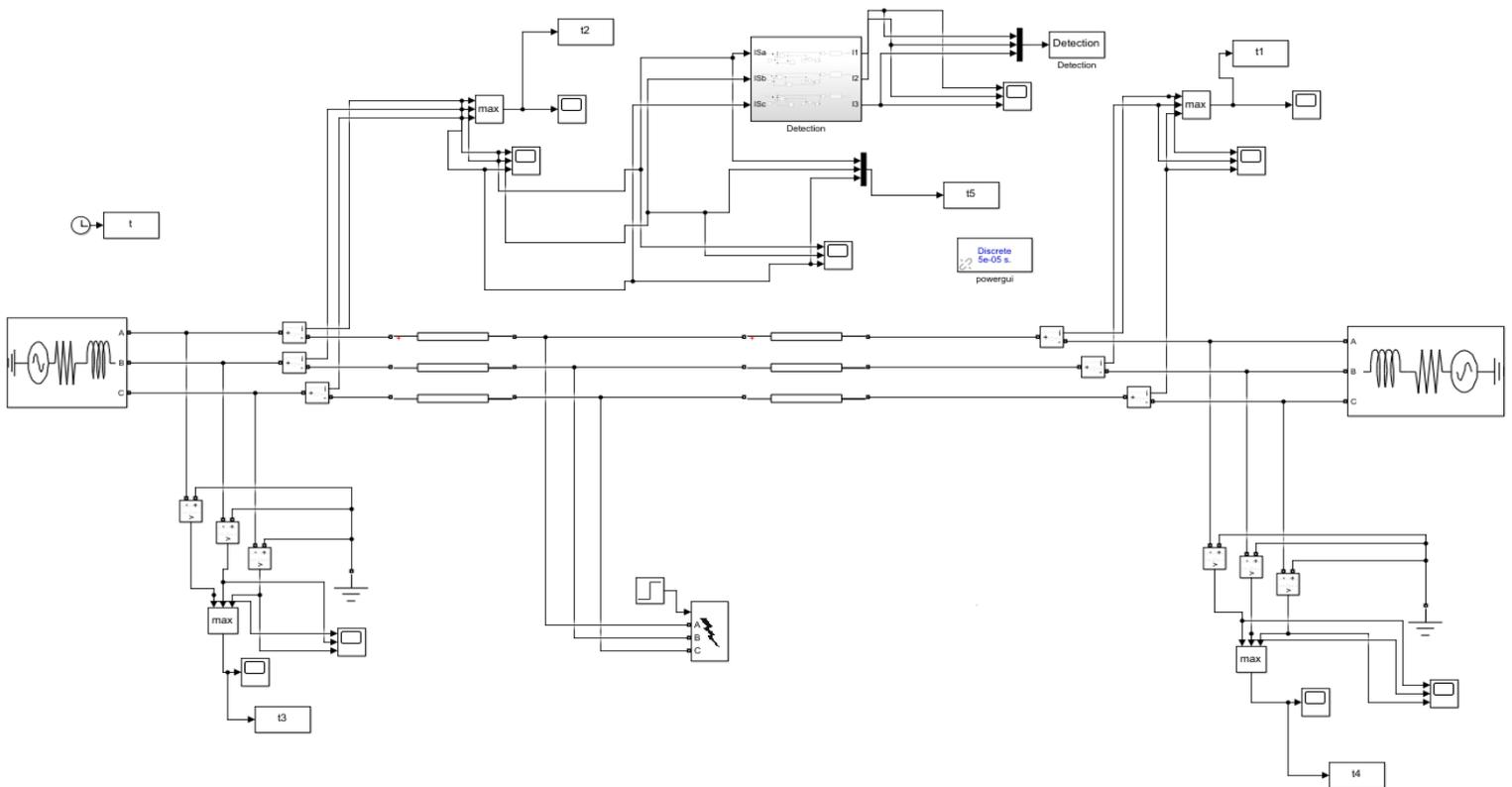


Figure (3.10) ligne de transport avec le bloc de détection.

Simulation et résultats

II.1. Bloc de détection du défaut

La figure (3.11) représente le bloc de détection du défaut avec les entrées et les sorties du bloc.

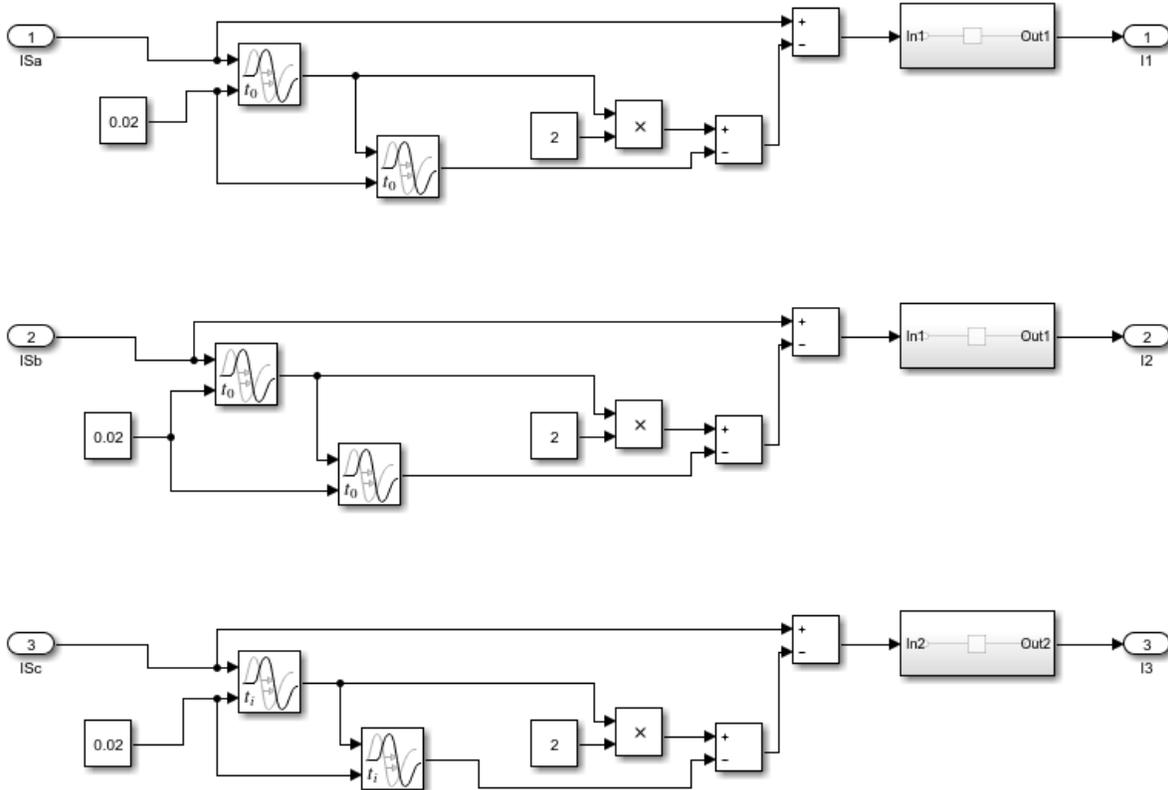


Figure (3.11) Bloc de détection.

- **Résultats du détecteur de défaut.**

Dans les figures suivantes, on représente respectivement les sorties du détecteur pour les trois phases (A-B-C), on considère que le défaut apparaît au $t=0.1$ ms.

Simulation et résultats

- Défaut monophasé

Détection d'un défaut monophasé B-G

La **figure (3.12)** représente les sorties du détecteur du défaut monophasé B-G.

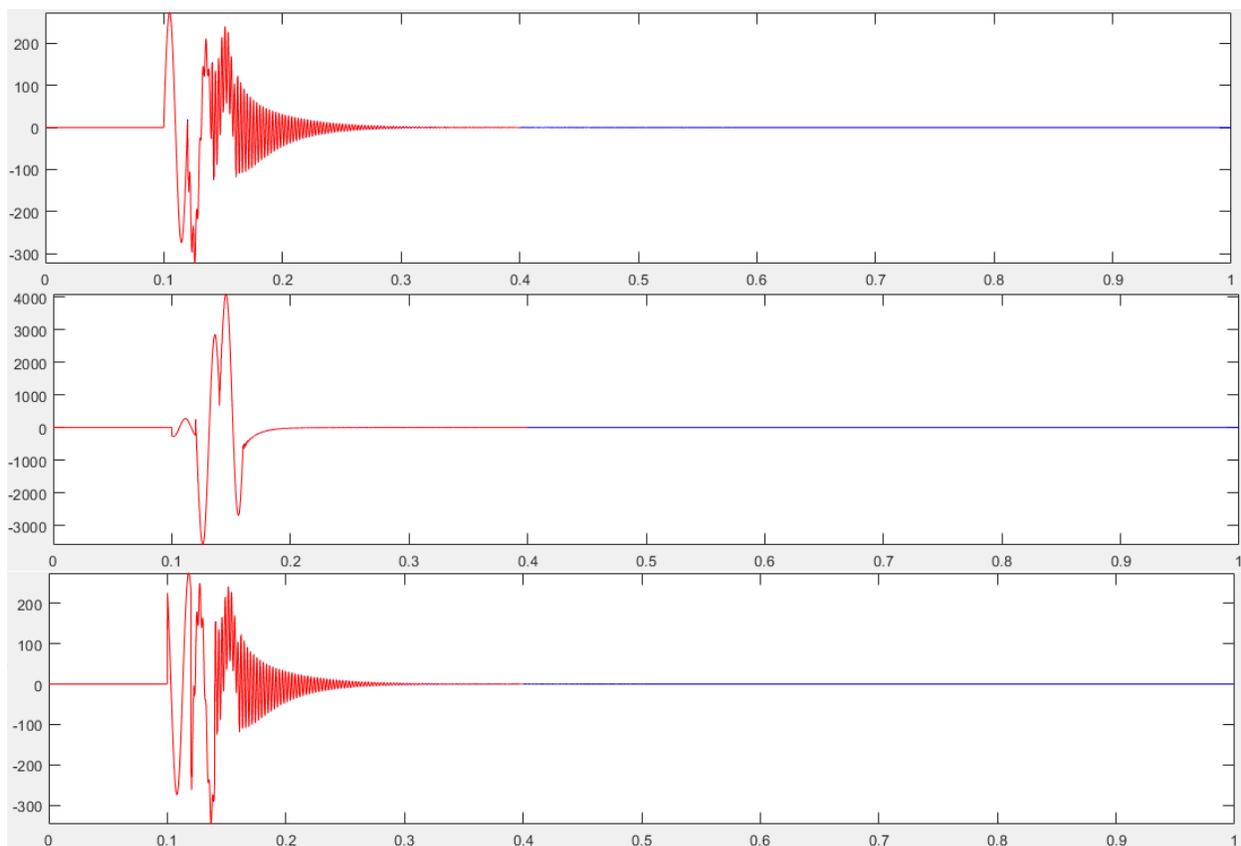


Figure (3.12) sorties du détecteur du défaut monophasé B-G

Dans ces graphes, on voit que le défaut étant supposé sur la phase B, à la sortie du bloc détecteur au niveau de la phase B le signal est dans l'intervalle $[-3000 \text{ et } 4000]$, par contre au niveau des phases A et C le signal est dans l'intervalle $[-300 \text{ et } 200]$ qui par rapport à la phase B est négligeable ce qui indique que le défaut est sur la phase B.

Simulation et résultats

- Défaut biphasé

Détection d'un défaut monophasé A-C

La **figure (3.13)** représente les sorties du détecteur du défaut biphasé A-C.

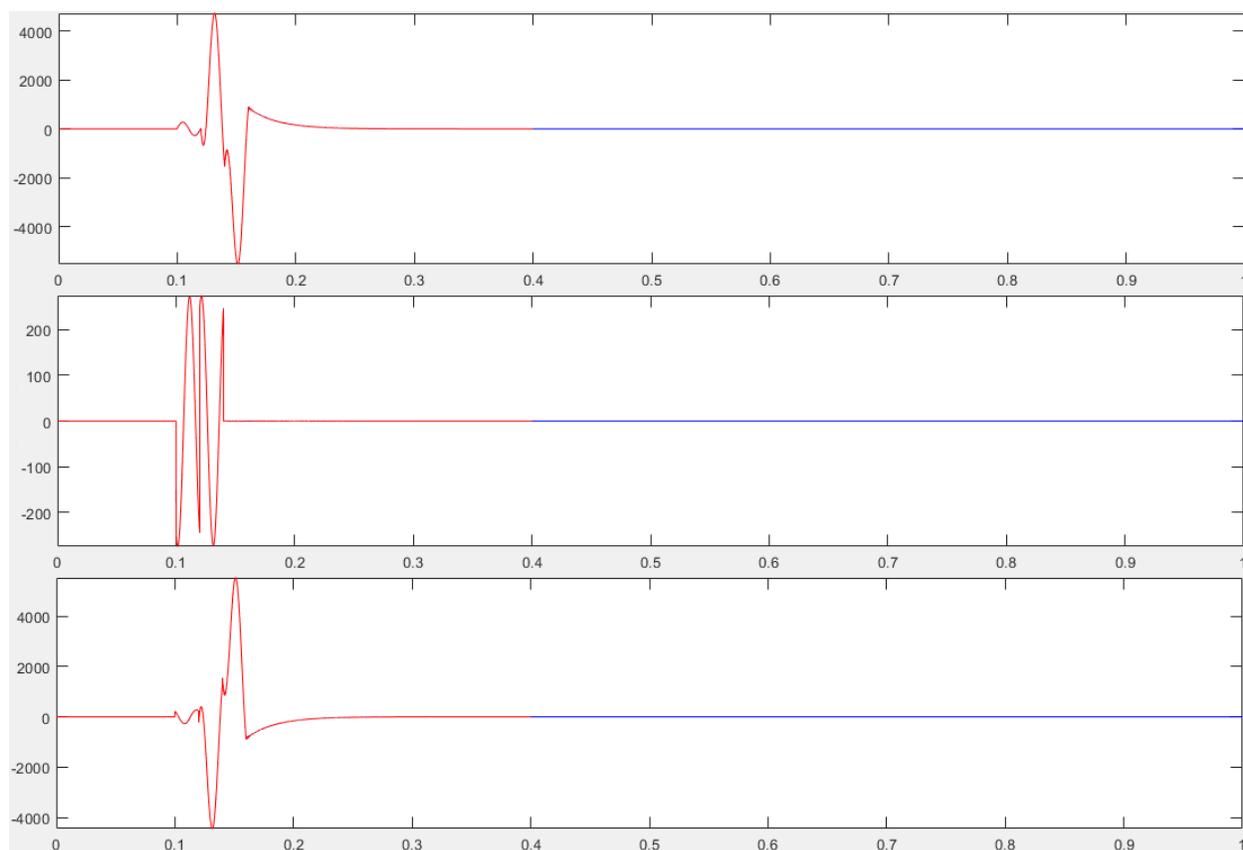


Figure (3.13) sorties du détecteur du défaut biphasé A-C.

Dans ces graphes, on voit que le défaut étant supposé sur les phases A-C, à la sortie du bloc détecteur au niveau de la phase A le signal est dans l'intervalle $[-6000 \text{ et } 4000]$ et pour la phase C, le signal est dans l'intervalle $[-4000 \text{ et } 6000]$, par contre au niveau de la phase B le signal est dans l'intervalle $[-300 \text{ et } 200]$ qui par rapport aux phases A-C est négligeable ce qui indique que le défaut est sur les phases A-C.

Simulation et résultats

- Défaut triphasé

Détection d'un défaut monophasé A-B-C

La **figure (3.14)** représente les sorties du détecteur du défaut triphasé A-B-C.

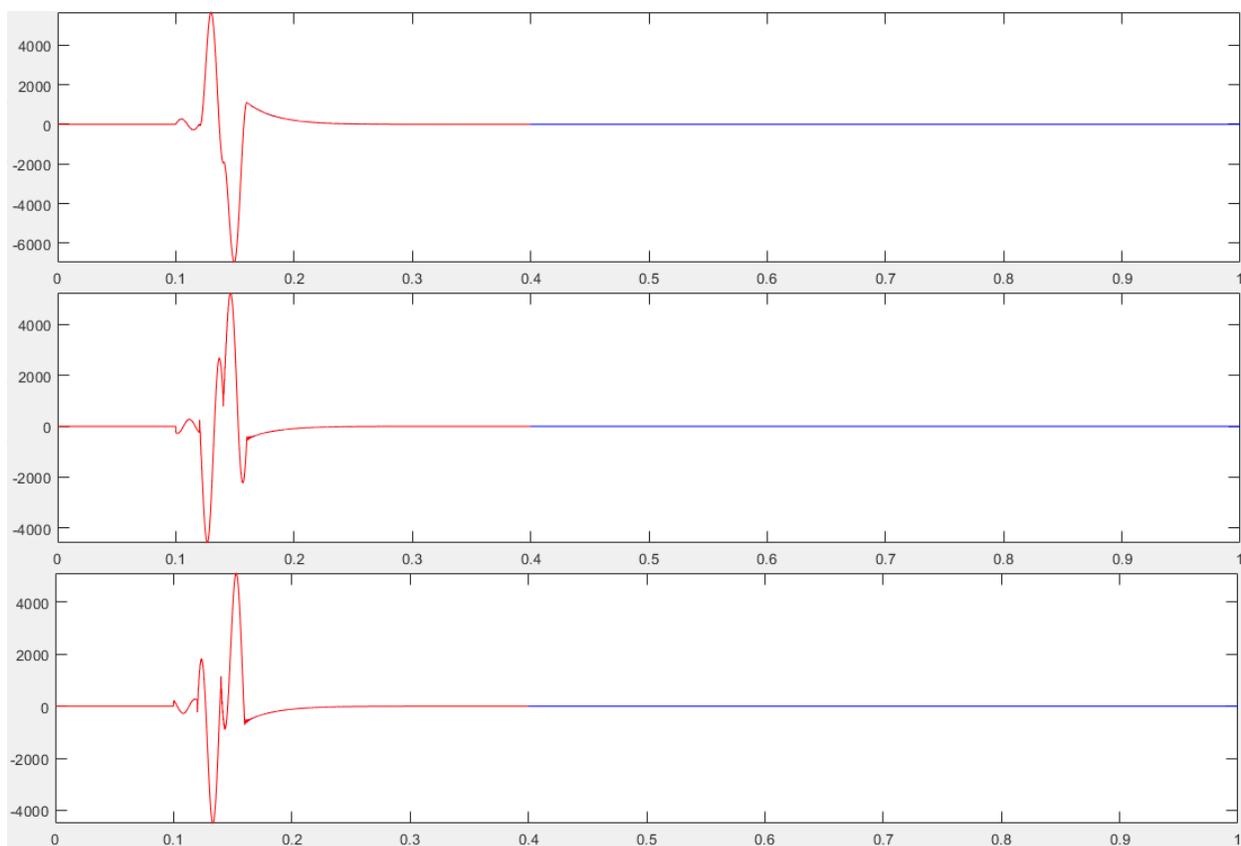


Figure (3.14) sorties du détecteur du défaut triphasé A-B-C.

Dans ces graphes, on voit que le défaut étant supposé sur les phases A-B-C, à la sortie du bloc détecteur au niveau de la phase A le signal est dans l'intervalle $[-8000 \text{ et } 6000]$, pour la phase B le signal est dans l'intervalle $[-4000 \text{ et } 6000]$ et pour la phase C le signal est dans l'intervalle $[-5000 \text{ et } 5000]$ ce qui indique que le défaut est sur les phases A-B-C.

Simulation et résultats

III. Classification des défauts

Pour la classification des défauts à l'aide des algorithmes de la FFT, on a traduit les expressions de la théorie des composantes symétriques et l'utilisation des arguments des composantes symétriques des courants à un bloc qui est utilisé pour la classification.

Le réseau avec le bloc pour la classification du défaut est représenté sur la **figure (3.15)**

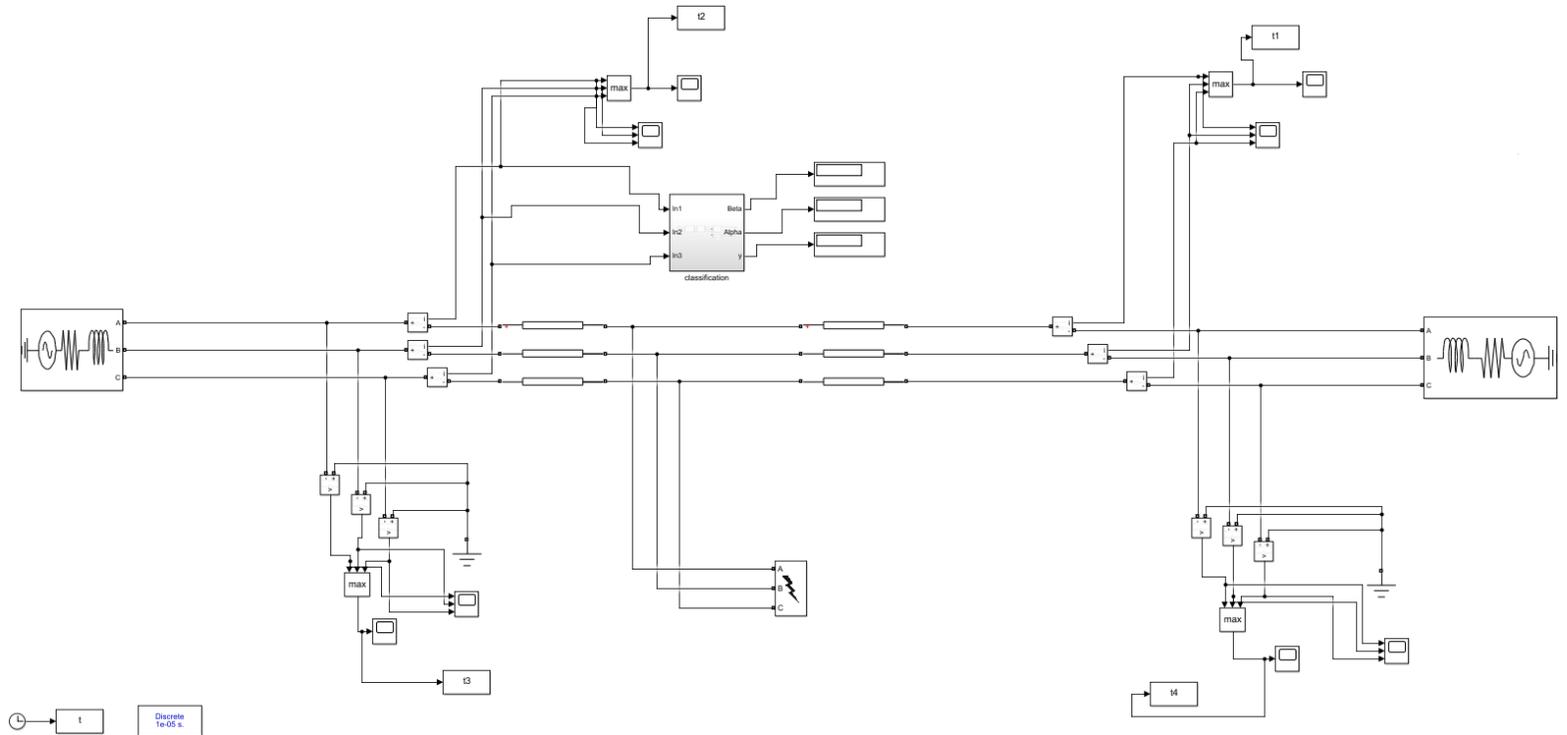


Figure (3.15) ligne de transport avec le bloc de la classification de défaut

Simulation et résultats

III.1. Bloc de classification de défaut

Afin d'évaluer les performances de la méthode des variables indépendantes des composantes symétriques de courant, le courant est filtré par un filtre passe-bas (butter-Worth), puis la théorie des composantes symétriques est utilisée pour échantillonner le courant pour la transformation.

La figure (3.16) montre le bloc de classification des défauts et ses sorties.

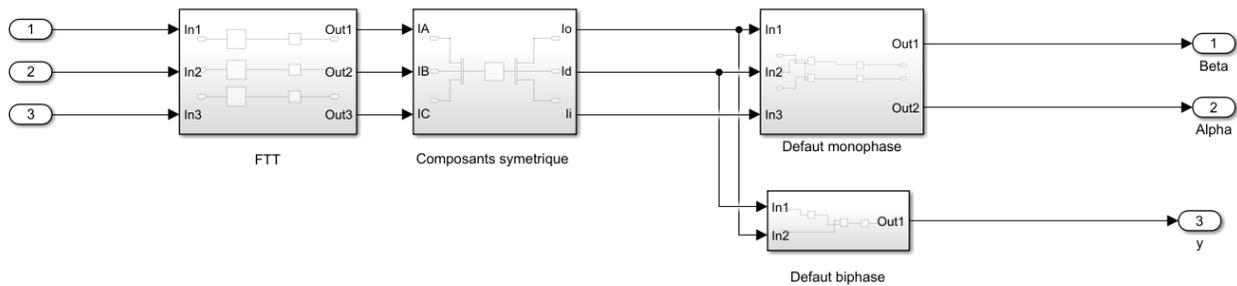


Figure (3.16) bloc de classification de défaut.

- Défaut monophasé avec terre A-G

La figure (3.17) montre le bloc du défaut où on a choisi un défaut monophasé A-G :

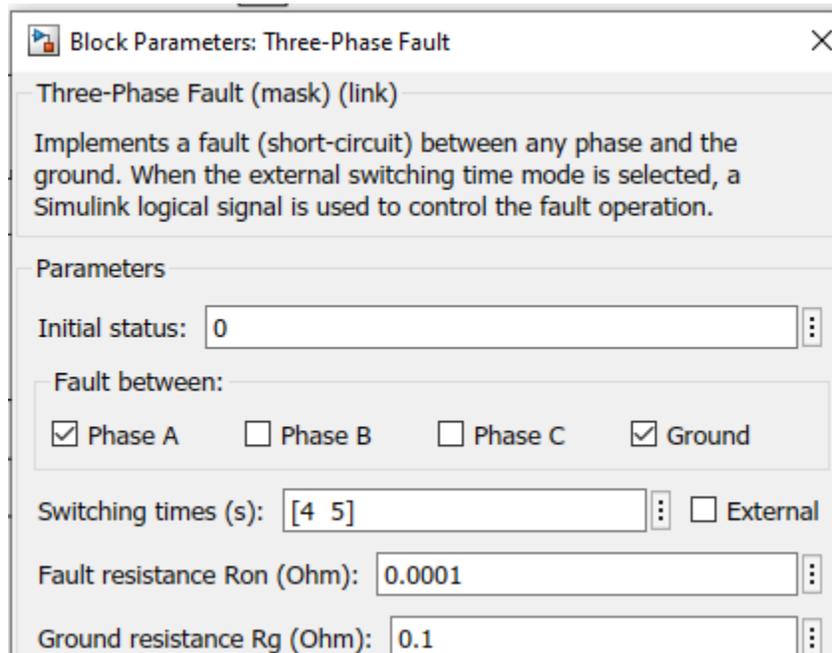


Figure (3.17) défaut monophasé à la terre.

Simulation et résultats

➤ Résultats de simulation pour un défaut monophasé à la terre :

Le tableau (3.1) Explique les valeurs α° et β° du défaut phase A en fonction de la position Défauts avec différentes valeurs de résistance de défauts.

Distance (km)	Rf=0(Ohm)		Rf=5(Ohm)		Rf=10(Ohm)		Rf=15(Ohm)	
	α_a	β_a	α_a	β_a	α_a	β_a	α_a	β_a
10	0.059	0.118	0.016	0.053	0.023	0.048	0.022	0.044
20	0.047	0.095	0.026	0.032	0.018	0.037	0.047	0.09
30	0.036	0.073	0.42	0.03	0.01	0.02	0.01	0.03
40	0.02	0.045	0.01	0.02	0.008	0.01	0.007	0.01
50	0.009	0.01	0.004	0.008	0.003	0.007	0.003	0.006
60	-0.136	-0.01	-0.002	-0.004	-0.002	-0.004	-0.001	-0.003
70	-0.121	-0.04	-0.09	-0.01	-0.07	-0.01	-0.07	-0.01
80	-0.103	0.07	-0.013	0.03	-0.01	-0.028	-0.013	-0.026
90	-0.089	-0.1	-0.02	-0.04	-0.019	-0.02	-0.03	-0.01
100	-0.062	-0.158	-0.032	-0.06	-0.026	-0.05	-0.02	-0.04

Tableau (3.1) les valeurs α° et β° du défaut phase A en fonction de la position Défauts avec différentes valeurs de résistance de défaut.

Commentaire : D'après le tableau, on remarque que les résultats obtenus de α° et β° du défaut à la phase A en fonction de la position des défauts pour des différentes valeurs de résistances sont à la limite de 0 ou pour un défaut monophasé à la phase A en l'utilisation des arguments des composantes symétriques des courant l'angle de référence est $\alpha^\circ=0$, $\beta^\circ=0$.

Simulation et résultats

IV. Localisation

IV.1. Localisation des défauts dans les lignes de transport en utilisant les données d'une seule extrémité de la ligne

Dans la localisation du défaut, on va faire notre étude sur deux méthodes de Takagi (Takagi et Takagi modifiée) où les résultats obtenus de l'erreur de localisation e (%) par Takagi en utilisation de son algorithme n'a pas dépassé le 2.6% [20]

$$e(\%) = \frac{|la\ distance\ calculée(X) - la\ distance\ réelle(m)|}{longueur\ de\ la\ ligne(l)} \times 100$$

➤ **Méthode 1 : Utilisation de la méthode de TAKAGI**

• **Défaut monophasé**

Le **tableau (3.2)** représente les valeurs de l'endroit du défaut calculé X (km) et l'erreur de localisation e (%) en fonction de l'endroit réel de défaut m (km) pour les différentes valeurs de la résistance du défaut R_f .

	Rf=0(Ohm)		Rf=5(Ohm)		Rf=10(Ohm)	
m(km)	x(km)	e(%)	x(km)	e(%)	x(km)	e(%)
10	10.02	0.016667	10.81	0.675	11.45	1.208333
20	20.04	0.033333	20.94	0.783333	21.64	1.366667
30	30.1	0.083333	31.12	0.933333	31.85	1.541667
40	40.14	0.116667	41.29	1.075	41.9	1.583333
50	50.21	0.175	51.48	1.233333	52.2	1.833333
60	60.34	0.283333	61.65	1.375	62.47	2.058333
70	70.34	0.283333	71.85	1.541667	72.65	2.208333
80	80.4	0.333333	82.05	1.708333	82.8	2.333333
90	90.6	0.5	92.42	2.016667	92.8	2.333333
100	100.5	0.416667	102.3	1.916667	101.9	1.583333
110	110.8	0.666667	111.7	1.416667	109.1	0.75

Tableau (3.2): L'endroit de défaut calculé X (km) et l'erreur de localisation e (%) en fonction de la résistance du défaut R_f et l'endroit réel m (km).

Simulation et résultats

La figure (3.18) montre les erreurs de localisation e (%), en fonction de l'endroit réel de défaut m (km) pour différentes valeurs de la résistance du défaut R_f .

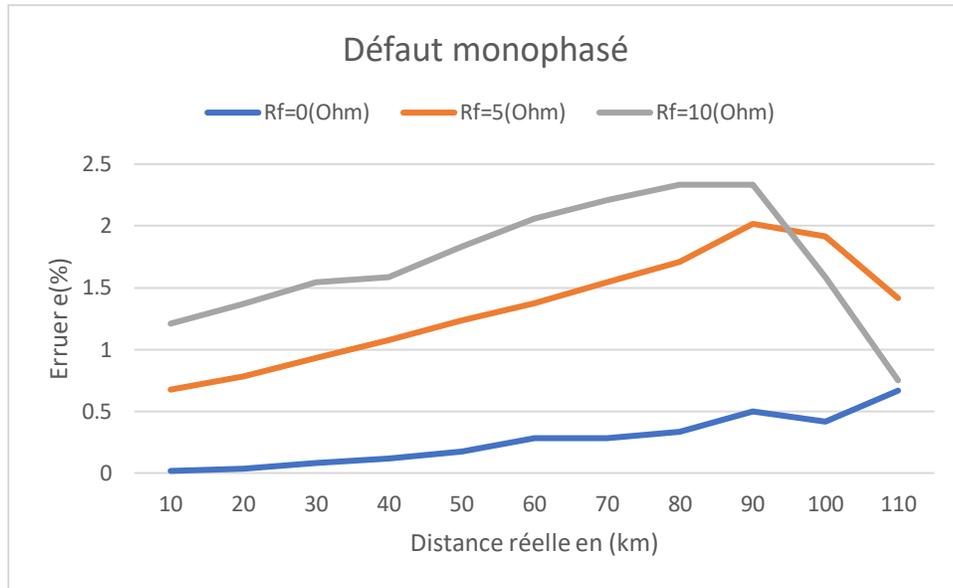


Figure (3.18) : Erreurs de localisation e (%), en fonction de l'endroit réel du défaut m (km) pour différentes valeurs de la résistance de défaut R_f .

Pour un défaut monophasé, la résistance de défaut a une influence sur très importante sur la détermination de l'endroit de défaut, on remarque que plus la valeur de la résistance de défaut augmente plus l'erreur de localisation augmente.

Les résultats obtenus montrent que pour la résistance du défaut 0ohm l'erreur de localisation en fonction de la distance réelle est de 0.7%, pour la résistance 05 ohm l'erreur de localisation en fonction de la distance réelle est de 2% de l'endroit réelle du défaut et pour une résistance de 10ohm on voit que l'erreur de localisation enregistrée est 2.3%.

Simulation et résultats

- **Défauts biphasés avec terre**

Le tableau 3.3 représente les valeurs de l'endroit du défaut calculé X(km) et l'erreur de localisation e (%) en fonction de l'endroit réel du défaut m(km) respectivement pour les différentes valeurs de la résistance de défaut Rf.

m(km)	rf=0(Ohm)		Rf=5(Ohm)		Rf=10(Ohm)	
	x(km)	e(%)	x(km)	e(%)	x(km)	e(%)
10	10.08	0.066667	10.11	0.091667	11.1	0.916667
20	20.25	0.208333	20.31	0.258333	20.35	0.291667
30	30.52	0.433333	30.6	0.5	30.66	0.55
40	40.66	0.55	40.84	0.7	40.8	0.666667
50	50.8	0.666667	50.98	0.816667	50.8	0.666667
60	61.45	1.208333	61.6	1.333333	61.7	1.416667
70	71.2	1	71.3	1.083333	71.3	1.083333
80	80.61	0.508333	81.71	1.425	81.9	1.583333
90	92.25	1.875	92.44	2.033333	92.6	2.166667
100	102.94	2.45	103.2	2.666667	103.4	2.833333
110	113.71	3.091667	114.2	3.5	114.6	3.833333

Tableau (3.3): L'endroit du défaut calculé X (km) et l'erreur de localisation e (%) en fonction de la résistance de défaut Rf et l'endroit réel m (km).

Simulation et résultats

La figure (3.19) montre les erreurs de localisation e (%), en fonction de l'endroit réel de défaut m (km) pour différentes valeurs de la résistance du défaut R_f .

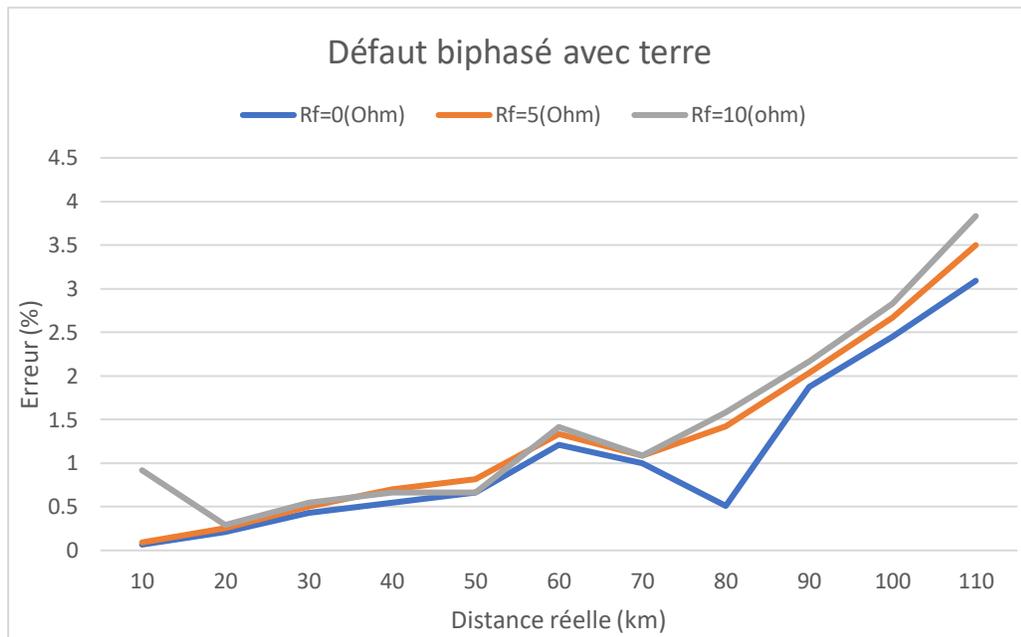


Figure (3.19): Erreurs de localisation e (%), en fonction de l'endroit réel du défaut m (km) pour différentes valeurs de la résistance du défaut R_f .

On remarque que pour le défaut biphasé avec terre, selon l'étude de Takagi pour grandes distances et grandes résistances pour biphasé avec terre, l'erreur de localisation augmente avec l'éloignement du défaut au jeu de barre utilisé pour extraire les données et aussi avec l'augmentation de la résistance de défaut, plus le défaut est situé à l'autre extrémité de la ligne plus l'erreur de localisation augmente, plus la résistance de défaut est importante plus l'erreur de localisation augmente.

Simulation et résultats

- **Défauts biphasés sans terre**

Le tableau (3.4) représente les valeurs de l'endroit du défaut calculé $X(\text{km})$ et l'erreur de localisation $e(\%)$ en fonction de l'endroit de défaut $m(\text{km})$ respectivement.

$m(\text{km})$	$x(\text{km})$	$e (\%)$
10	10.2	0.166667
20	20.4	0.333333
30	30.8	0.666667
40	41.03	0.858333
50	51.2	1
60	62.04	1.7
70	71.7	1.416667
80	81.8	1.5
90	92.8	2.333333
100	103.7	3.083333
110	114.5	3.75

Tableau (3.4): L'endroit du défaut calculé X (km) et l'erreur de localisation e (%) en fonction de l'endroit réel m (km).

Simulation et résultats

La figure (3.20) montre les erreurs de localisation e (%), en fonction de l'endroit réel de défaut m (km).

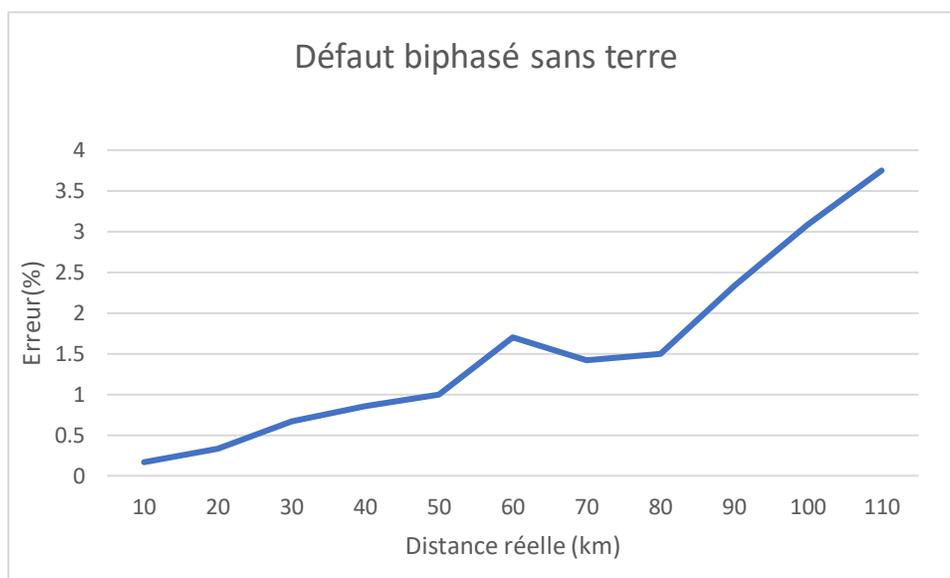


Figure (3.20): Erreurs de localisation e (%) en fonction de l'endroit réel du défaut m (km).

Pour un défaut biphasé sans terre, les résultats obtenus montrent que pour ces endroits, l'erreur de localisation en fonction de la distance réelle ne dépasse pas 3.77%.

On remarque que pour le défaut biphasé sans terre, selon l'étude de Takagi pour un défaut biphasé sans terre l'endroit du défaut a une influence sur l'estimation de lieu du défaut.

Simulation et résultats

➤ **Méthode 2 : Utilisation de la méthode de « TAKAGI MODIFIEE » (MTM)**

• **Défaut monophasé**

Le **tableau (3.5)** représente les valeurs de l'endroit du défaut calculé X(km) et l'erreur de localisation e (%) en fonction de l'endroit réel du défaut m(km) respectivement pour les différentes valeurs de la résistance du défaut Rf.

m(km)	Rf=0(Ohm)		Rf=5(Ohm)		Rf=10(Ohm)	
	x(km)	e(%)	x(km)	e (%)	x(km)	e(%)
10	11	0.833333	10.82	0.683333	11.25	1.041667
20	21.87	1.558333	21.6	1.333333	22.2	1.833333
30	32.6	2.166667	32.15	1.791667	32.86	2.383333
40	43.4	2.833333	42.86	2.383333	43.6	3
50	53.8	3.166667	53.13	2.608333	54.04	3.366667
60	63.47	2.891667	63.05	2.541667	64.3	3.583333
70	73.7	3.083333	72.8	2.333333	74.31	3.591667
80	81.4	1.166667	83.4	2.833333	85.3	4.416667
90	91.8	1.5	92.5	2.083333	93.74	3.116667
100	98.6	1.166667	97.1	2.416667	96.1	3.25
110	108.05	1.625	105.6	3.666667	104.1	4.916667

Tableau (3.5): L'endroit du défaut calculé X (km) et l'erreur de localisation e (%) en fonction de la résistance du défaut Rf et l'endroit réel m (km)

Simulation et résultats

La figure (3.21) montre les erreurs de localisation e (%), en fonction de l'endroit réel de défaut m (km) pour différentes valeurs de la résistance du défaut R_f .

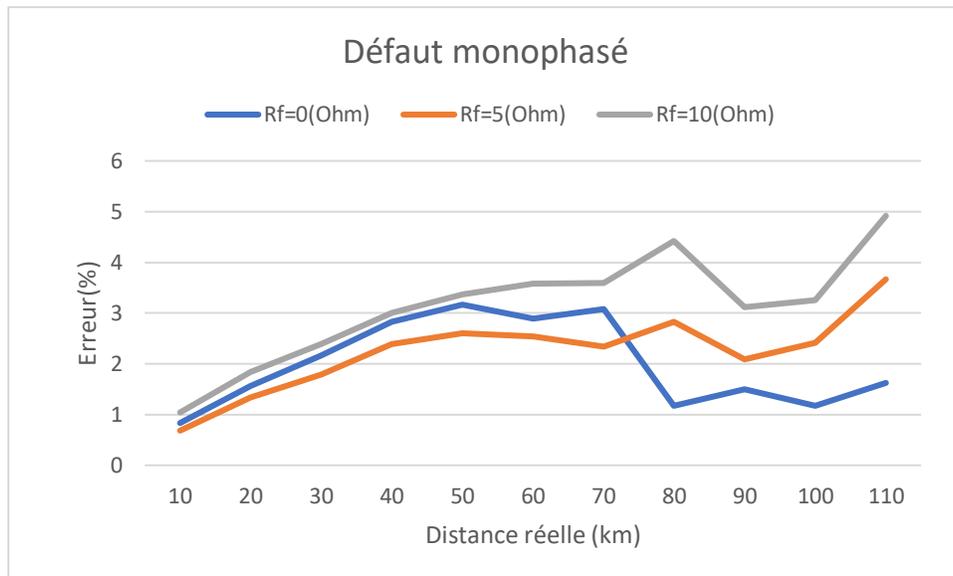


Figure (3.21): Erreurs de localisation e (%), en fonction de l'endroit réel du défaut m (km) pour différentes valeurs de la résistance de défaut R_f .

Pour un défaut monophasé, les résultats obtenus montrent que pour la résistance du défaut 0ohm l'erreur de localisation en fonction de la distance réelle a un pourcentage jusqu'à 3.16%, pour la résistance 10ohm l'erreur de localisation en fonction de la distance réelle a un pourcentage jusqu'à 3.6% de l'endroit réelle du défaut et pour une résistance de 10ohm on voit que l'erreur de localisation a un pourcentage jusqu'à 4.9%.

On remarque que pour le défaut monophasé, selon l'étude de Takagi pour un défaut monophasé les résultats obtenus montrent que l'erreur de localisation augmente avec l'augmentation de la résistance du défaut et dépend aussi de lieu de défaut.

Simulation et résultats

- Défauts biphasés avec terre

Le tableau (3.6) représente les valeurs de l'endroit du défaut calculé X(km) et l'erreur de localisation e (%) en fonction de l'endroit de défaut m(km) respectivement pour les différentes valeurs de la résistance du défaut Rf.

m(km)	Rf=0(Ohm)		Rf=5(Ohm)		Rf=10(Ohm)	
	x(km)	e(%)	x(km)	e(%)	x(km)	e(%)
10	10.03	0.025	10.36	0.3	10.68	0.566667
20	20.2	0.166667	20.3	0.25	21.03	0.858333
30	30.6	0.5	30.2	0.166667	31.2	1
40	40.9	0.75	40.42	0.35	41.49	1.241667
50	51.52	1.266667	50.4	0.333333	51.6	1.333333
60	61.06	0.883333	60.19	0.158333	61.86	1.55
70	71.65	1.375	70.3	0.25	71.33	1.108333
80	80.81	0.675	79.88	0.1	82.4	2
90	91.5	1.25	90.4	0.333333	93.3	2.75
100	101.9	1.583333	100.6	0.5	104.1	3.416667
110	112.5	2.083333	110.7	0.583333	114.09	3.408333

Tableau (3.6): L'endroit du défaut calculé X (km) et l'erreur de localisation e(%) en fonction de la résistance du défaut Rf et l'endroit réel m (km)

Simulation et résultats

La figure (3.22) montre les erreurs de localisation e (%), en fonction de l'endroit réel de défaut m (km) pour différentes valeurs de la résistance du défaut R_f .

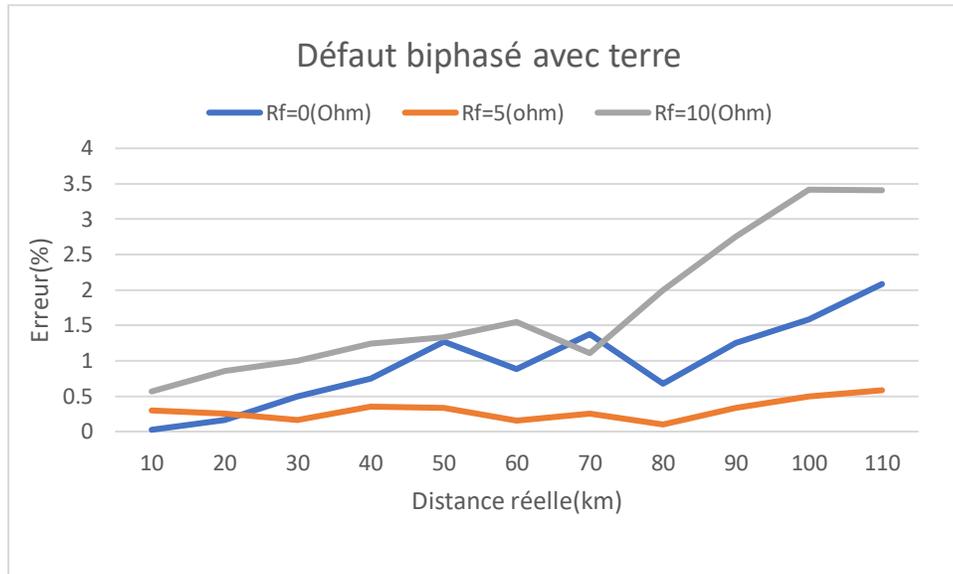


Figure (3.22): Erreurs de localisation e (%), en fonction de l'endroit réel du défaut m (km).

Pour un défaut biphasé avec terre les résultats obtenus montrent que pour la résistance 0ohm l'erreur de localisation en fonction de la distance réelle a un pourcentage jusqu'à 2.08%, pour la résistance 10ohm l'erreur de localisation en fonction de la distance réelle a un pourcentage jusqu'à 0.58% de l'endroit réelle du défaut et pour une résistance de 10ohm on voit que l'erreur de localisation a un pourcentage jusqu'à 3.40%.

On note que pour le défaut biphasé avec terre, selon l'étude de Takagi Pour un défaut biphasé avec terre les résultats obtenus montrent bien que pour des petites résistances du défaut on obtient de bons résultats, l'endroit du défaut influence aussi sur l'estimation de lieu du défaut, plus le défaut est situé à l'autre extrémité de la ligne plus l'erreur de localisation augmente.

Simulation et résultats

- Défauts biphasés sans terre

Le tableau (3.7) représente les valeurs de l'endroit du défaut calculé $X(\text{km})$ et l'erreur de localisation e (%) en fonction de l'endroit de défaut $m(\text{km})$ respectivement.

$m(\text{km})$	$x(\text{km})$	e (%)
10	10.03	0.025
20	20.2	0.166667
30	30.4	0.333333
40	40.7	0.583333
50	51.1	0.916667
60	60.6	0.5
70	71.2	1
80	80.2	0.166667
90	91.05	0.875
100	101.2	1
110	111.6	1.333333

Tableau (3.7): L'endroit du défaut calculé X (km) et l'erreur de localisation e (%) en fonction de l'endroit réel m (km).

Simulation et résultats

La figure (3.23) montre les erreurs de localisation e (%), en fonction de l'endroit réel de défaut m (km).

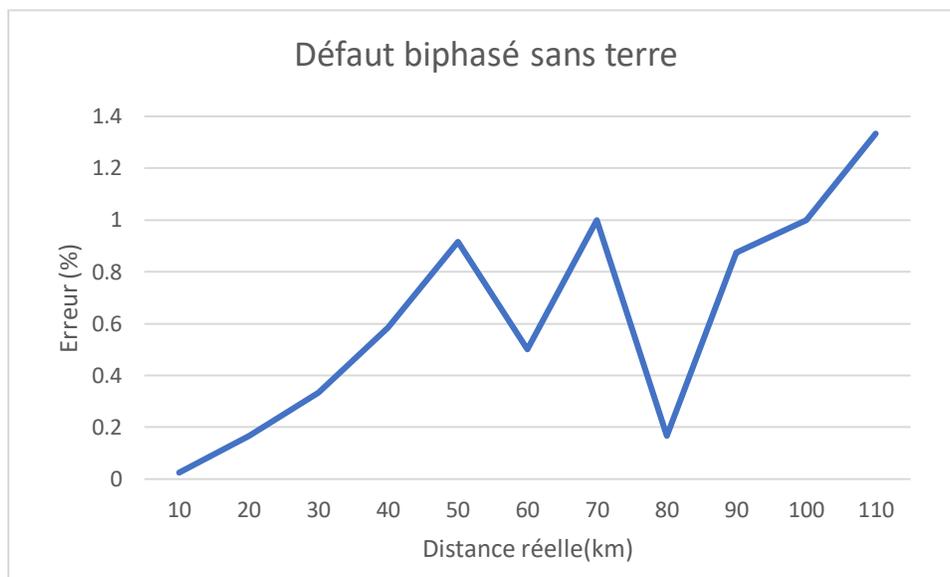


Figure (3.23): Erreurs de localisation e (%), en fonction de l'endroit réel du défaut m (km).

Pour un défaut biphasé sans terre les résultats obtenus montrent que pour les endroits l'erreur de localisation en fonction de la distance réelle ne dépasse pas 1.33%.

On note que pour le défaut biphasé avec terre, selon l'étude de Takagi que pour ce type de défaut les résultats obtenus montrent que l'erreur est faible pour tous les endroits du défaut.

Simulation et résultats

Conclusion

L'utilisation de la méthode des arguments des composantes symétriques des courants a été l'objet de la simulation de notre réseau de 420 kV sur le logiciel (Simulink-Matlab) avec des différentes situations des défauts.

Deux méthodes utilisant les données d'une seule extrémité de la ligne ont été proposées.

La première méthode a été discuté dans la littérature par « TAKAGI » qui utilise le courant de superposition ΔIS et le courant du pré-défaut.

La deuxième méthode est une modification de la méthode de « TAKAGI » basée sur l'utilisation du courant homopolaire avec un angle de correction β afin de l'utiliser dans un système déséquilibré, Les résultats de simulation ont prouvé des résultats acceptables.

Conclusion Générale

Conclusion générale

Dans cette thèse on a fait le développement de nouvelles méthodes de détection et de Classification et de localisation des défauts dans les lignes de transport d'énergie électrique une étude dans le domaine de la protection a distance pour l'analyse des différents défauts en se basons sur la simulation « matlab-simulink »

Le 1^{er} chapitre présente une généralité sur les réseaux électriques, et les défauts (court-circuit, surcharges, surtension, oscillation, déséquilibre) qui affectent ces réseaux en expliquant leur origine, leur type, ces effets et ces conséquences, et puis une étude sur les systèmes de protection utilisé dans ces réseaux et les qualités principales de cette protection (fiabilité, sensibilité, disponibilité, rapidité, sélectivité)

Le 2^{ème} chapitre décrit les différents techniques utilisé pour l'analyse des défauts, donc on a développé des nouvelles méthodes de détection et de Classification et de localisation des défauts pour obtenir une meilleure évaluation de l'endroit de défaut selon les données d'une seule ou des deux extrémités de la ligne.

Le 3^{ème} chapitre l'utilisation de la méthode des arguments des composantes symétriques des courants fait l'objet de notre simulation sur le réseau 420 kV sous différentes conditions de défaut sur le logiciel (Simulink-Matlab). Deux méthodes ont été proposées qui n'utilisent que les données d'une extrémité de la ligne.

La première méthode a été discutée dans la littérature "TAKAGI", qui utilise le courant superposé IS et le courant de pré-défaut.

La seconde méthode est une modification de la méthode "TAKAGI" qui est basée sur l'utilisation d'un courant homopolaire avec un angle de correction afin de l'utiliser dans un système déséquilibré.

Les résultats de simulation prouvent que les résultats sont acceptables

Bibliographie

Bibliographie

- [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]: D.F. Warne, genie electrotechnique, Série EEA, Dunod, Paris, 2007.
- [3]: P. Carrive, "Structure et planification, Réseau de distribution "Techniques de l'ingénieur, traité Génie électrique, 1990.
- [4] Cong Duc PHAM "Detection et localisation de défauts dans les réseaux de distribution HTA en presence de generation d'energie dispersee" *Doctorat 19 septembre 2005.*
- [5]: Tamer Kawady, Jurgen Stenzel, "A Practical Fault Location Approach for Double Circuit Transmission Lines Using Single End Data" *IEEE Power Delivery, vol. 18, no. 4, Oct. 2003*
- [6]: Thompson Adu "Design And Implementation Of A High Speed And Dependable Microprocessor Based Relay For Transmission Line Protection" *Ph.D. Dissertation 1993, University of Saskatchewan, Canada.*
- [7]: Boughezala, Mohammed (2013) « Etude et simulation d'un coupleur de signaux HF pour réseaux d'énergie électrique. Application : sélectivité logique des protections. » Masters thesis, Université Mohamed Khider Biskra.
- [8]: 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.
- [9]: azzaoui abdel djabar «calcul des différents courant de court circuit dans le réseau électrique » mémoire master academique kasdi merbah ouargla 2013
- [10]: W.D Stevenson, "Elements of Power System Analysis", 4th éd., McGraw-Hill Book.
- [11]: Mehrdad Vatani "A Voltage Only Method For Estimating The Location Of Transmission Faults" *Ph.D. Dissertation December 2006 The University of Texas.*
- [12]: S. Bouraghda, A. Boukadoum S. Leulmi, " Détection des Défauts dans les Lignes de Transport par les RNA Utilisant le MATLAB SIMULINK", 1Department of Electrical Engineering, University of August , 1955.
- [13]: Mr. Daaou Yassine. Classification et localisation des défauts dans les lignes de transport à THT en temps réel" mémoire en vue de l'obtention du diplôme de magister, 2011.
- [14]: brahim Farhat "Fault Detection, Classification and Location in Transmission Line Systems Using Neural Networks" *Ph.D. Dissertation mars 2003.*
- [15]: Thompson Adu " An Accurate Fault Classification Technique For power system Monitoring Devices" *IEEE 2002.*

[16]: BiswarupDas and J. Vittal Reddy, "Fuzzy-Logic-Based Fault classification scheme for Digital Distance protection",IEEE.2005.

[17]: Maher M. I. Hashim, Hew Wooi Ping, V. K. Ramachandaramurthy "Impedance-Based Fault Location Techniques for Transmission Lines".

[18]: D. Ouahdi, R. Ladjeroud, and I. Habi "An approach in the Improvement of the Reliability of Impedance Relay" Proceedings of world academy of science, engineering and technology volume 30 july 2008.

[19]: A. L. Dalcastagn.e and S. L. Zimath "A Study About the Sources of Error of Impedance-Based Fault Location Methods" IEEE 2009.

[20]: T. Takagi, Y. Yamakoshi, M. Yamaura, R. Kondou, and T. Matsushima, "Development of a New Type Fault Locator Using the One-Terminal Voltage and Current Data," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No. 8, August 1982, pp. 2892-2898.

[21]: Thompson Adu " An Accurate Fault Classification Technique For power system Monitoring Devices" IEEE 2002.

[22]: Logiciel Matlab-Simulink, Toolbox, version r2018a

[23] M. Harrysson, 'Fault Location Algorithms in Transmission Grids', Dissertation, 2014.