

Université Mohamed Khider de Biskra
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrique



MÉMOIRE DE MASTER

Faculté de Sciences et Technologie
Electrotechnique
Réseaux électriques

Réf. : Entrez la référence du document

Présenté et soutenu par :
Touhami Mohamed

Le : dimanche 7 juillet 2019

Protection à maximum de courant auto réglable

Jury :

Dr.	Ben yahia Naima	Université de Biskra	Président
Dr.	Amrani Ishak	Université de Biskra	Examineur
Pr.	Cheriet Ahmed	Université de Biskra	Rapporteur

Année universitaire : 2018 - 2019

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de l'enseignement Supérieur et de la recherche scientifique



Université Mohamed Khider Biskra
III.1.1 Faculté des Sciences et de la Technologie
III.2 Département de Génie Electrique

Filière : Electrotechnique
Option : Réseau électrique

Mémoire de Fin d'Etudes
En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Thème

**Protection à maximum de
courant auto réglable**

Présenté par : TOUHAMI Mohamed

Avis favorable de l'encadreur : Pr. CHERIET Ahmed

Avis favorable du Président du Jury : Dr.BEN YAHIA Naima

Cachet et signature



Université Mohamed Khider Biskra

III.2.1 Faculté des Sciences et de la Technologie

III.3 Département de Génie Electrique

Filière : Electrotechnique
Option : Réseau électrique

Thème : Protection à maximum de courant auto réglable

Proposé et Dirigé par : Pr. CHERIET Ahmed

Résumé

Le réseau à des exigences et perturbation causés par des différents défauts qui en dommage les matérielles, pour cela en a installée des protections qui assure la sécurité humaine et matérielle. L'un de ces protections essentielles c'est le maximum de courant qui calcule l'augmentation de courant de court-circuit et donne l'ordre de séparation ce défaut. Malheureusement cette protection à des contrainte de réglage qui est manuelle, pour cela dans ce thème on à tenter de résoudre ce problème par l'auto-réglage de la protection.

ملخص

تحتوي الشبكة على متطلبات وأعطال ناتجة عن عيوب مختلفة تلحق الضرر بالتجهيزات، ولهذا فقد قمنا بتركيب الحماية التي تضمن الأمن البشري والمادي. أحد هذه الحماية الأساسية هو الحد الأقصى للتيار الذي يحسب الزيادة في تيار الدائرة القصيرة و يعطي الأمر بفصل هذا العطل. لسوء الحظ، هذه الحماية لها قيود في ضبط اليدوي، ولهذا السبب في هذا الموضوع نحاول حل هذه المشكلة عن طريق التنظيم الذاتي للحماية.

Remerciement

Je remercie Allah, le tout puissant, le miséricordieux, de m'avoir appris ce que j'ignorais, de m'avoir donné la santé et tout dont je nécessitais pour l'accomplissement de ce mémoire.

Également, je remercie mon encadreur le professeur CHERIET Ahmed pour son encadrement, je le remercie pour son encouragement, et surtout sur sa patience pendant la durée de notre travail

Je remercie également tous les enseignants de Département d'électrotechnique de l'université Mohamed khider Biskra qui ont participé à ma formation pendant tout le cycle universitaire.

Je remercie aussi mes amis. Khelil Yassine, Bousnane Merouane et Tobbeche Abdelhak pour son encouragement

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à :

Ma chère mère et chère père

Ma petite famille

Mes chère frères et sœurs

L'âme de mon frère boubakeur

Aux âmes des personnes que nous avons perdues

Allah yarhamhum

A mes chers amis sans exception

A mes chers collègues de travaille

Table des matières

Liste des figures

Liste des Tableaux

Introduction générale..... 1

Chapitre I : Généralité sur les défauts

I.1 Introduction 3

I.2 Les différents types de défaut..... 3

I.2.1 Les oscillations..... 3

I.2.2 Les surtensions..... 3

I.2.3 Surtension par décharges électriques atmosphériques 3

I.2.4 La foudre 4

I.2.5 Surtensions de commutation..... 6

I.2.6 Les surcharge 6

I.2.7 Les déséquilibres..... 6

I.2.8 Les courts circuits 6

I.2.8.1 Les types de court circuit..... 7

I.2.8.2 Probabilité de court circuit 8

I.2.8.3 Nature 9

I.2.8.4 Durée des courts-circuits 9

I.2.8.5 Intensité du courant de court- circuit 9

I.2.8.6 Méthode du calcul des courants de court-circuit 9

I.2.8.7 Théorie des composantes symétriques 10

I.3 Conclusion..... 15

Chapitre II :Généralité sur le système de protection

II.1 Introduction..... 17

II.2 Chaîne générale d'un système de protection 17

II.2.1 Transformateur de courant..... 18

II.2.2 Transformateur de tension (TT)..... 22

II.2.3	Disjoncteur.....	23
II.2.4	Relais	23
II.3	Qualités principales d'un système de protection	26
II.3.1	Rapidité.....	26
II.3.2	Sélectivité	26
II.3.3	Sensibilité	27
II.3.4	Fiabilité.....	27
II.4	Les différents Relais de Protection	28
II.4.1	Protection à maximum de courant	28
II.4.2	Protection différentielle	28
II.4.3	Protection de surcharge thermique.....	28
II.4.4	Protection à minimum d'impédance (de distance).....	28
II.4.5	Protection Directionnel de terre	28
II.4.6	Protection de Fréquence :	28
II.4.7	Protection Volt métrique	28
II.5	Protection à maximum de courant phase.....	29
II.5.1	Protection à maximum de courant phase à temps indépendante	29
II.5.2	Protection à maximum de courant phase à temps dépendant	29
II.6	PLAN N°6 DE PROTECTION DANS LES POSTES NUMERIQUES ACTUELS EN VIGUEUR ET FUTUR	30
II.7	Conclusion	31
Chapitre III : Simulation d'une protection à max de courant auto-réglable		
III.1	Introduction	33
III.2	Protection à max de courant	33
III.2.1	Schéma de principe.....	33
III.3	Etape 1 : sans défaut	33
III.3.1	Simulation d'une lignetriphasée	33
III.4	Etape 2 : calcul des différents courts-circuits.....	36

III.5	Etape 3 : relai à maximum de courant	43
III.5.1	Calcul du courant de réglage I_{ccmin}	44
III.6	Etape 4 :relai auto réglable.....	46
III.7	Etape 5 : fonctionnement de relai avec extension de réseau.....	54
III.8	Conclusion.....	56
	Conclusion générale.....	50
	Bibliographe.....	51

Liste des figures

Fig.I.1 : La foudre.....	4
Fig.I.2 :Surtensions directes.	4
Fig. I.3 :Surtensions indirectes.	5
Fig.I.4 : Court-circuit triphasé.....	6
Fig.I.5 : Court-circuit monophasé terre.....	6
Fig.I.6 : Court-circuit biphasé isolé.....	7
Fig.I.7 :Court-circuit biphasé terre.....	7
Fig. I.8 :Probabilité de court-circuit.....	7
Fig.I.9 : Construction graphique de la somme de trois systèmes triphasés équilibrés : direct, inverse et homopolaire.....	9
Fig. I.10 : Circuit équivalent des séquences.....	10
Fig. I.11 : Court-circuit triphasé.....	11
Fig. I.12 : Court-circuit biphasé isolé.....	12
Fig. I.13 :Court-circuit monophasé isolé.....	12
Fig. I.14 : Court-circuit à la terre.....	12
Fig.II.1 : Chaine principale de la protection électrique.	15
Fig.II.2 - Désignation des bornes du transformateur de courant	17
Fig.II.3 - Transformateur de courant (TC) dans le réseau électrique.	17
Fig.II.4 - Transformateur de courant type tore.	18
Fig.II.5 Courbe de magnétisation (d'excitation) d'un TC.....	19
Fig.II.6 - Désignation des bornes du transformateur de courant.....	20
Fig.II.7 - Transformateur de tension (TT)	20
Fig.II.8 - Schéma de principe de la protection.....	21
Fig.II.9 : Relai électromécanique poste GRTE 220KV/60KV/30KV Biskra.....	22
Fig.II.10 : Relai statique poste GRTE 220KV/60KV/30KV Biskra.....	23
Fig.II.11 : Relai numérique poste GRTE 220KV/60KV/30KV Biskra.....	23
Fig.II.12 :Protection à temps indépendant.	26
Fig.II.13 : Protection à temps dépendant.	27
Fig.II.14 Schéma unifilaire d'une travée transfo GRTE.....	27
Fig.III.1 : Schéma de principe d'une protection à max de courant.	33
Fig.III.2 Schéma de simulation avant le défaut.....	34
Fig.III.3 Tension des trois phases.....	35
Fig.III.4 Courant de phase.....	35

Fig.III.5 Schéma simulink de court-circuit.....	36
Fig.III.6 Tension de court-circuit phase c.....	37
Fig.III.7 : Courant de court-circuit phase c.....	37
Fig.III.8 Tension de court-circuit biphasé terre.....	38
Fig.III.9 courant de court-circuit biphasé terre.....	38
Fig.III.10 Tension de court-circuit biphasé isole.....	39
Fig.III.11 Courant de court-circuit biphasé isole.....	39
Fig.III.12 Tension de court-circuit triphasé.....	40
Fig.III.13 Courant de court-circuit triphasé.....	41
Fig.III.14 Tension de court-circuit triphasé terre.....	42
Fig.III.15 Courant de court-circuit triphasé terre.....	42
Fig.III.16 Schéma de simulation de court-circuit avec relai.....	43
Fig.III.17 Schéma simulink du relai.....	44
Fig.III.18 Tension de court-circuit monophasé.....	45
Fig.III.19 Courant de court-circuit monophasé.....	45
Fig.III.20 Ordre de fermeture et d'ouverture disjoncteur.....	46
Fig.III.21.a Schémas du simulink relai auto réglable.....	47
Fig.III.21.b relai auto réglable.....	48
Fig.III.22 Tension de court-circuit triphasé.....	48
Fig.III.23 Courant de court-circuit triphasé.....	49
Fig.III.24 Schéma du circuit émetteur.....	50
Fig.III.25 Schémas du simulink pour injecter le signal HF dans le réseau.....	51
Fig.III.26 Signal HF injecte dans la ligne.....	51
Fig.III.27 Signal de la résistance.....	51
Fig.III.28 Signal du courant de réglage.....	52
Fig.III.29 Signal de l'inductance.....	52
Fig.III.30 Signal de l'impédance.....	53
Fig.III.31 Comparaison du Courant de réglage calculé et auto réglé.....	53
Fig.III.32 Schéma simulink relai auto réglable avec une autre extension de réseau.....	54
Fig.III.33 Tension de mesure.....	55
Fig.III.34 Courant de court-circuit de mesure.....	55
Fig.III.35 Courant de réglage.....	55

Liste des Tableaux

Tableau.III.1 Mesure courant et tension des phases.....	35
Tableau.III.2 Mesure courant et tension des phases.....	37
Tableau.III.3 Mesure courant et tension des phases.....	38
Tableau.III.4 Mesure du courant et tension des phases	40
Tableau.III.5 Mesure courant et tension des phases.....	41
Tableau.III.6 Mesure courant et tension des phases.....	42
Tableau.III.7 Courant de court-circuit pour les différents types de CC.....	44

Notations et symboles

HTB : Très Haut tension

HTA : Haut tension

CEI : Commission électrotechnique internationale

TC : Transformateur de courant

TT : Transformateur de tension

GRTE : Gestion réseau transport électricité

Introduction générale

Introduction générale

L'électricité est une énergie non stockable, elle doit être produite, transportée et distribuée pour être consommée. « L'énergie électrique consommée correspond toujours à l'énergie produite ». Mais Les systèmes d'énergies électriques sont développés avec une grande rapidité au cours du dernier siècle. Puisque la demande de l'énergie électrique a augmenté le système d'alimentation est devenu très complexe et difficile à contrôler. En effet, les investissements humains et matériels affectés aux réseaux électriques sont énormes. Pour cela, le réseau électrique doit répondre à trois exigences essentielles qui sont la stabilité, économie et surtout la continuité du service.

En raison de l'importance de l'énergie en jeu, les défauts représentent une menace pour les opérations et la sécurité du réseau s'ils ne sont pas pris en charge et corrigés. Les réseaux électriques nécessitent un système auxiliaire destiné à prendre en charge les actions correctives lors de l'apparition d'un défaut donné. Ce système est connu sous le générique de « Système de Protection ».

C'est dans ce contexte que s'articule notre projet de fin d'étude, qui a comme objectif principale l'étude et la réalisation par simulation d'un système auto réglable du relais maximum de courant qui est structuré autour de trois chapitre

Le premier chapitre présente les différents types des défauts et méthode de calcul de courant de court-circuit dans les lignes.

Le deuxième chapitre présente la chaîne générale d'un système de protection, les différents et type de protection tels que la protection à maximum de courant.

Le troisième chapitre consacré à la simulation de différents défauts et principe fonction, du relais maximum de courant auto réglable.

Chapitre I

Généralités sur les défauts

I.4 Introduction

Une augmentation ou une diminution anormale des grandeurs nominales dans un circuit électrique constitue un défaut ou une perturbation. Ce sont le plus souvent les variations anormales de la tension, de l'intensité et de la fréquence qui sont à l'origine de ces perturbations [1]. Ce chapitre concerne à présent les différents défauts qui engendrent de perturbation dans le réseau électrique (facteurs internes et externes). Le plus important de ces défauts est les courts-circuits.

I.5 Les différents types de défaut

Tout phénomène qui engendre une modification, plus ou moins grande, des valeurs nominales des grandeurs : tension, courant, est une perturbation. Ces perturbations sont [2].

I.5.1 Les oscillations

Les oscillations de la tension et du courant sont dues aux variations plus ou moins rapides de la charge qui agit directement sur la vitesse de rotation (fréquence) des machines de production de l'énergie électrique. Elles sont liées directement à la mécanique des machines électriques, c'est la raison pour laquelle on les appelle phénomènes transitoires électromécaniques [3].

I.5.2 Les surtensions

Il existe deux classes de la surtension.

I.5.3 Surtension par décharges électriques atmosphériques

Les orages sont des événements très habituels, et aussi très dangereux. On estime que sur notre planète se produisent simultanément quelques 2000 orages et qu'environ 100 coups de foudre se déchargent sur la terre chaque seconde. Au total, cela représente environ 4000 orages quotidiens et 9 millions de décharges atmosphériques chaque jour. Au moment de l'impact, la foudre provoque une impulsion de courant qui arrive à atteindre des dizaines de milliers d'ampères. Cette décharge génère une surtension dans le système électrique qui peut provoquer des incendies et la destruction des équipements électriques.

I.5.4 La foudre [6]

Le coup de foudre est une décharge électrique se produisant dans un grand intervalle dont les « électrodes » sont d'une part un nuage orageux chargé et d'autre part la terre. L'impact de la foudre sur une installation est équivalent à un générateur de courant très fort (10 à 100 kA et plus). Il produit une surtension considérable.

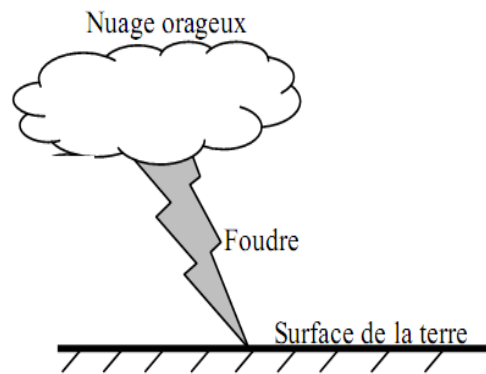


Fig.I.1 : La foudre.

❖ Effets de la foudre

Effets thermiques : Fusion d'éléments au point d'impact (30000°C) et risque d'incendie dû à la circulation d'un courant important.

Effets électrodynamiques : Lorsque les courants de la foudre circulent dans des conducteurs parallèles, la force magnétique qui en résulte (attraction et répulsion) peut entraîner des déformations mécaniques et même des ruptures.

❖ Surtensions directes :

L'impact direct sur une ligne électrique ou téléphonique, génère une onde de tension qui se propage. Cette onde, qui est amortie par l'effet couronne et la longueur de la ligne, est coupée soit par l'isolateur à cornes soit par les moyens de protection au poste. Comme le courant de la foudre est rarement inférieur à 10kA, et que l'impédance caractéristique d'une ligne aérienne est environ 300R, l'onde de tension atteindra 1500kV.

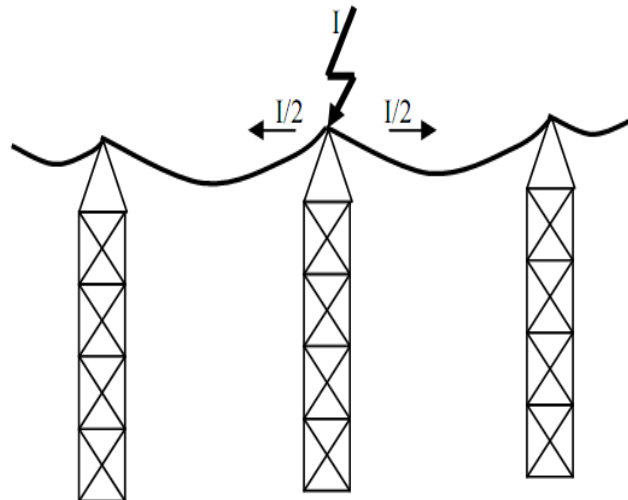


Fig.I.2:Surtensions directes.

❖ Surtensions induites (indirectes)

Si la foudre tombe à proximité de la ligne, le courant provoque une variation extrêmement rapide du champ électromagnétique. A cause des ondes électromagnétiques générées par la foudre, des surtensions sont induites dans des conducteurs situés loin du point d'impact. Ses effets se font sentir à plusieurs centaines de mètres, voire plusieurs kilomètres.

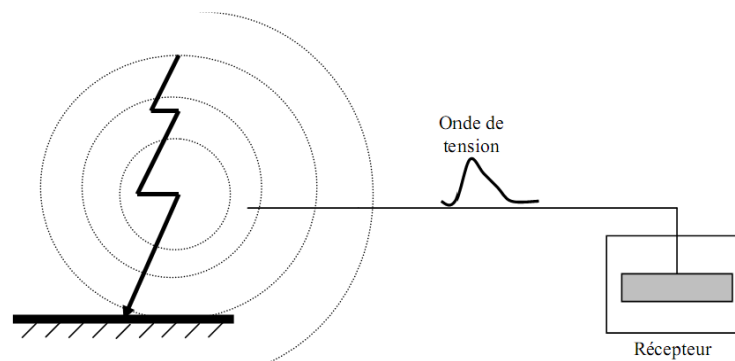


Fig. I.3:Surtensions indirectes.

Les ondes induites sur la ligne sont similaires en forme et en amplitude à celles obtenues par choc De foudre direct. Leur caractéristique principale est leur front très raide (de l'ordre de la microseconde), et Leur amortissement très rapide. Ce rayonnement est d'autant plus important que le front de montée est Raide (20 à 100

kA/Q s). Un coup de foudre tombant à proximité d'une ligne développe un champ d'induction magnétique suffisamment important pour y créer une surtension induite.

I.5.5 Surtensions de commutation

Ces surtensions sont générées dans les lignes électriques, principalement en raison des commutations de machines de grande puissance. Les moteurs électriques sont des charges très inductives dont la connexion et le débranchement provoque des surtensions. Il existe de même d'autres processus capables de les produire, comme par exemple l'allumage et l'extinction de la soudure à l'arc.

I.5.6 Les surcharge

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

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

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

I.5.7 Les déséquilibres

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

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

Contre toutes les anomalies précédemment citées, il a lieu d'élaborer une philosophie de protection de tout le système électrique [3].

I.5.8 Les courts circuits

Les courts-circuits sont des phénomènes transitoires, ils apparaissent lorsque l'isolement entre deux conducteurs de tensions différentes ou entre un conducteur sous tension et la terre est rompu. Ils engendrent des courants très importants dans les éléments constituant le réseau.

I.5.8.1 Les types de court circuit

Plusieurs types de courts-circuits peuvent se produire dans un réseau électrique [2] .

❖ Court-circuit triphasé

il correspond à la réunion des trois phases ; il est celui provoquant généralement les courants les plus élevés (Figure I.4).

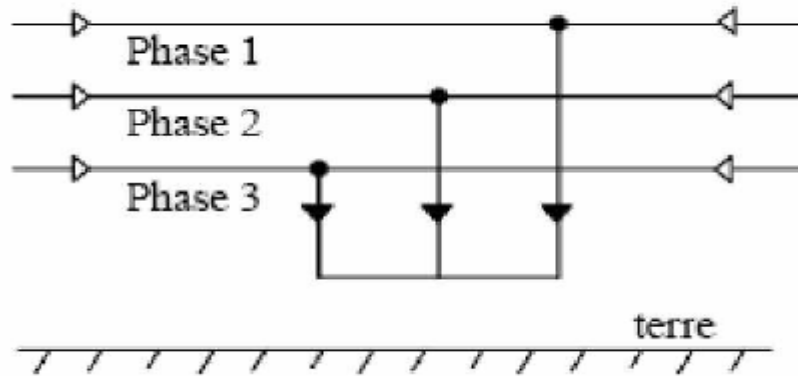


Fig.I.4 : Court-circuit triphasé

❖ Court-circuit monophasé terre :

Il correspond à un défaut entre une phase et la terre ; il est le plus fréquent (figure.I.5).

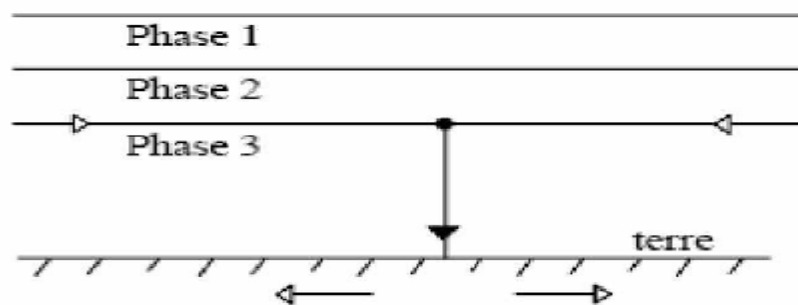


Fig.I.5 : Court-circuit monophasé terre.

❖ Court-circuit biphasé isolé :

Il correspond à un défaut entre deux phases sous tension composée. Le courant résultant est plus faible que dans le cas du défaut triphasé, sauf lorsqu'il se situe à proximité immédiate d'un générateur (Figure.I.6).

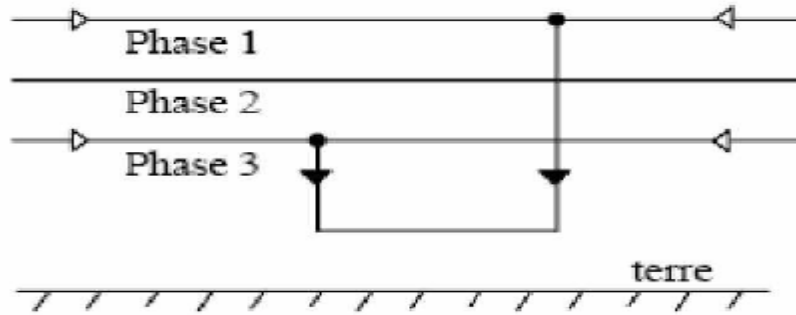


Fig.I.6: Court-circuit biphasé isolé.

❖ Court-circuit biphasé terre :

Il correspond à un défaut entre deux phases et la terre (figure.I.7).

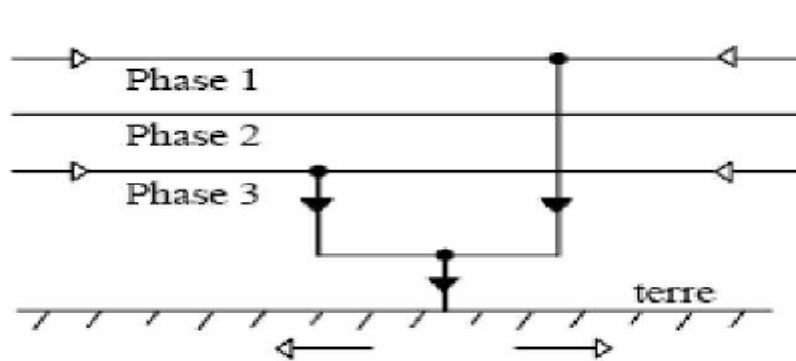


Fig.I.7 :Court-circuit biphasé terre.

I.5.8.2 Probabilité de court circuit [2].

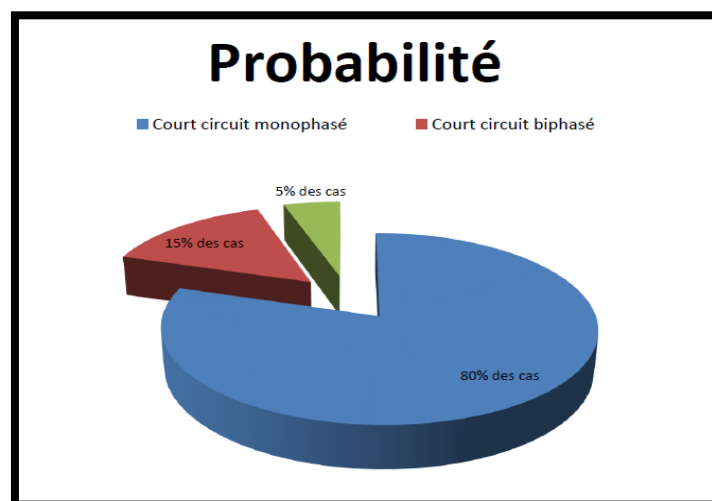


Fig. I.8: Probabilité de court-circuit**I.5.8.3 Nature [5].**

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

I.5.8.4 Durée des courts-circuits

Un défaut est toujours le résultat d'un manque d'isolement ; Si ce manque d'isolement est durable, le court-circuit est dit permanent dans le cas contraire est appelé fugitif [3].

I.5.8.5 Intensité du courant de court- circuit

L'intensité du courant de court-circuit est une caractéristique importante, elle détermine la sévérité de la contrainte appliquée au réseau et au matériel en défaut. Elle dépend de la forme des courts-circuits et, pour ceux impliquant la terre, du mode de mise à la terre des points neutres [3].

I.5.8.6 Méthode du calcul des courants de court-circuit

La méthode utilisée pour le calcul des courants de court-circuit dans les réseaux HTB et HTA, est celle de la CEI 909. Cette dernière, est retenue pour sa précision et pour son aspect analytique, ainsi qu'elle est plus technique, elle exploite le principe des composantes symétriques [3].

I.5.8.7 Théorie des composantes symétriques [1]

La définition des composantes symétriques repose sur l'équivalence entre système triphasé déséquilibré, et la somme de trois systèmes triphasés équilibrés : direct, indirect et homopolaire (Fig.I.9)

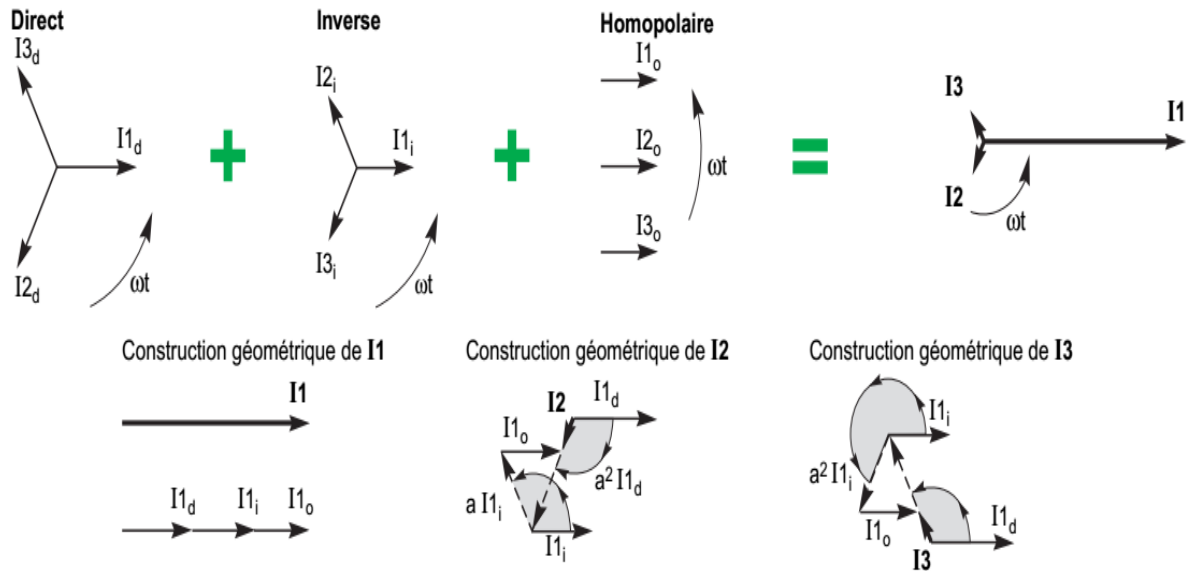


Fig.I.9 : Construction graphique de la somme de trois systèmes triphasés équilibrés direct, inverse et homopolaire

Soit les trois composantes des trois phases V_a, V_b, V_c , il exprimer comme suit :

$$\begin{cases} V_a = V_a d + V_a i + V_a 0 \\ V_b = V_b d + V_b i + V_b 0 \\ V_c = V_c d + V_c i + V_c 0 \end{cases} \quad (I.1)$$

Telle que :

Vd: composant direct, Vi : composant inverse, V0 : composant homopolaire.

Il existe plusieurs méthodes pour décomposer ces trois tension V_a, V_b, V_c . On utilise un opérateur complexe définie par :

$$a = e^{j120} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \quad (I.2)$$

Le système Direct (Positif) : consiste en trois vecteurs de même module déphasé de 120° et ayant la même séquence que le système d'origine [2]. En prenant le vecteur V_a , comme référence et sachant que l'opérateur (a). Il vient alors :

$$\begin{cases} V_a d = V d \\ V_b d = a^2 \cdot V_a d \\ V_c d = a \cdot V_a d \end{cases} \quad (I.3)$$

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

$$\begin{cases} V_a i = V_i \\ V_b i = a \cdot V_a i \\ V_c i = a^2 \cdot V_a i \end{cases} \quad (\text{I.4})$$

Le système homopolaire : ce système est formé de trois vecteurs ayant la même amplitude et le même angle de phase, ils tournent aussi dans le même sens et à la même vitesse que les vecteurs du système original.

$$V_a 0 = V_b 0 = V_c 0 = V_0 \quad (\text{I.5})$$

Autrement dit un système triphasé déséquilibré constitué de trois vecteurs, peut s'écrire en fonction des trois systèmes direct, inverse, homopolaire selon:

$$\begin{cases} V_a = V_a d + V_a i + V_a 0 \\ V_b = a^2 \cdot V_a d + a \cdot V_a i + V_a 0 \\ V_c = a \cdot V_a d + a^2 \cdot V_a i + V_a 0 \end{cases} \quad (\text{I.6})$$

Cette relation peut encore s'exprimer en matrice :

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 a & 1 & 1 \\ a a^2 & 1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_d \\ V_i \\ V_0 \end{bmatrix} \quad (\text{I.7})$$

Et

$$T = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 a & 1 & 1 \\ a a^2 & 1 & 1 \end{bmatrix} \quad (\text{I.8})$$

Pour déterminer V_d , V_i et V_0 en fonction de V_a , V_b et V_c on a utilisé la matrice inverse

$[T]^{-1}$

On aura :

$$\begin{cases} V_d = \frac{1}{3} [V_a + aV_b + a^2V_c] \\ V_i = \frac{1}{3} [V_a + a^2V_b + aV_c] \\ V_0 = \frac{1}{3} [V_a + V_b + V_c] \end{cases} \quad (\text{I.9})$$

On peut de ce qui a précédé dire que le schéma équivalent monophasé pour les trois séquences et comme suit :

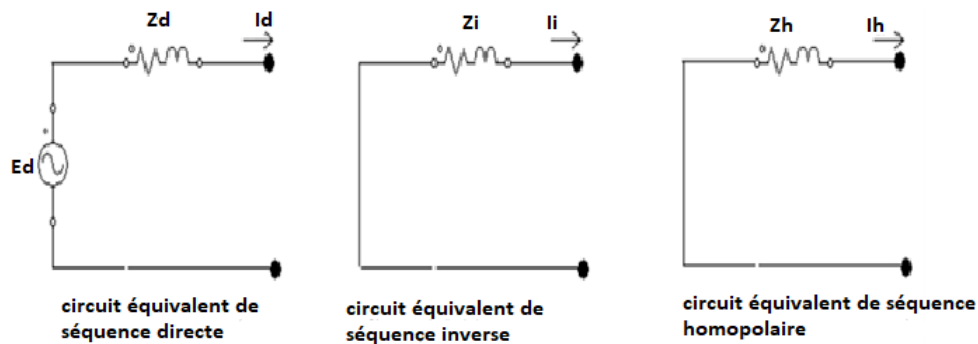


Fig. I.10 : Circuit équivalent des séquences

$$V_d = E_d - Z_d \times I_d \tag{I.10}$$

$$V_i = 0 - Z_i \times I_i \tag{I.11}$$

$$V_h = 0 - Z_h \times I_h \tag{I.12}$$

• Z_d, Z_i, Z_h les impédances équivalentes au réseau dans les trois systèmes. [1]

I.5.8.7.1 Méthode des impédances [4] :

❖ **Court-circuit triphasé :**

C'est le défaut qui correspond à la réunion des trois phases. L'intensité de court-circuit I_{cc3} est :

$$I_{cc3} = \frac{U / \sqrt{3}}{Z_{cc}} \tag{I.13}$$

avec U (tension composée entre phases) correspondant à la tension à vide du transformateur, laquelle est supérieure de 3 à 5 % à la tension aux bornes en charge. Par exemple, dans les réseaux 390 V, la tension composée adoptée est $U = 410$ V, avec comme tension simple

$$U / 3 = 237 \text{ V.} \tag{I.14}$$

Le calcul de l'intensité de court-circuit se résume alors au calcul de l'impédance Z_{cc} , impédance équivalente à toutes les impédances parcourues par l' I_{cc} du générateur jusqu'au point de défaut de la source et des lignes . C'est en fait l'impédance «directe» par phase

$$Z_{cc} = \sqrt{(\sum R)^2 + (\sum X)^2} \tag{I.15}$$

$\sum R$ est la somme des résistances en série.

$\sum X$ est la somme des réactances en série.

Le défaut triphasé est généralement considéré comme celui provoquant les courants de défaut les plus élevés. En effet, le courant de défaut dans le schéma équivalent

d'un système polyphasé, n'est limité que par l'impédance d'une phase sous la tension simple du réseau. Le calcul d' I_{cc3} est donc indispensable pour choisir les matériels (intensités et contraintes électrodynamiques maximales à supporter).

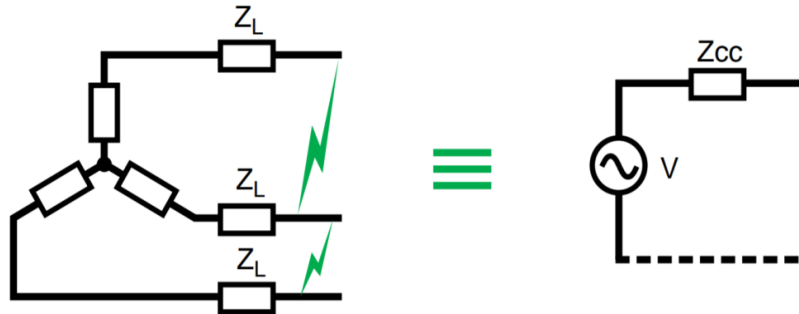


Fig. I.11 : Court-circuit triphasé

❖ **Court-circuit biphasé isolé**

Il correspond à un défaut entre deux phases, alimenté sous une tension composée U . L'intensité I_{cc2} débitée est alors inférieure à celle du défaut triphasé :

$$I_{cc2} = \frac{U}{2 \cdot Z_{cc}} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{cc3} \approx 0.86 I_{cc3} \quad (I.16)$$

I_{cc2} est le courant de court-circuit entre deux phases isolé (Figure I.12). Dans le cas d'un défaut proche des machines tournantes, les impédances de celles-ci sont telles qu' I_{cc2} est proche d' I_{cc3} .



Fig. I.12 : Court-circuit biphasé isolé

❖ **Court-circuit monophasé isolé**

Il correspond à un défaut entre une phase et le neutre, alimenté sous une tension simple:

$$V = \frac{U}{\sqrt{3}} \tag{I.17}$$

L'intensité I_{cc1} débitée est alors :

$$I_{cc1} = \frac{U/\sqrt{3}}{Z_{cc}+Z_L} \tag{I.18}$$

I_{cc1} est le courant de court-circuit monophasé (Figure I.13)

Dans certains cas particuliers de défaut monophasé l'impédance homopolaire de la source est plus faible que Z_{cc} (par exemple aux bornes d'un transformateur à couplage étoile-zigzag ou d'un alternateur en régime sub-transitoire). L'intensité monophasée peut être alors plus élevée que celle du défaut triphasé.



Fig. I.13 : Court-circuit monophasé isolé

❖ **Court-circuit à la terre (monophasé ou biphasé)**

Ce type de défaut fait intervenir l'impédance homopolaire Z_0 . Sauf en présence de machines tournantes où l'impédance homopolaire se trouve réduite, l'intensité I_{cc0} débitée est alors inférieure à celle du défaut triphasé. Son calcul peut être nécessaire, selon le régime du neutre (schéma de liaison à la terre), pour le choix des seuils de réglage des dispositifs de protection homopolaire (HT) ou différentielle (BT).

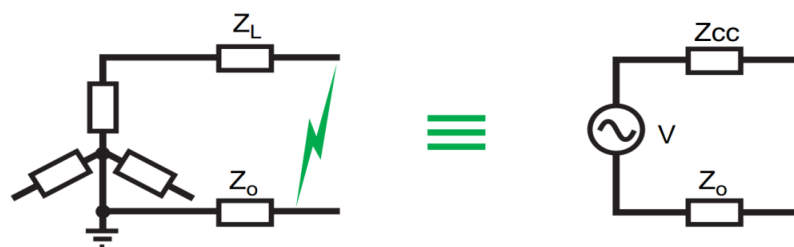


Fig. I.14 : Court-circuit à la terre

$$I_{cc0} = \frac{U/\sqrt{3}}{Z_{cc}+Z_0} \tag{I.19}$$

I_{cc0} est le courant de court-circuit monophasé à la terre

I.6 Conclusion

Ce chapitre a pour but de présenter les généralités sur les défauts des réseaux électriques et les différents phénomènes électriques qui peuvent survenir et perturber la qualité de l'énergie.

Chapitre II

Généralités sur les systèmes de protection

II.1 Introduction

Un système de protection, assure la stabilité et la sécurité de réseau don le choix des éléments de protection de façon cohérente et adaptée au réseau. Le système de protection se compose des éléments essentiels comme : Les capteurs de mesure (courant et tension) assurant la mesure nécessaire à la détection des défauts. Les relais de protection sont chargés de la surveillance permanente de l'état électrique du réseau et élaboré des ordres d'élimination du défaut et leur commande par le circuit de déclenchement. Les organes de coupure de défaut : disjoncteurs, interrupteurs fusibles.

II.2 Chaîne générale d'un système de protection

C'est le choix des éléments de protection et de la structure globale de l'ensemble, de façon cohérente et adaptée au réseau. Le système de protection se compose d'une chaîne constituée des éléments suivants [7].

- Des capteurs ou 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 pour une ligne HT est montré sur la Figure (II.1), 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 [7].

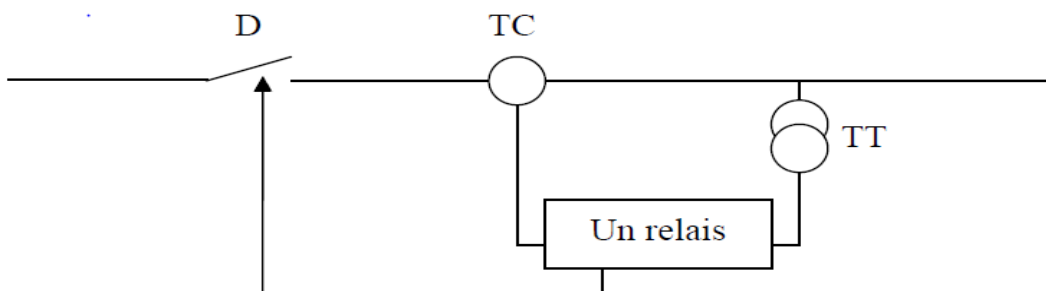


Fig.II.1 : Chaîne principale de la protection électrique.

Les relais de protection sont connectés aux transformateurs de mesure (TC et TT) pour recevoir des signaux d'entrée et aux disjoncteurs pour délivrer des commandes d'ouverture ou de fermeture. Donc en cas de défaut, la tâche du disjoncteur consiste à éliminer le défaut tandis que la tâche du relais de protection est détecter ce défaut.

En HT, les relais sont situés dans des sous stations. Le temps d'élimination de défaut comprend [7].

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

Les éléments essentiels d'un système de protection :

- Transformateur de courant
- Transformateur de tension
- Disjoncteur
- Les relais

II.2.1 Transformateur de courant

II.2.1.1 Définition

Un transformateur de courant est un transformateur de mesure dans lequel le courant secondaire est, dans les conditions normales d'emploi, pratiquement proportionnel au courant primaire et déphasé par rapport à celui-ci d'un angle approximativement nul pour un sens approprié des connexions. Les courants dans le réseau électrique sont souvent trop importants pour traverser directement les appareils de mesure. Les transformateurs d'intensité (transformateurs de courant) permettent de ramener ces courants forts à des valeurs acceptables pour la plupart des appareils, généralement 1 à 5 ampères. La fonction de ces transformateurs est de fournir au secondaire un courant proportionnel au courant primaire mesuré. Son utilisation concerne autant la mesure que la protection[8].

Le rapport de transformation du TC s'exprime par :

$$m = \frac{I_1}{I_2} \quad (\text{II.1})$$

Remarque [8] :

- Il ne faut jamais laisser le secondaire d'un transformateur de courant ouvert.
- On ne peut pas utiliser un transformateur de courant en courant continu.
- On place un transformateur de courant dans chaque phase du réseau électrique.

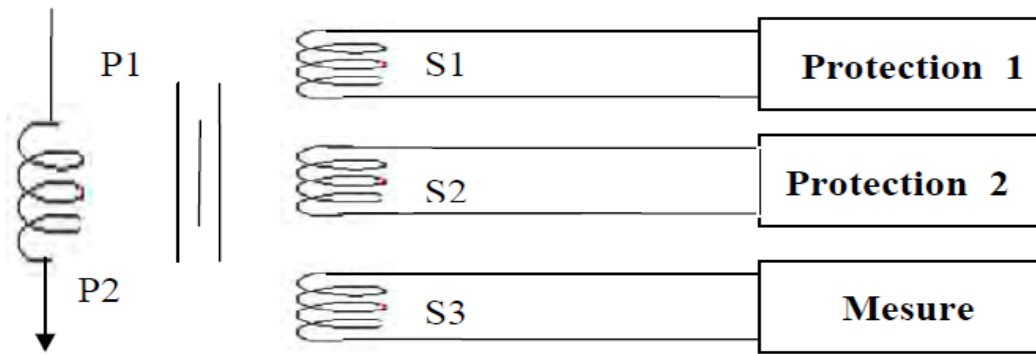


Fig.II.2- Désignation des bornes du transformateur de courant [8].

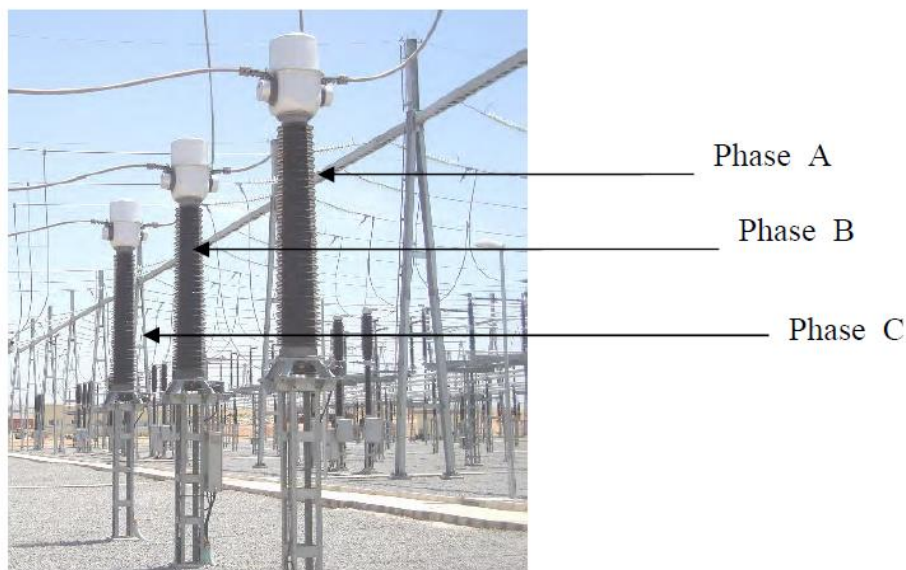


Fig.II.3 - Transformateur de courant (TC) dans le réseau électrique [8].

II.2.1.2 Types industriels

A) - Modèles classiques à noyau de fer

Pour les courants alternatifs de basse fréquence, on utilise en général un transformateur avec peu de spires au primaire, et beaucoup au secondaire. Dans certains cas, il y aura même une seule spire au primaire. Dans ce cas le transformateur de courant prendra la forme d'un tore, traversé par le circuit électrique. Il n'y aura donc pas de bobinage primaire à proprement parler : la spire est constituée par le passage du circuit électrique à l'intérieur du circuit magnétique torique [8].

B) - Modèles à tore de Rogowski

Les tores de Rogowski sont assimilables à des transformateurs de courants spécifiques, bien qu'ils délivrent usuellement en sortie une tension proportionnelle à la dérivée du courant et non un courant proportionnel au courant d'entrée. Ils sont largement utilisés dans le domaine de la HTA[8].

C) - Modèles dits "non conventionnels"

On désigne sous ce nom des modèles fonctionnant sur le principe de l'effet Hall (courant électrique traversant un matériau baignant dans un champ magnétique engendre une tension perpendiculaire à ceux-ci.) ou de l'effet Faraday (L'effet Faraday est un effet magnéto-optique découvert par Michael Faraday en 1845. Il apparaît dans la plupart des matériaux diélectriques transparents lorsqu'ils sont soumis à des champs magnétiques. Ce fut la première mise en évidence du lien entre magnétisme et lumière le fait que la lumière contienne un champ magnétique fait maintenant partie de la théorie du rayonnement électromagnétique). Leur utilisation est peu courante, et en général réservée à des applications spécifiques comme la mesure de courants continus [8].

II.2.1.3 TC Tore

Le transformateur de courant tore (Figure II.4) constitué d'un noyau magnétique en forme de tore autour duquel on bobine un enroulement secondaire. L'enroulement primaire est constitué par le simple conducteur de ligne traversant le tore sans le toucher. Ce conducteur est équivalent à une spire primaire entourant le noyau pour ces TC de type intérieur

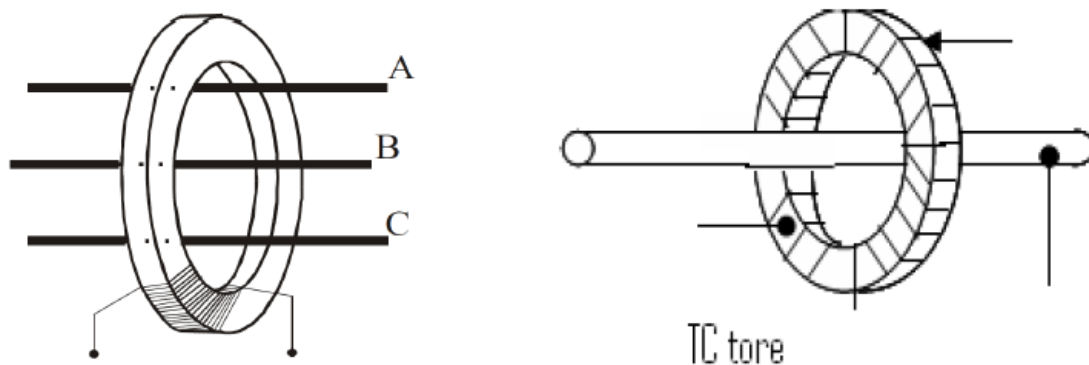


Fig.II.4 - Transformateur de courant type tore.[8]

II.2.1.4 Modélisation :

Un transformateur de courant est constitué d'un circuit primaire et d'un circuit secondaire couplés par un circuit magnétique et d'un enrobage isolant, en époxy silice dans le cas des transformateurs Merlin Gerin et Siemens. L'appareil est de type :[8]

- Bobiné : lorsque le primaire et le secondaire comportent un bobinage enroulé sur le circuit magnétique
- Traversant : primaire constitué par un conducteur non isolé de l'installation
- Toreaire constitué par un câble isolé.

II.2.1.5 Importance du choix des TC

La précision de fonctionnement des appareils de mesure ou de protection dépend directement de la précision du TC [8].

II.2.1.6 Courbe de magnétisation

Cette courbe constitue la meilleure méthode pour déterminer les performances d'un transformateur de courant. C'est un graphique du montant du courant de magnétisation nécessaire pour générer une tension d'ouverture de circuit au niveau des terminaux de l'unité. En raison de la non-linéarité du noyau, elle suit les caractéristiques de la boucle B-H et comprend trois régions, à savoir, la région initiale, la région non saturée et la région saturée (voir la figure II.5) [8].

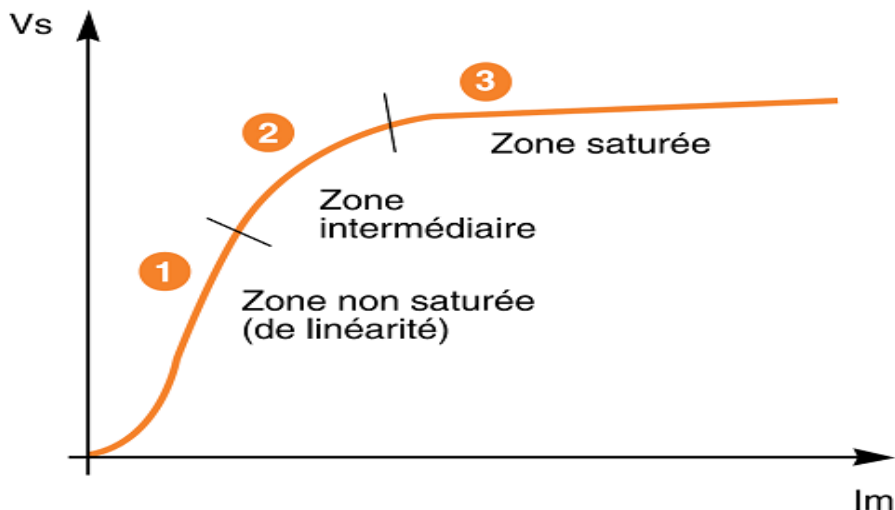


Fig.II.5 Courbe de magnétisation (d'excitation) d'un TC [7]

II.2.2 Transformateur de tension (TT)

La fonction d'un transformateur de tension est de fournir à son secondaire une tension image de celle qui lui est appliquée au primaire. L'utilisation concerne autant la mesure que la protection. Les transformateurs de tension (TT) sont constitués de deux enroulements, primaire et secondaire, couplés par un circuit magnétique ; les raccordements peuvent se faire entre phases ou entre phase et neutre (neutre à la terre) [9].

Le rapport de transformation de TT est :

$$m = \frac{V_2}{V_1} \tag{II.2}$$

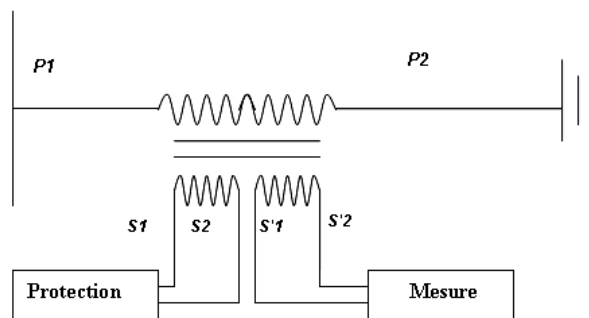


Fig.II.6- Désignation des bornes du transformateur de courant[9]



Fig.II.7 - Transformateur de tension (TT)[9]

II.2.3 Disjoncteur

Là où les fusibles sont mal adaptés ou inappropriés, les relais de protection et les disjoncteurs sont utilisés en combinaison pour détecter et isoler les pannes. Les disjoncteurs sont les principaux appareils d'établissement et de coupure du courant d'un circuit électrique. Ils autorisent ou interdisent le passage du courant en provenance d'une source vers le circuit de charge. Ils transportent le courant de charge continuellement et sont censés être ouverts par les charges (capacité de faire). Ils doivent aussi être capables de couper un circuit actif dans les conditions normales de fermeture de même que, dans les conditions de défaillance, de transporter le courant de défaut attendu jusqu'à isolement complet de la partie défaillante (capacité de coupure/interruption). Dans les conditions de panne, les disjoncteurs devraient être capables d'intervenir selon des instructions d'appareils de contrôle, tels que les relais. Les contacts de relais sont utilisés dans l'établissement et la coupure des circuits de contrôle d'un disjoncteur et pour empêcher les disjoncteurs de se fermer ou de se déclencher dans des conditions de panne ou empêcher d'autres verrouillages[9].

II.2.4 Relais

II.2.4.1 Définition

Les relais de protection sont des appareils qui reçoivent un ou plusieurs informations (signaux) à caractère analogique (courant, tension, puissance, fréquence, température, ...etc.) et le transmettent à un ordre binaire (fermeture ou ouverture d'un circuit de commande) lorsque ces informations reçues atteignent les valeurs supérieures ou inférieures à certaines limites qui sont fixées à l'avance, Donc le rôle des relais de protection est de détecter tout phénomène anormal pouvant se produire sur un réseau électrique tel que le court-circuit, variation de tension. ...etc. Un relais de protection détecte l'existence de conditions anormales par la surveillance continue, détermine quels disjoncteurs ouvrir et alimente les circuits de déclenchement [6].

II.2.4.2 Les type

Un relais de protection électrique composer en trois types [6] :

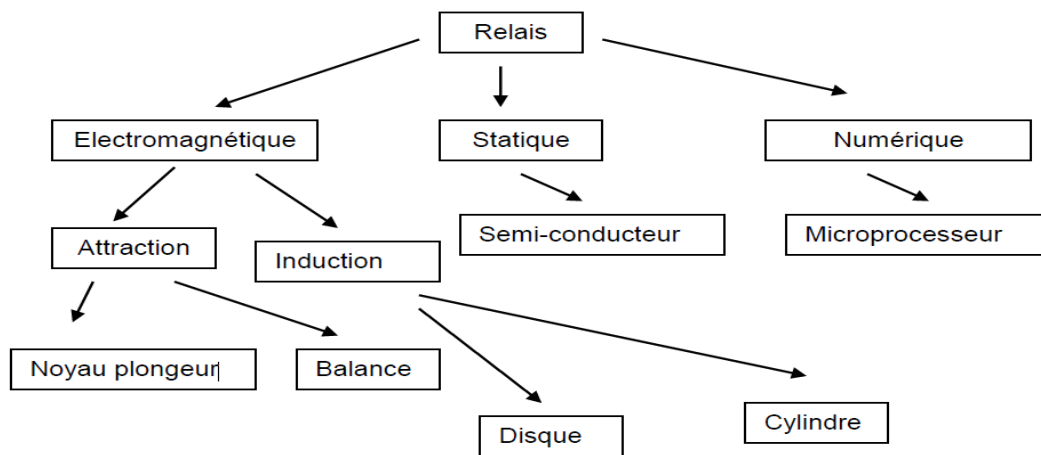


Fig.II.8 - Schéma de principe de la protection

II.2.4.2.1 Les relais électromécaniques

Ce relais est basé sur le principe d'un disque d'induction actionné par des bobines alimentées par des variables électriques du réseau via des transformateurs de courant et de tension. Un ressort de rappel réglable détermine la limite de l'action du disque sur un déclencheur (points de réglage). Les équipements électromécaniques sont des assemblages défonctions: détection de seuils et temporisation [6].



Fig.II.9 : Relai électromécanique poste GRTE 220KV/60KV/30KV Biskra

II.2.4.2.2 Relais statique

Le développement de l'électronique a poussé les protections vers l'utilisation des composants électroniques discrets et les relais statiques. Ces protections sont basées sur le principe de la transformation de variables électriques du réseau, fournies par des transformateurs de courant et de tension, en signaux électriques de faible voltage qui sont comparés à des valeurs de référence (points de réglage). Les circuits de comparaison fournissent des signaux temporisations qui actionnent des relais de sortie à déclencheurs [6].



Fig.II.10 : Relai statique poste GRTE 220KV/60KV/30KV Biskra

II.2.4.2.3 Les relais numériques

Les protections numériques, sont basées sur le principe de la transformation de variables électriques du réseau, fournies par des transformateurs de mesure, en signaux numériques de faible voltage. L'utilisation de techniques numériques de traitement du signal permet de décomposer le signal en vecteurs, ce qui autorise un traitement de données via des algorithmes de protection en fonction de la protection désirée. Ces modèles intègrent des possibilités d'autotest et d'autocontrôle [6].



Fig.II.11 : Relai numérique poste GRTE 220KV/60KV/30KV Biskra

II.3 Qualités principales d'un système de protection

II.3.1 Rapidité

Les défauts sont donc des incidents qu'il faut éliminer le plus vite possible, c'est le rôle des protections dont la rapidité de fonctionnement est des performances prioritaires. Le temps d'élimination des courts-circuits comprend deux composantes principales [7] :

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

II.3.2 Sélectivité

Les protections constituent entre elles un ensemble cohérent dépendant de la structure réseau et de son régime de neutre. Elles doivent donc être envisagées sous l'angle d'un système reposant sur le principe de sélectivité. Elle consiste à isoler le plus rapidement possible la partie du réseau affectée et uniquement cette partie, en laissant sous tension toutes les parties saines du réseau. Différents modes de sélectivité peuvent être mis en œuvre [7] :

- La sélectivité ampérométrique par les courants.

- Sélectivité chronométrique par le temps.
- sélectivité par échange d'information, dite sélectivité logique.

La sélectivité a pour but d'assurer d'une part la continuité de service d'alimentation en énergie électrique et d'autre part la fonction secours entre les protections.

II.3.3 Sensibilité

La protection doit fonctionner dans un domaine très étendu de courants de courts-circuits entre [7] :

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

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

II.3.4 Fiabilité

Les définitions et les termes proposés ici, sont dans la pratique, largement utilisés au plan international [7] :

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

II.4 Les différents Relais de Protection

II.4.1 Protection à maximum de courant

Mesure la variation de courant de transit et fonctionne au delà du seuil de courant admissible maximum affiché. Elle peut être à temps constante ou inverse.

II.4.2 Protection différentielle

Elle fonctionne selon le principe de la loi de KIRCHOFF (courants entrants = courants sortants). La protection mesure en permanence les courants et fonctionne si le déséquilibre dépasse le seuil pré réglé.

II.4.3 Protection de surcharge thermique

Cette protection s'avère nécessaire vis-à-vis des surcharges engendrées par les reports de charge qui sont à l'origine des fonctionnements en régime perturbé du réseau donc elle mesure l'image thermique du courant de transit.

II.4.4 Protection à minimum d'impédance (de distance)

Surveille les variations d'impédance de la ligne concernée par la mesure des tensions et courants. Si la valeur atteint un seuil prédéterminé selon une caractéristique de fonctionnement, la protection démarre, mesure la distance et isole le défaut.

II.4.5 Protection Directionnel de terre

Elle mesure la puissance résiduelle de terre causée par des défauts résistants (courant faible) non détecté par la protection de distance. La mesure est obtenue à travers la combinaison des courants et tensions homopolaires.

II.4.6 Protection de Fréquence :

C'est des relais qui contrôlent la stabilité de la fréquence contre les baisses et haute fréquence, ils sont utilisés beaucoup pour le délestage automatique des charges et l'ilotage (dite aussi protection de sauvegarde).

II.4.7 Protection Volt métrique

Max et Min tension ($U >$, $U <$) leur rôles de protégés le réseau les surtensions et les chute de tension.

II.5 Protection à maximum de courant phase

Elle a pour fonction de détecter les surintensités monophasées, biphasées ou triphasées. La protection est activée si un, deux ou trois des courants concernés dépassent la consigne correspondant au seuil de réglage appelé aussi seuil de fonctionnement. Cette protection peut être temporisée, dans ce cas elle ne sera activée que si le courant contrôlé dépasse le seuil de réglage pendant un temps au moins égal à la temporisation sélectionnée. Cette temporisation peut être à temps indépendante ou à temps dépendant [6].

II.5.1 Protection à maximum de courant phase à temps indépendante

La temporisation est constante, elle est indépendante de la valeur du courant mesuré. Le seuil de courant et la temporisation sont généralement réglables par l'utilisateur (Fig. II.12)[6].

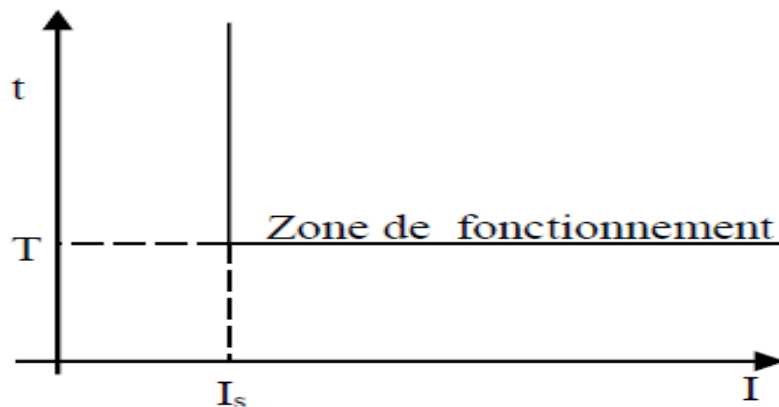


Fig.II.12 :Protection à temps indépendant.

I_s : Seuil de fonctionnement en courant (seuil de courant)

T : retard de fonctionnement de la protection (temporisation)

II.5.2 Protection à maximum de courant phase à temps dépendant

La temporisation dépend du rapport entre le courant mesuré et le seuil de fonctionnement [6]. Plus le courant est élevé et plus la temporisation est faible (Figure II.13).

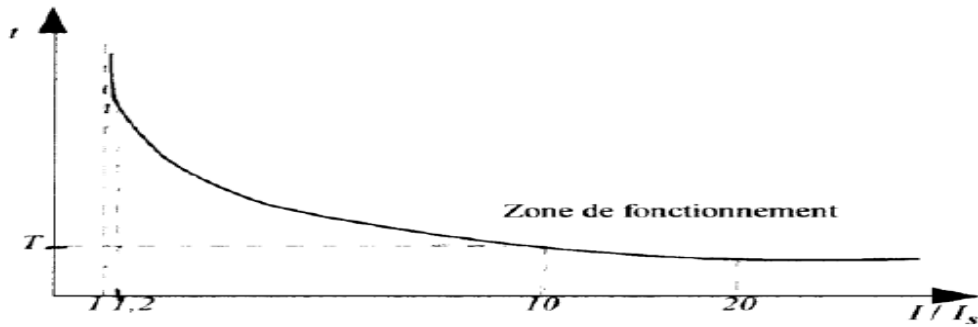


Fig.II.13 : Protection à temps dépendant.

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

T : temporisation pour $10 I_s$

II.6 PLAN N°6 DE PROTECTION DANS LES POSTES NUMERIQUES ACTUELS EN VIGUEUR ET FUTUR

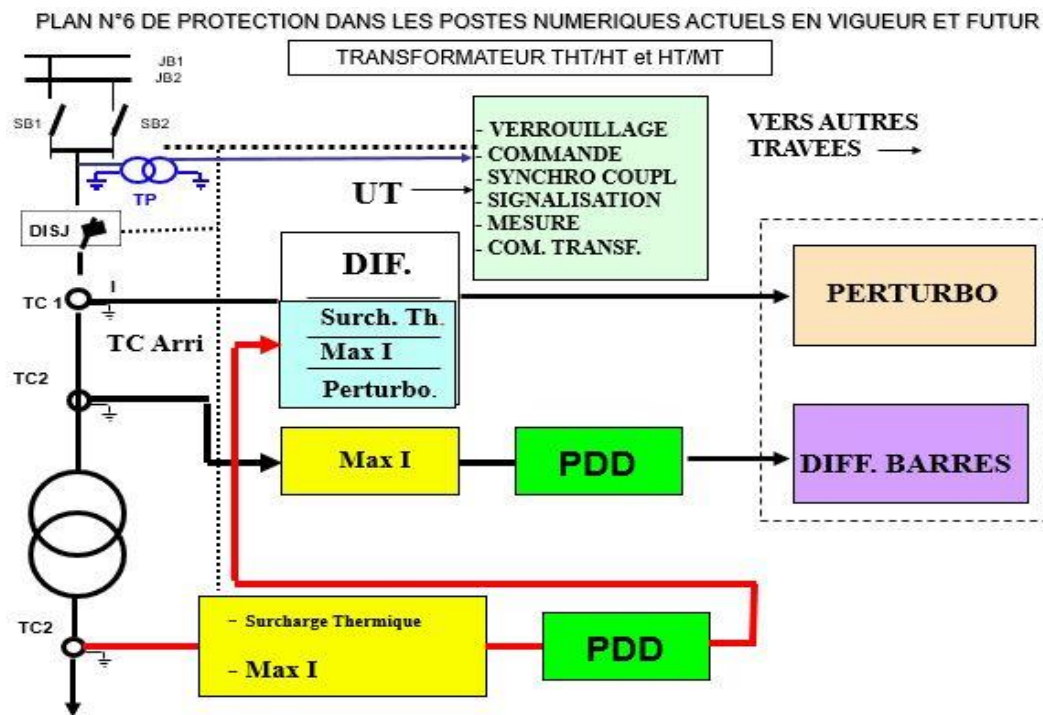


Fig.II.14 Schéma unifilaire d'une travée transfo GRTE [11]

Ce schéma consiste de :

Deux jeu de barre, deux sectionnaire de barre, transformateur de courant, transformateur de tension, transformateur de puissance

- PDD : protection défaillance disjoncteur
- Protection maximum de courant et surcharge thermique
- Protection différentielle barres
- Perturbo appareille de l'enregistrement de perturbographie
- Partie signalisation et visualisation des organes et mesure.

II.7 Conclusion

Nous avons vu au cours de ce chapitre les différents éléments qui consistent un système de protection fiable et efficace. Ces éléments sont très importants, très sensibles et doivent être bien choisis et bien réglés afin d'assurer une protection efficace contre les différents types d'anomalies qui peuvent survenir sur le réseau électrique.

Chapitre III

**Simulation d'une protection à max de courant
auto-réglable**

III.1 Introduction

Ce chapitre est consacré à la simulation des différents types de court-circuit, Pour donner un aperçu sur le réglage manuel et automatique de la protection à maximum de courant en basant sur circuit HF pour calculer le courant de réglage automatique. L'environnement de simulation étant le programme Simulink de Matlab. Dans cet étude nous traitons les études parfois avec teste de défaut.

III.2 Protection à max de courant

III.2.1 Schéma de principe

La Figure IV.1 est représentée le schéma synoptique d'une protection à max de courant.

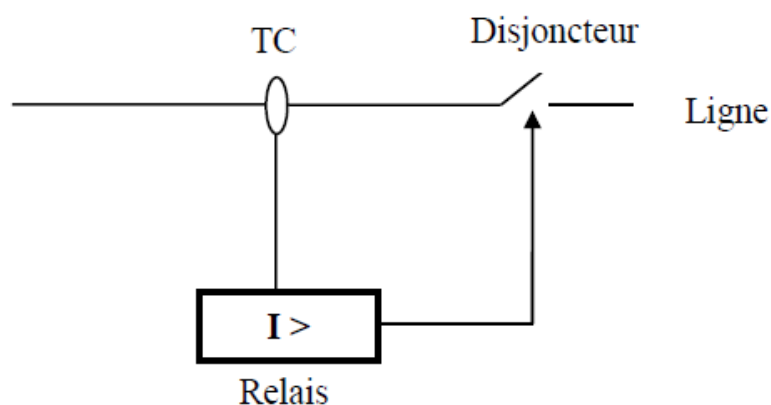


Fig.III.1 : Schéma de principe d'une protection à max de courant.

Dans les sections suivantes on aborde la simulation de la protection proposée c-a-d à max de courant à seuil de déclenchement auto réglable. Cette simulation est effectuée selon les cinq étapes suivantes :

III.3 Etape 1 : sans défaut

III.3.1 Simulation d'une ligne triphasée

On considère un réseau électrique triphasé (Figure III.2) , avec les données :

Source : $U=30KV$, $f=50$ Hz

Ligne : $R1L= R2L= R3L=2 \Omega$,

$L1L= L2L= L3L=10^{-4}H$.

Charge: $Rch=500 \Omega$,

$Lch=10^{-2} H$.

Dans cet étape en va voir le comportement de réseau sans défaut et obtenir les résultats de fonctionnement qui défini ces organe

- **Schéma avant le défaut**

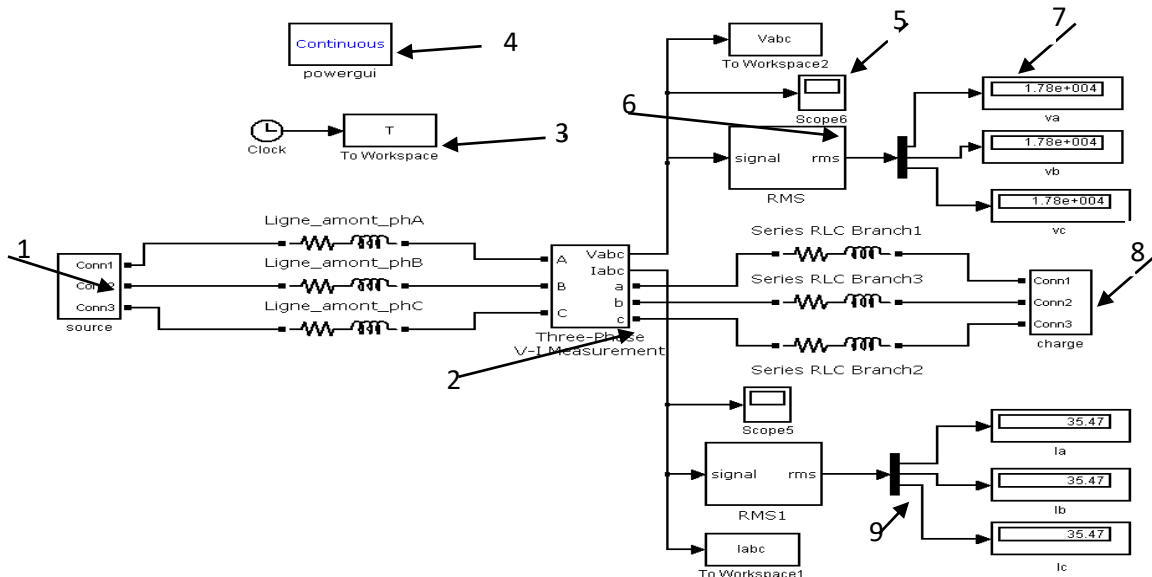


Fig.III.2 Schéma de simulation avant le défaut

- 1 : source d'alimentation triphasé
- 2 : appareille de mesure tension et courant triphasé
- 3 : To workspace
- 4 :powergui de simpowersystem/simulink
- 5 : scope
- 6 : RMS
- 7 : afficheur
- 8 : charge triphasé
- 9 : Mux

La Figure III.2 représente le schéma bloc de simulation d'un réseau électrique qui consiste d'une source et une charge triphasé. La ligne représenté par une résistance et inductance, on a installé des appareille des mesures pour vérification des tensions et des courants.

- **Résultats de la simulation**

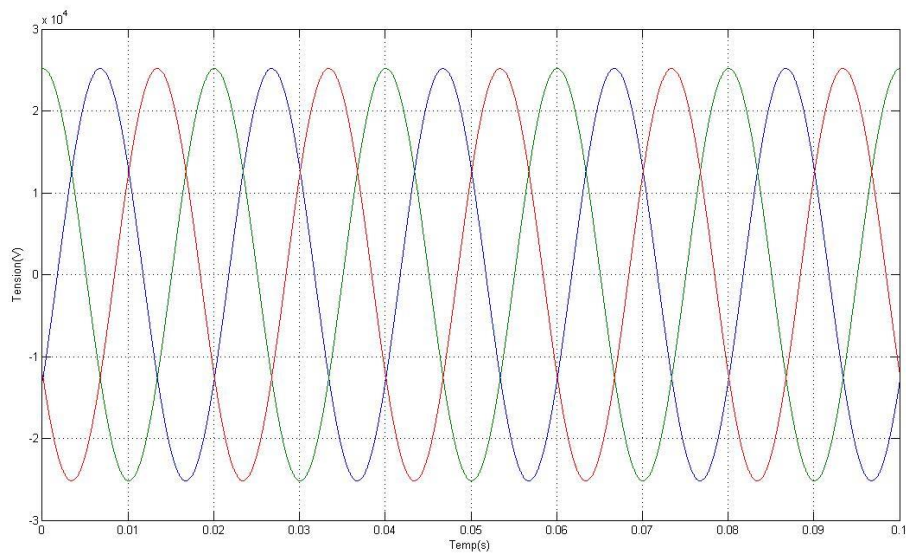


Fig.III.3 Tension des trois phases

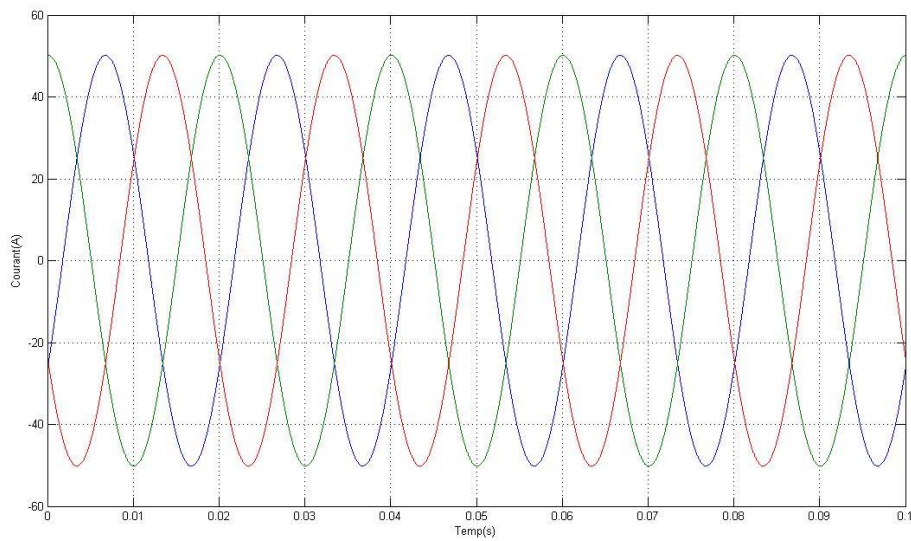


Fig.III.4 Courant de phase

	Courant (A)	Tension(KV)
Phase a	35.47	17.8
Phase b	35.47	17.8
Phase c	35.47	17.8

Tableau.III.1 Mesure courant et tension des phases

La Fig.III.3 représente l'oscillation des trois phases des tensions, la Fig.III.4 représente l'oscillation des courants des trois phases. Ces deux figures concernent un réseau électrique qui contient une source et une charge triphasée avec même amplitude et déphasage qui montre que le réseau équilibré. Le tableau III.1 confirme l'état d'équilibre du réseau.

III.4 Etape 2 : calcul des différents courts-circuits

Dans cette étape on va simuler plusieurs défaut dans le réseau côté charge pour déterminer le court-circuit minimale qui est le courant de réglage de la protection à maximum de courant. Mais pour calculer le courant de pouvoir de coupure des disjoncteurs il faut simuler le court-circuit côté source c'est à dire courant maximum. Dont l'objet principale est de calculer le courant minimum qui entre dans le paramètre de réglage de la protection.

- **Schéma de simulation**

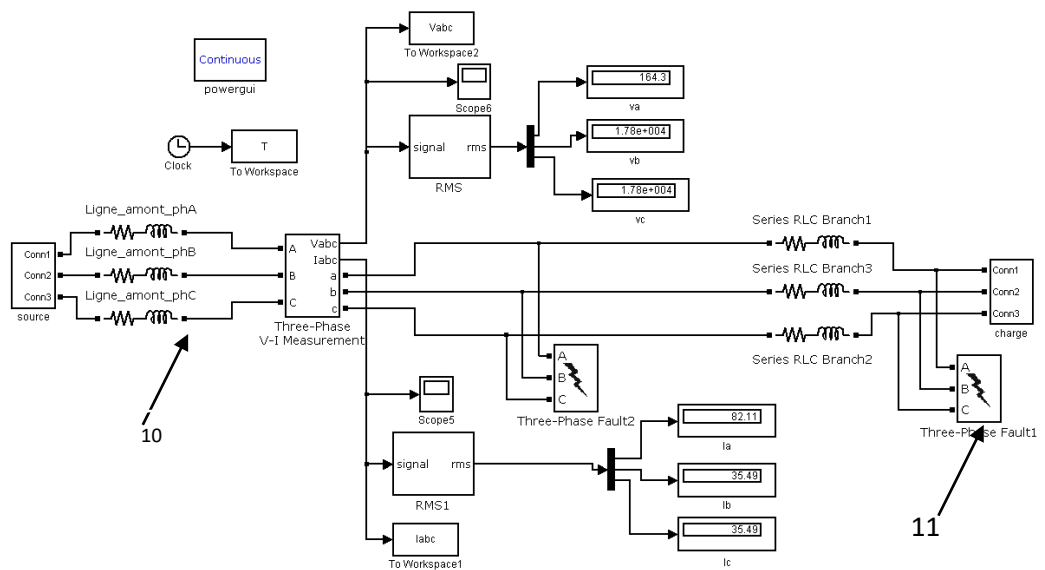


Fig.III.5 Schéma simulink de court-circuit

10 : ligne

11 : appareille injection court-circuit

La figure III.5 est identique à la figure III.2 sauf dans cette figure on a installé des filtres d'injection de court-circuit :

- côté charge pour calculer le courant de réglage du relai à maximum de courant

- côté source pour choisir le disjoncteur

- **Résultats de la simulation**

Défaut de la phase C à la terre

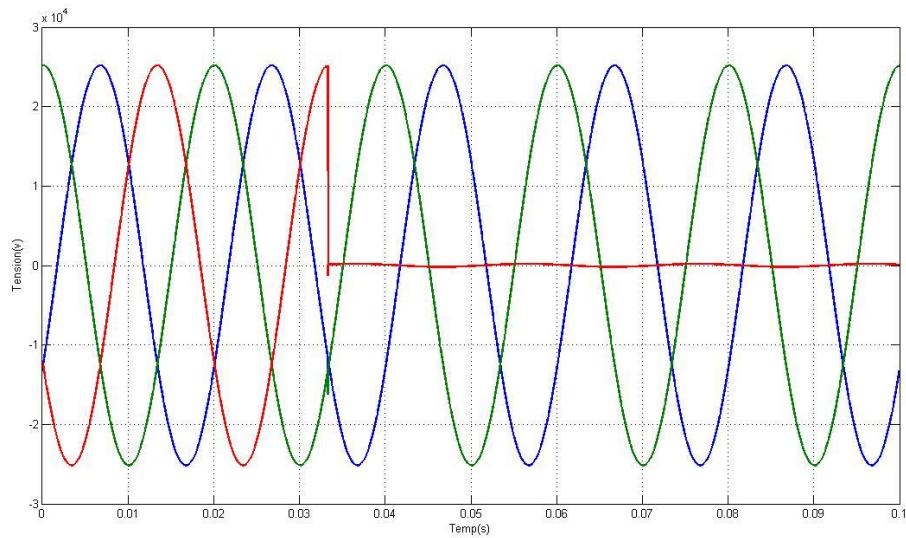


Fig.III.6 :Tension de court-circuit phase c

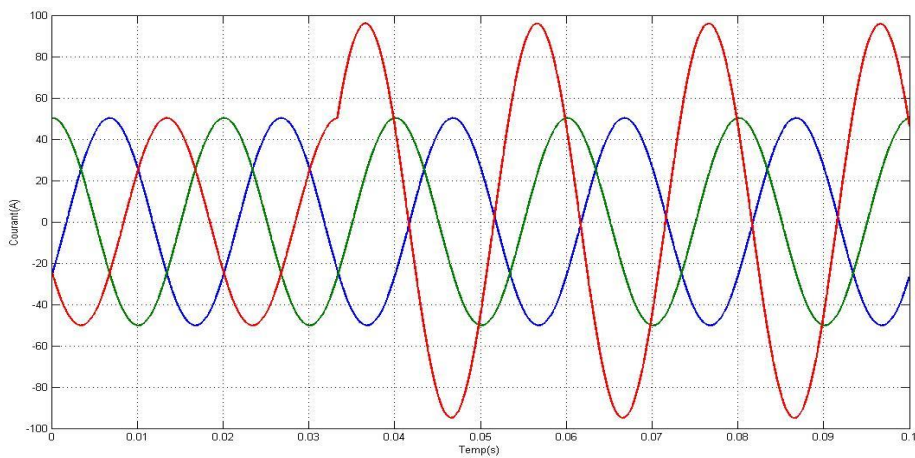


Fig.III.7 : Courant de court-circuit phase c

	Sans C-C Courant (A)	Avec C-C
Phase a	35.49	35.49
Phase b	35.49	35.49
Phase c	35.49	67.49

Tableau.III.2 Mesure courant et tension des phases

Figure III.6 de la tension de court-circuit phase c et figure III.7 du courant de court-circuit montre l'augmentation de l'amplitude du courant de la phase en défaut et passage a zéro pour l'amplitude de tension de la phase en question l'ord de court-circuit.

Le tableau III.2 montre la comparaison des courants des phases pour réseau saint et réseau en court-circuit.

- **Défaut biphasé terre**

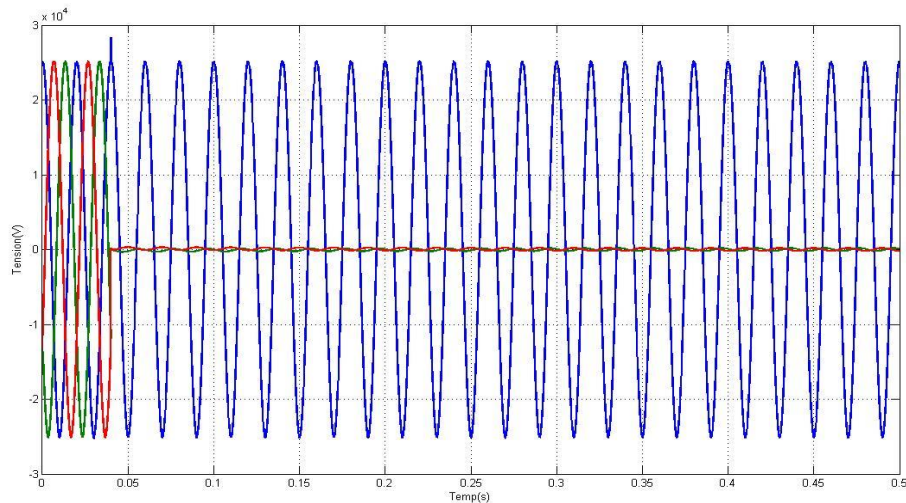


Fig.III.8 Tension de court-circuit biphasé terre

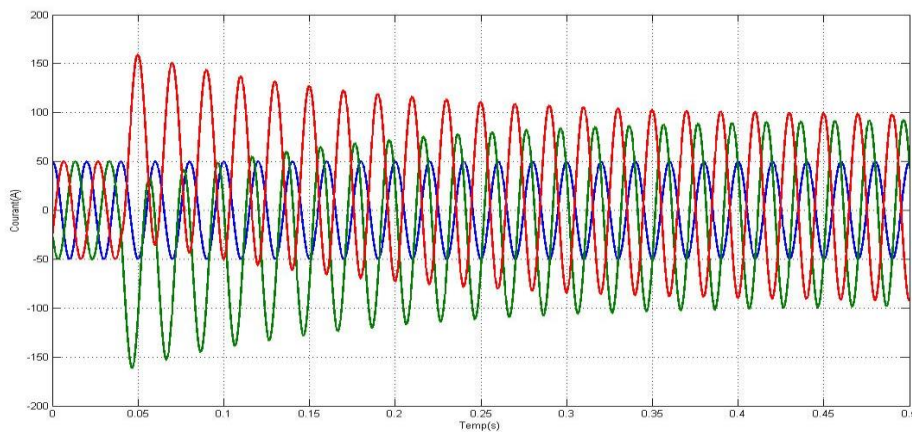


Fig.III.9 courant de court-circuit biphasé terre

	Sans C-C Courant (A)	Avec C-C(A)
Phase a	35.48	35.48
Phase b	35.48	67.65
Phase c	35.48	67.56

Tableau.III.3 Mesure courant et tension des phases

La figure III.8 de la tension de court-circuit biphasé-terre et figure III.9 du courant de court-circuit montre l'augmentation de l'amplitude du courant des phases en défaut et passage a zéro pour l'amplitude des tensions des phases en questions lord de court-circuit. Le tableau III.3 montre la comparaison des courants des phases pour réseau saint et réseau en court-circuit et indique la valeur du courant de court-circuit.

- **Défaut biphasé isolé**

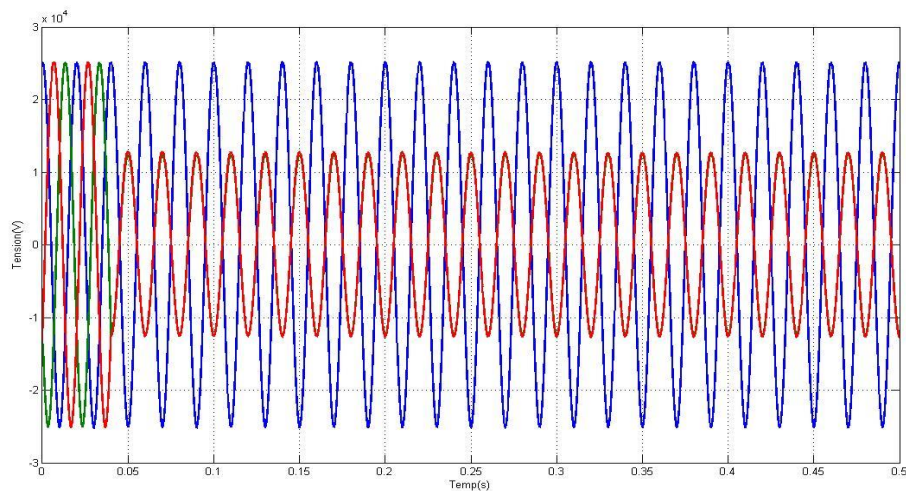


Fig.III.10 Tension de court-circuit biphasé isole

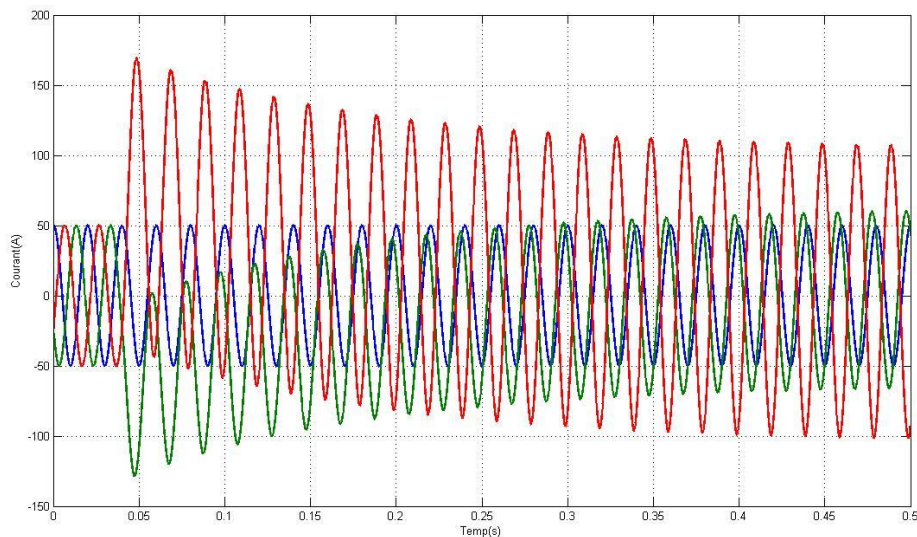


Fig.III.11 Courant de court-circuit biphasé isole

	Sans C-C Courant (A)	Avec C-C
Phase a	35.48	35.48
Phase b	35.48	44.87
Phase c	35.48	74.02

Tableau.III.4 Mesure du courant et tension des phases

La figure III.10 de la tension du court-circuit biphasé isolé et figure III.11 du courant de court-circuit montre l'augmentation de l'amplitude du courant des phases en défaut et passage a zéro pour l'amplitude des tensions des phases en questions lord de court-circuit. Le tableau III.4 montre la comparaison des courants des phases pour réseau saint et réseau en court-circuit et indique la valeur du courant de court-circuit.

- **Défaut triphasé**

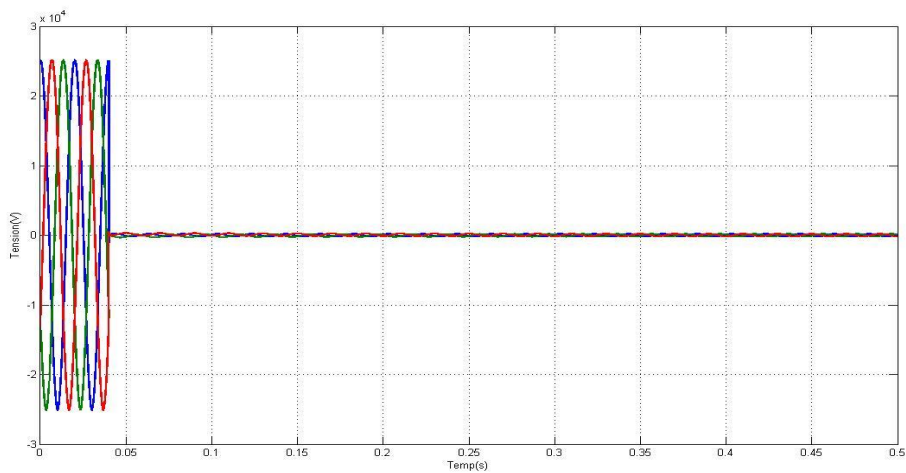


Fig.III.12 Tension de court-circuit triphasé

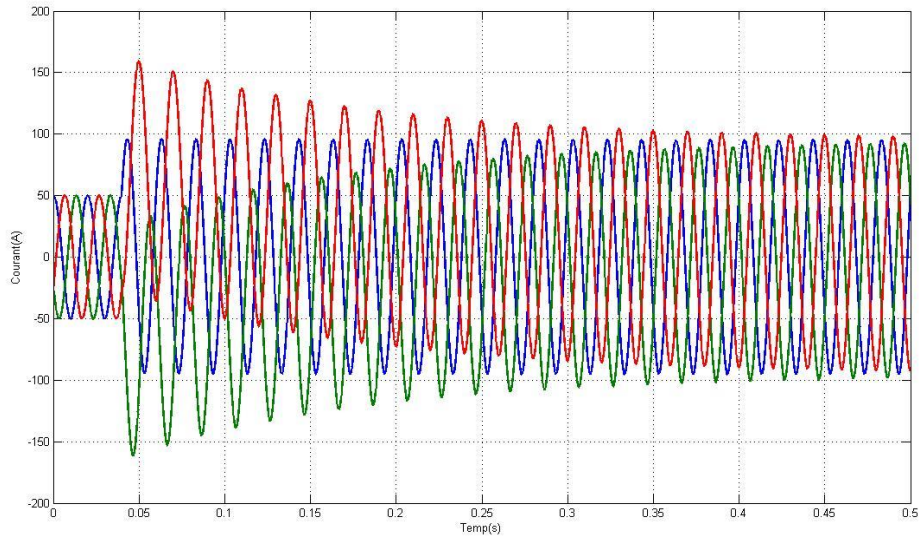


Fig.III.13 Courant de court-circuit triphasé

	Sans C-C Courant (A)	Avec C-C
Phase a	35.48	67.5
Phase b	35.48	67.65
Phase c	35.48	67.56

Tableau.III.5 Mesure courant et tension des phases

La figure III.12 de la tension du court-circuit triphasé et figure III.13 du courant de court-circuit montre l'augmentation de l'amplitude du courant des trois phases en défaut et passage à zéro pour l'amplitude des tensions des trois phases lord de court-circuit. Le tableau III.5 montre la comparaison des courants des phases pour réseau saint et réseau en court-circuit.

• Défaut triphasé terre

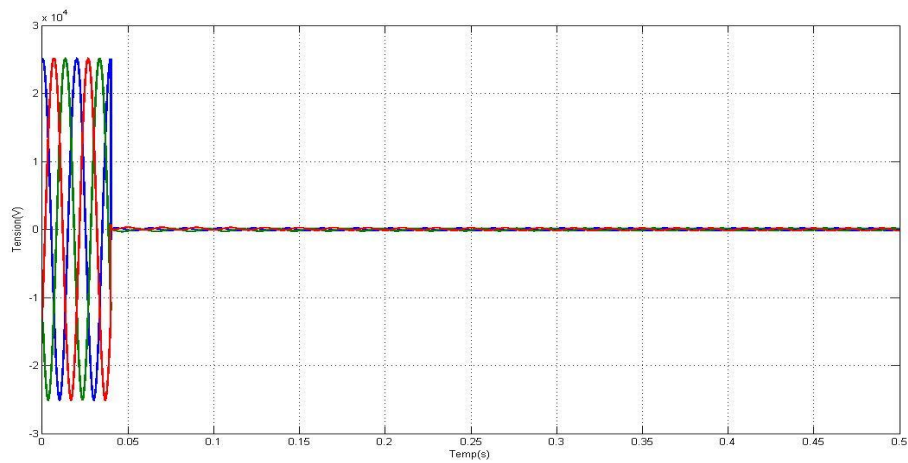


Fig.III.14 Tension de court-circuit triphasé terre

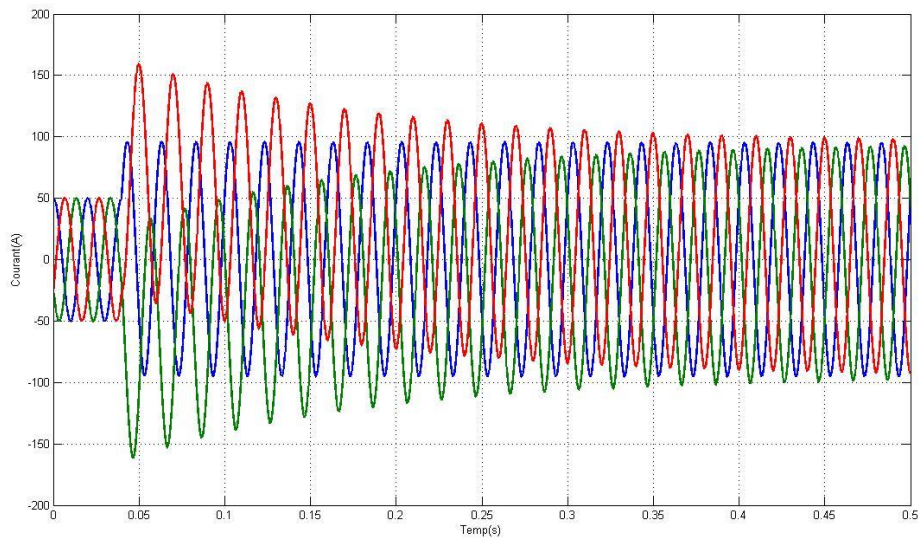


Fig.III.15 Courant de court-circuit triphasé terre

	Sans C-C Courant (A)	Avec C-C
Phase a	35.48	67.5
Phase b	35.48	67.65
Phase c	35.48	67.56

Tableau.III.6 Mesure courant et tension des phases

La figure III.14 de la tension de court-circuit triphasé-terre et figure III.15 du courant de court-circuit montre l'augmentation de l'amplitude du courant des trois phases en défaut et passage à zéro pour l'amplitude des tensions des trois phases lors de court-

circuit. Le tableau III.6 montre la comparaison des courants des phases pour réseau saint et réseau en court-circuit et indique la valeur du courant de court-circuit.

Pour les défauts monophasé et biphasé le réseau perdre sa stabilité est sa pela réseau des équilibre (asymétrique) mais pour les défauts triphasé le réseau reste stable avec augmentation de l'amplitude (symétrique).

III.5 Etape 3 : relai à maximum de courant

Dans cette étape on ajoute un relai de maximum de courant pour protéger le réseau contre les courts-circuits, dans l'étape précédente on a choisi le courant de court-circuit minimum des différents défauts en suit on choisi le courant de court-circuit minimum des différents courts-circuits qui détermine le courant de réglage de relai.

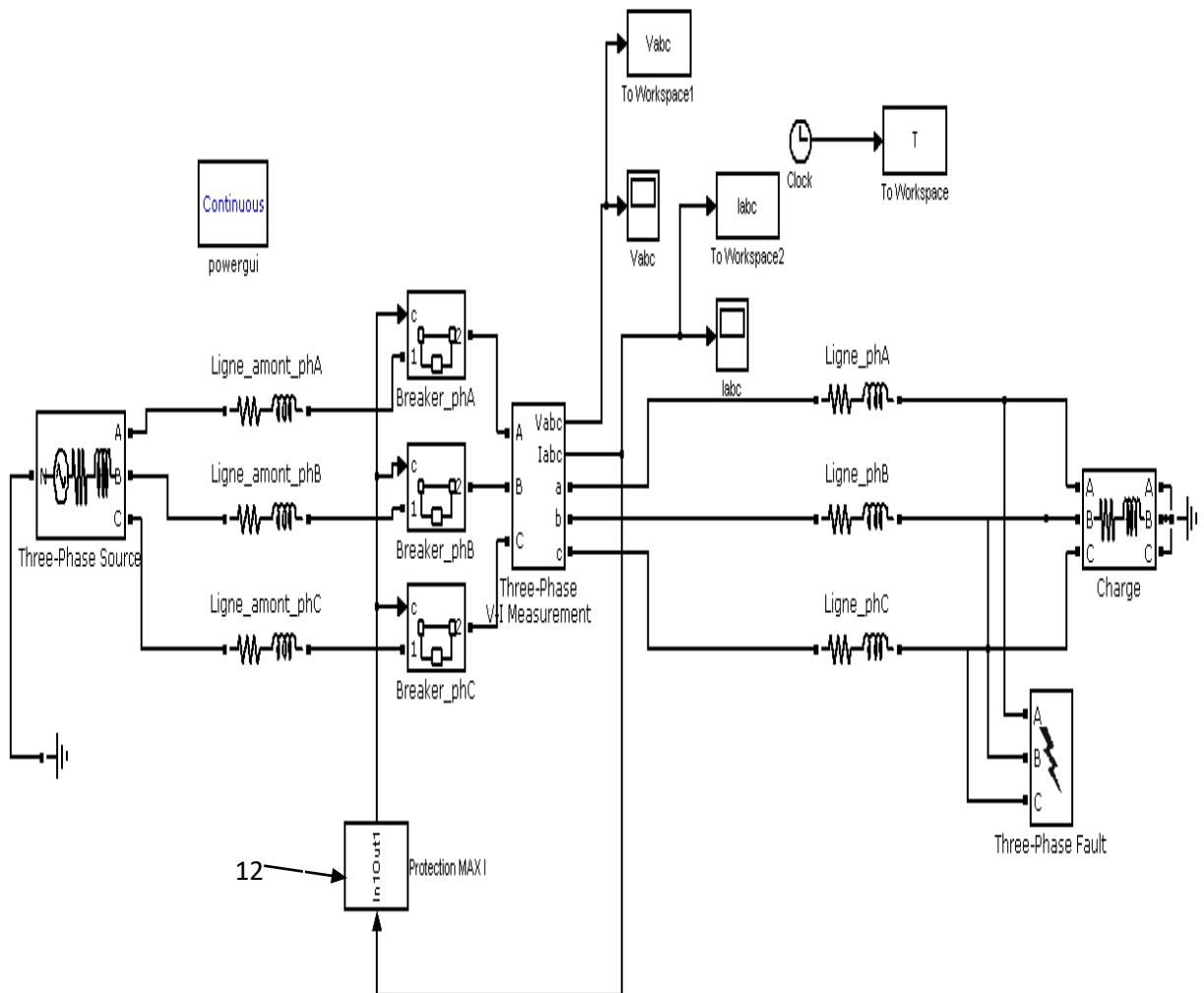


Fig.III.16 Schéma de simulation de court-circuit avec relai.

12 : relai à maximum de courant

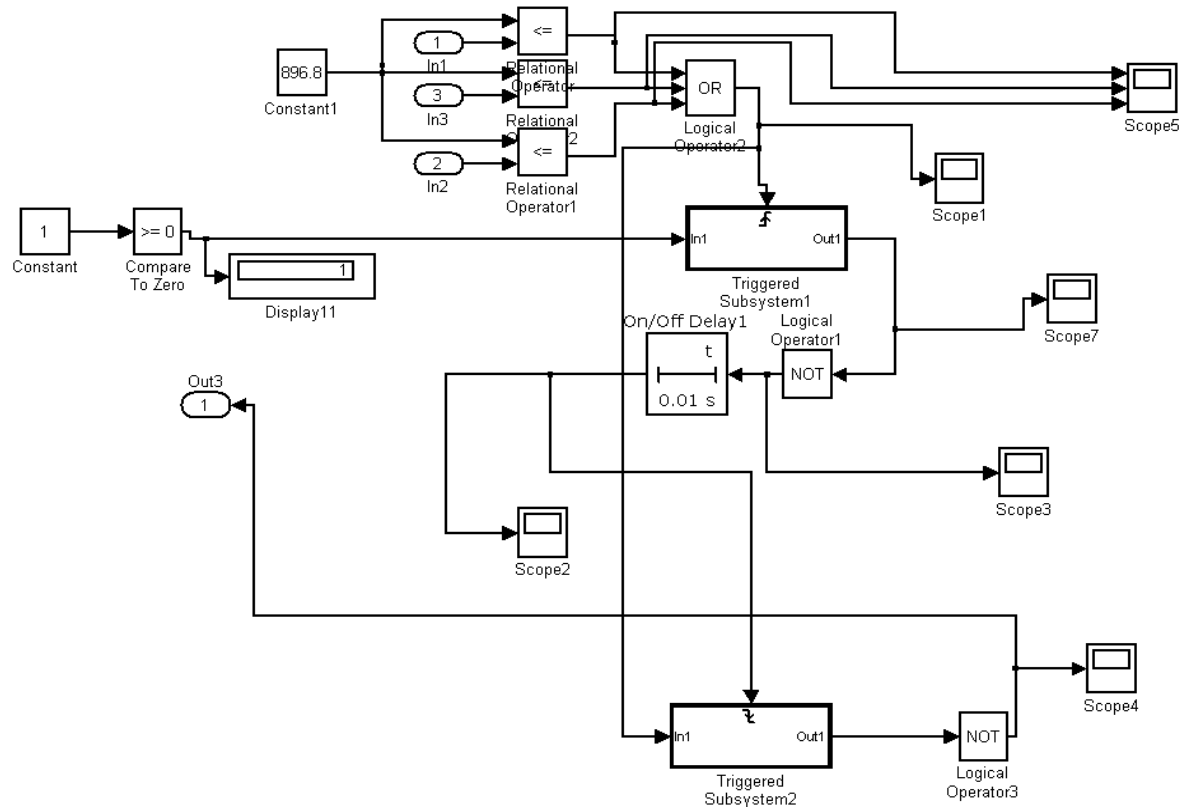


Fig.III.17 Schéma simulink du relai

III.5.1 Calcul du courant de réglage I_{ccmin}

Le calcul se fait de prendre le courant minimale du courant de court-circuit des différents défauts :

Défaut	$I_{cc\ min}$
monophasé	67.49
Biphasé terre	67.65
Biphasé isole	74.02
Triphasé isole	67.65
Triphasé terre	67.65

Tableau.III.7 Courant de court-circuit pour les différents types de CC

$$I_{cc\ min} = 67.49\ A \quad (III.1)$$

$$I_r = 0.8 * I_{C-c\ min} \quad (III.2)$$

$$I_r = 53.9920\ A \quad (III.3)$$

Avec $I_{cc\ min}$ est le courant minimum de court-circuit et I_r est le courant de seille de réglage

• Défaut monophasé

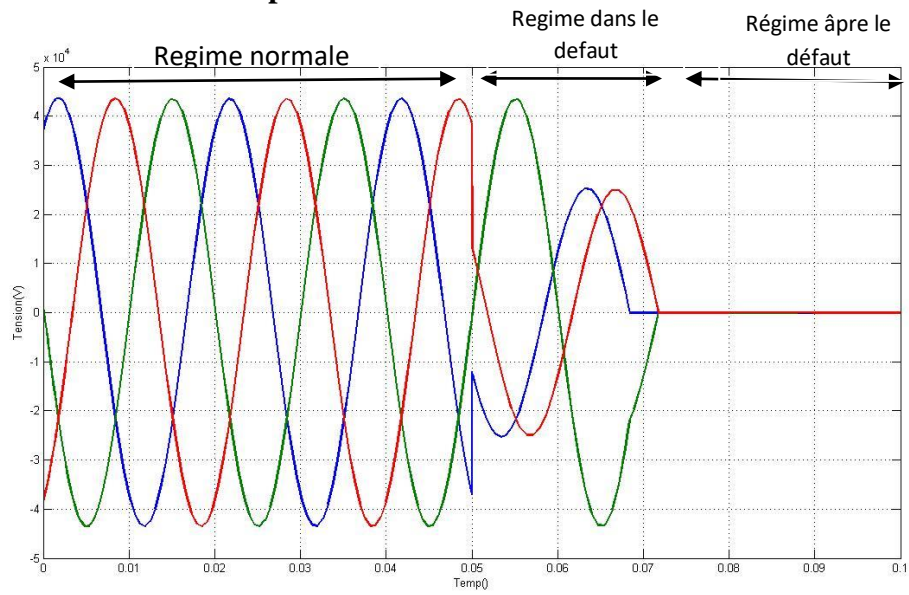


Fig.III.18 Tension de court-circuit monophasé.

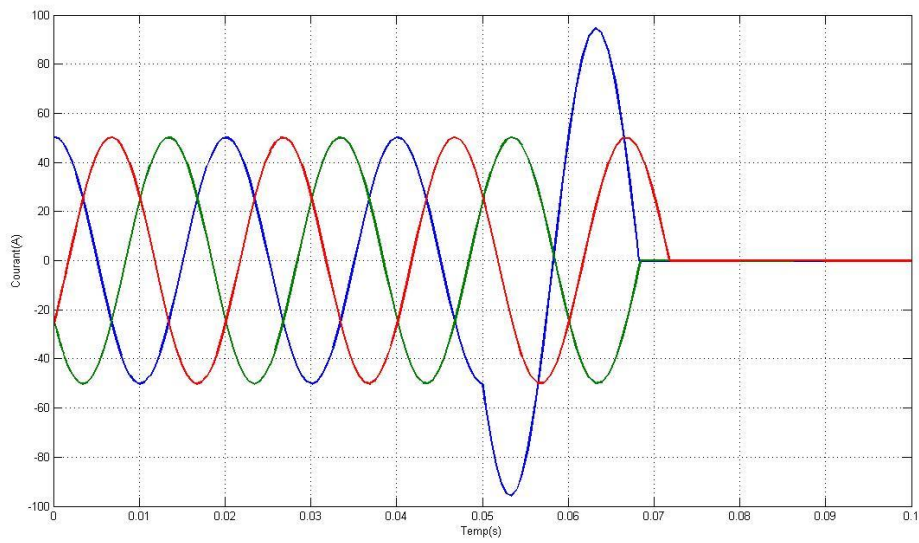


Fig.III.19 Courant de court-circuit monophasé.

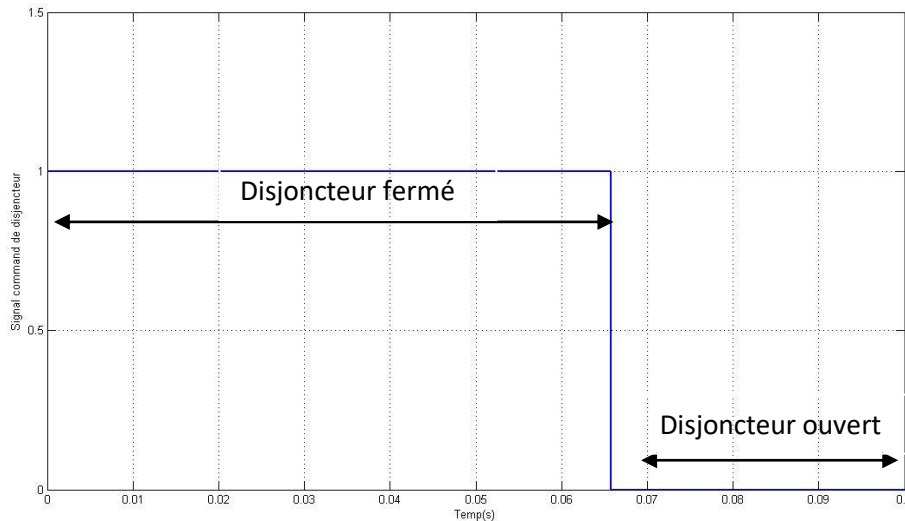


Fig.III.20 Ordre de fermeture et d'ouverture disjoncteur.

Pour la figure III.18 et 19 montre le déroulement du défaut sur le réseau et la réaction de relai pour l'ouverture de disjoncteur (figure III.20).

III.6 Etape 4 : relai auto réglable

L'étape quatrième base sur l'ajout d'un relai de maximum de courant auto réglable qui ajoute les paramètre de réglage de réseau automatiquement à travers un circuit haute fréquence. Le circuit HF consiste de deux circuit l'un émetteur et l'autre récepteur, on injection un signal HF dans le réseau pour calculer les paramètres de rése

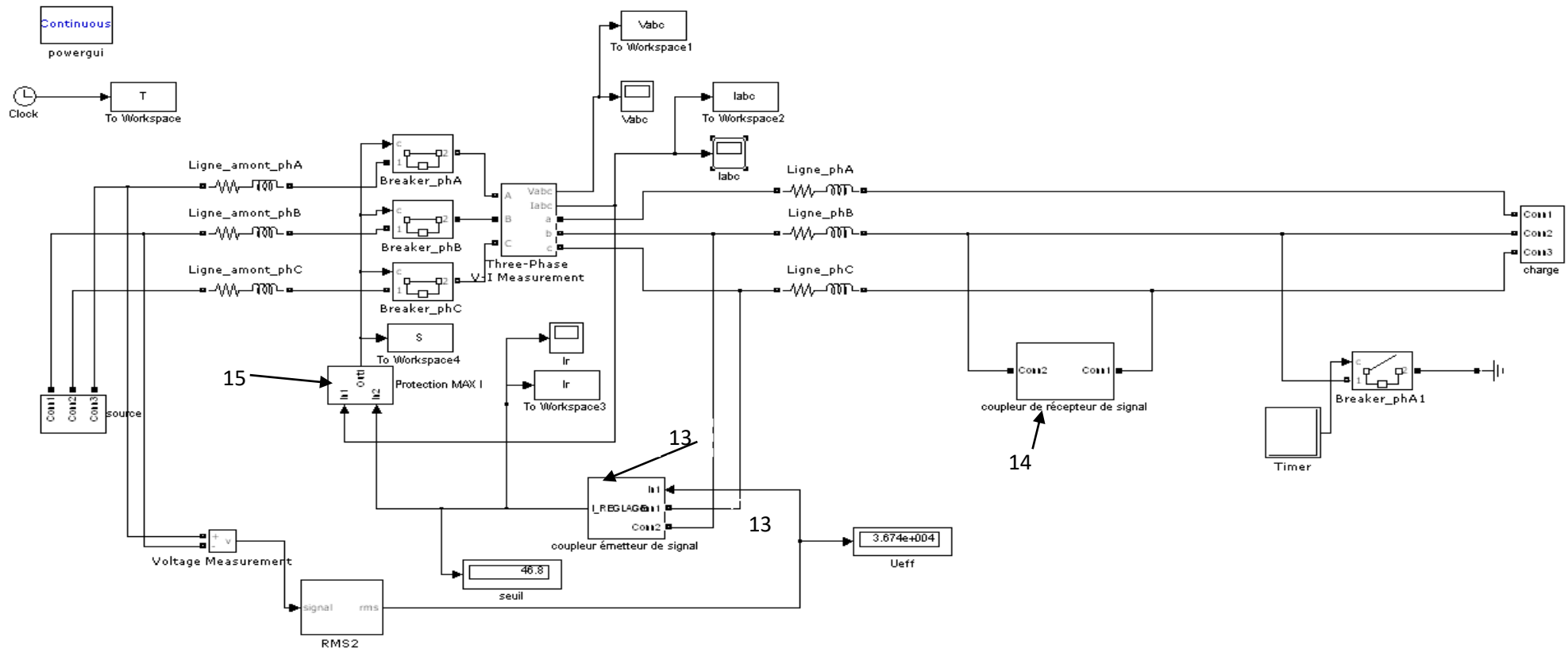


Fig.III.21.a Schémas du simulink relai auto réglable

13 :circuit HF

14 :circuit HF

15 :relai auto réglable

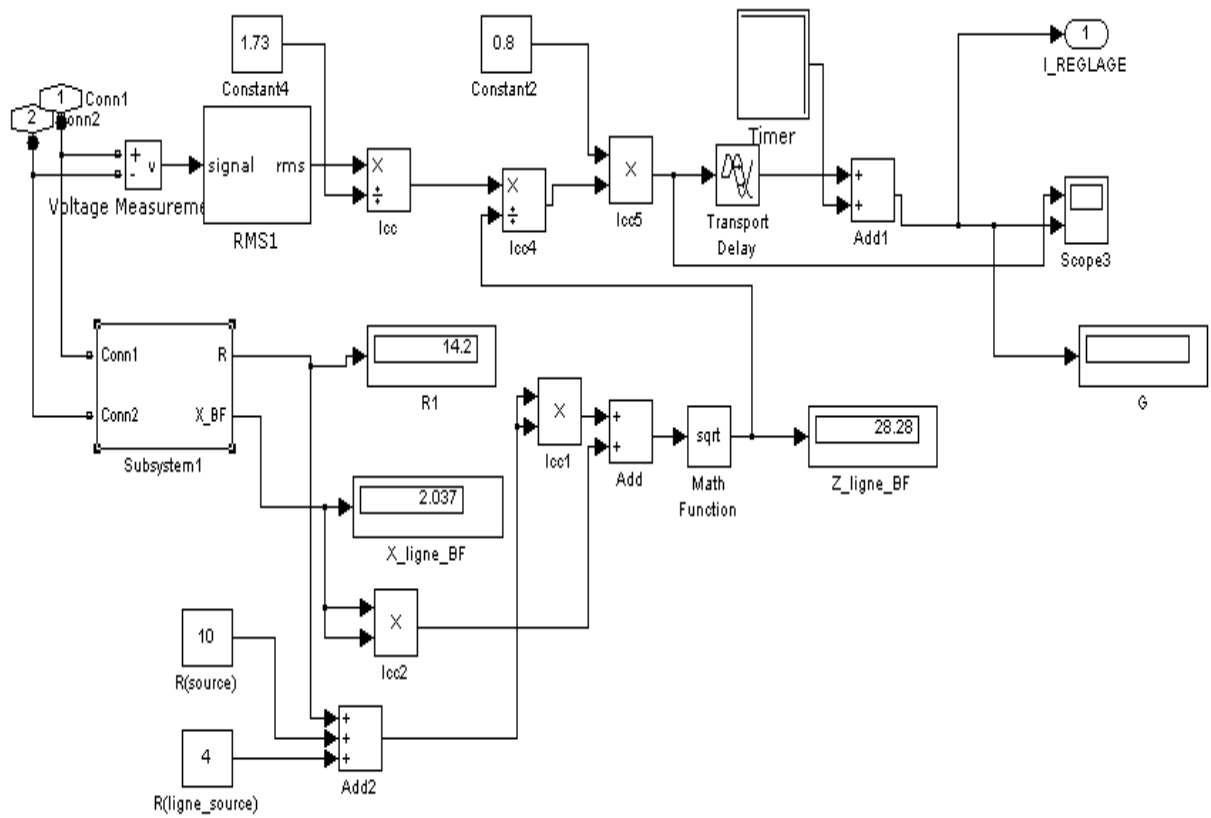


Fig.III.21.b relai auto réglable

- Défaut Triphasé

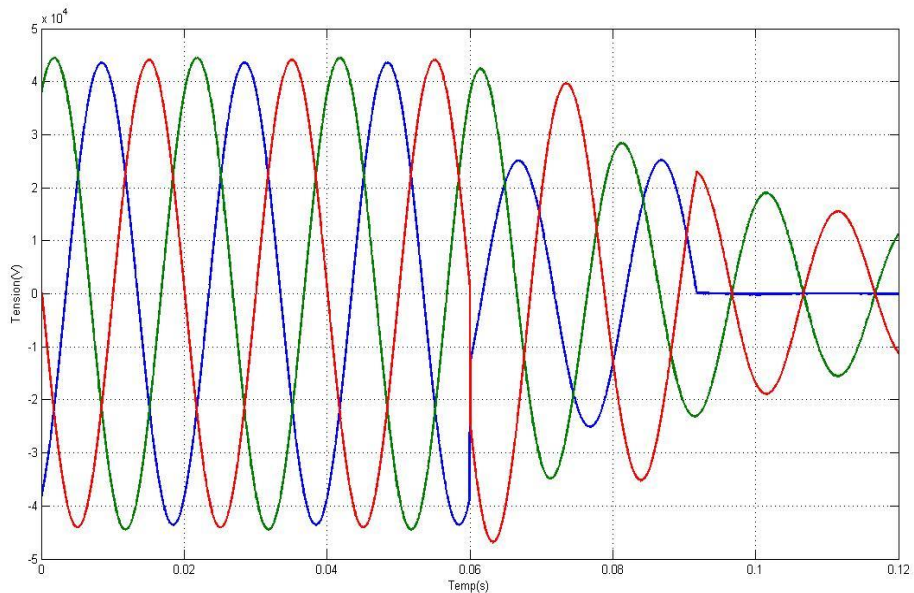


Fig.III.22 Tension de court-circuit triphasé

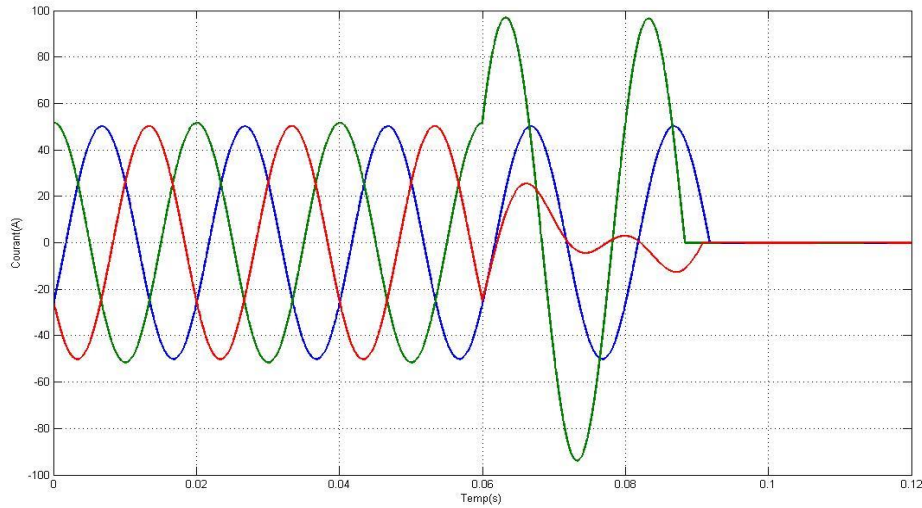


Fig.III.23 Courant de court-circuit triphasé

Méthode de calcul du paramètre du circuit HF

✓ Paramètre du circuit émetteur :

$$Z_{50H} = \infty \tag{III.4}$$

$$Z = \frac{\frac{L}{C}}{L*w + \frac{1}{C*w}} \tag{III.5}$$

$$L * w + \frac{1}{C*w} = 0 \tag{III.6}$$

On fixe C=100*10⁻⁶ pour calculer l'inductance

$$L = \frac{1}{C*w*w} \tag{III.7}$$

$$L = \frac{1}{100*10^{-6}*314*314} \tag{III.8}$$

$$L = 0.1014 \text{ H} \tag{III.9}$$

Pour fréquence f=100 MHz

$$Z_{100KH} = 0 \tag{III.10}$$

$$Z = \frac{\frac{0.1014}{100*10^{-6}}}{0.1014*2*\pi*10^5 + \frac{1}{100*10^{-6}*2*\pi*10^5}} \tag{III.11}$$

$$Z \approx 0 \tag{III.12}$$

Les paramètres de capacitive et l'inductance de filtre émetteur sont concluent.

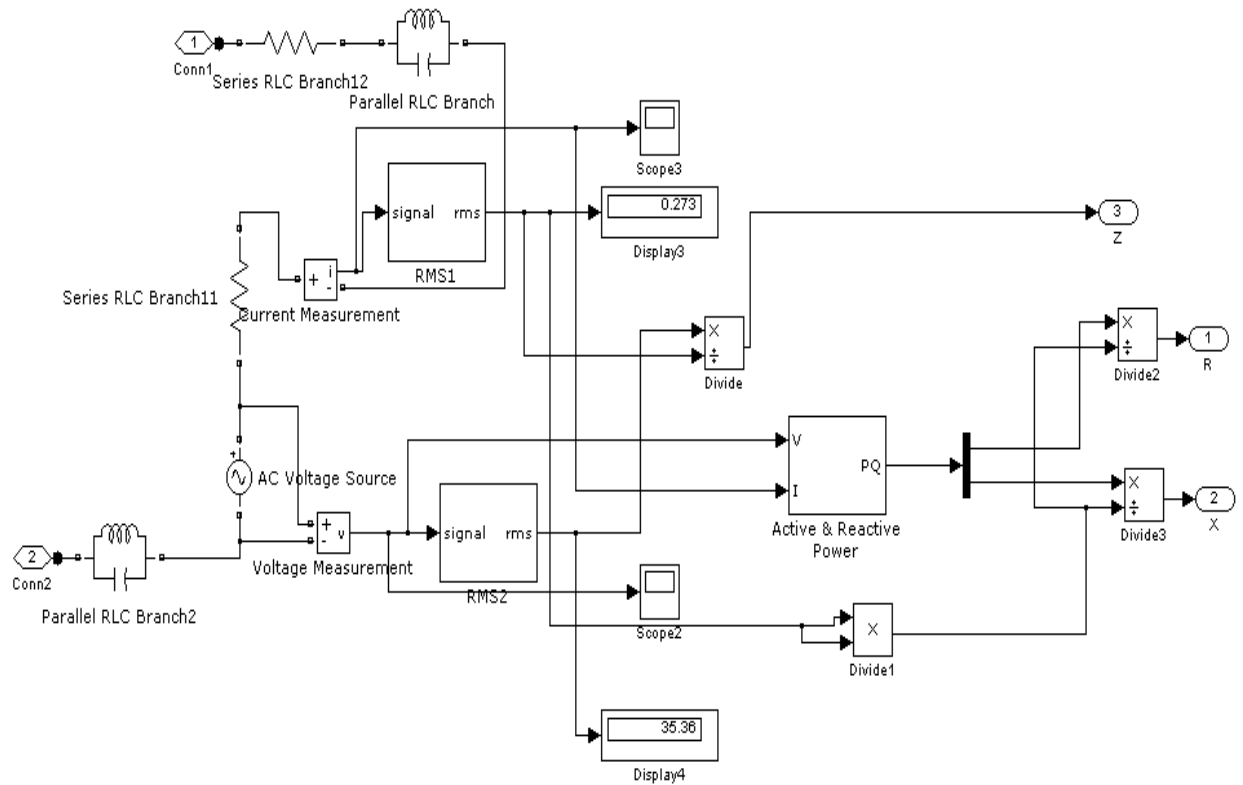


Fig.III.24 Schéma du circuit émetteur.

Vérification des paramètres des filtres récepteurs :

On propose $C=100 \cdot 10^{-6}$ F et on calcule Z pour les fréquences HF et BF

$$\begin{cases} Z_{50H} = \infty \\ Z_{100KH} = 0 \end{cases} \quad (III.13)$$

Pour BF :

$$Z_{50H} = \frac{1}{C \cdot \omega} = \frac{1}{100 \cdot 10^{-6} \cdot 2 \cdot \pi \cdot 50} \quad (III.14)$$

$$Z_{50H} \approx \infty \quad (III.15)$$

Pour HF

$$Z_{100KH} = \frac{1}{C \cdot \omega} = \frac{1}{100 \cdot 10^{-6} \cdot 2 \cdot \pi \cdot 100 \cdot 10^3} \quad (III.16)$$

$$Z_{100KH} \approx 0 \quad (III.17)$$

A partir de ces résultats on a constaté que la valeur de capacité satisfait les conditions du filtre émetteur.

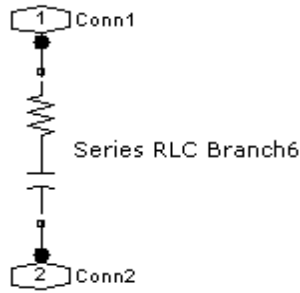


Fig.III.25 Schémas du sumilink pour injecter le signal HF dans le réseau.

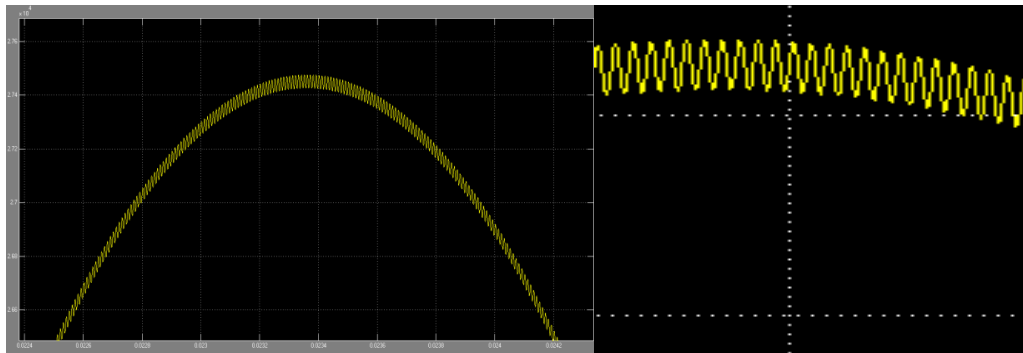


Fig.III.26 Signal HF injecte dans la ligne.

La figure III.26 montre le signal HF sinusoïdale émettre par le filtre sur le réseau pour calculer l'impédance de la ligne (incorporai sur le signal sinusoïdale des phases de tension)

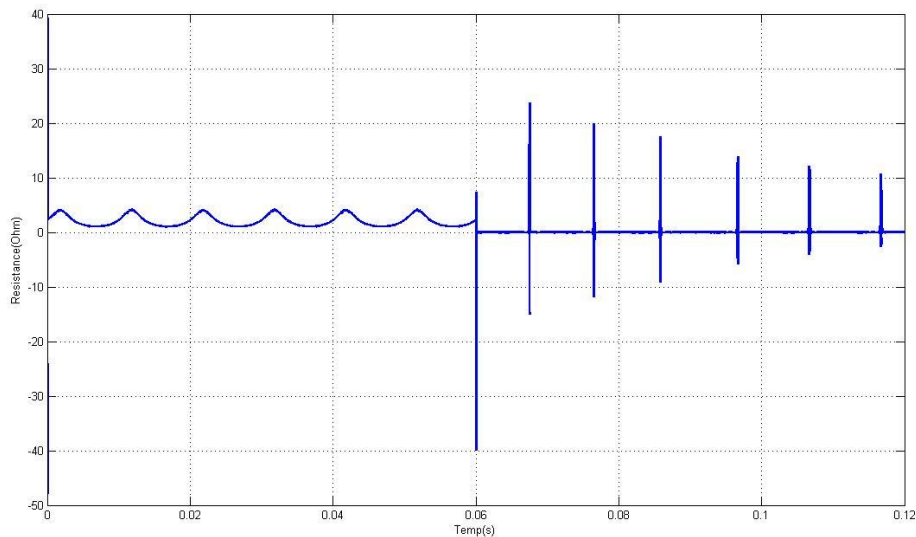


Fig.III.27 Signal de la résistance

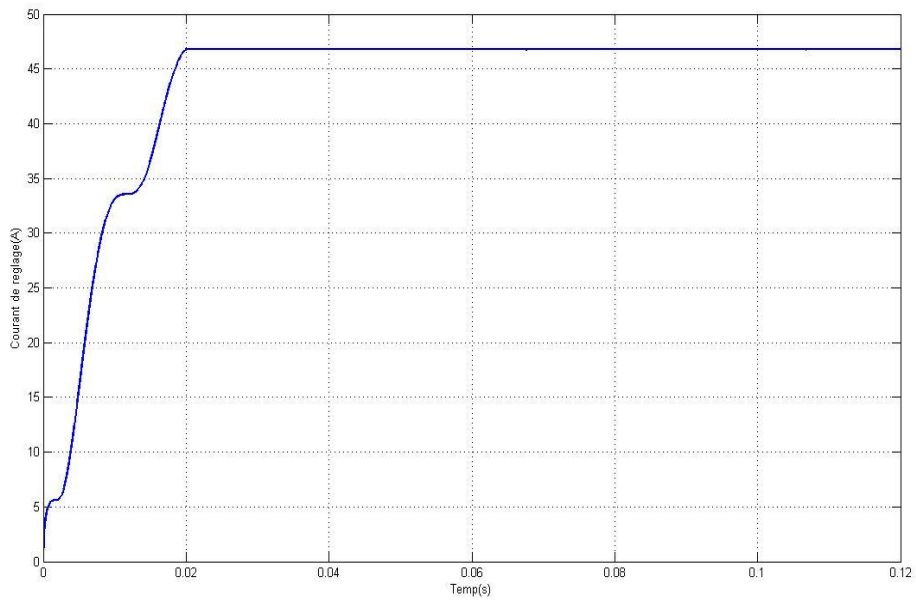


Fig.III.28 Signal du courant de réglage

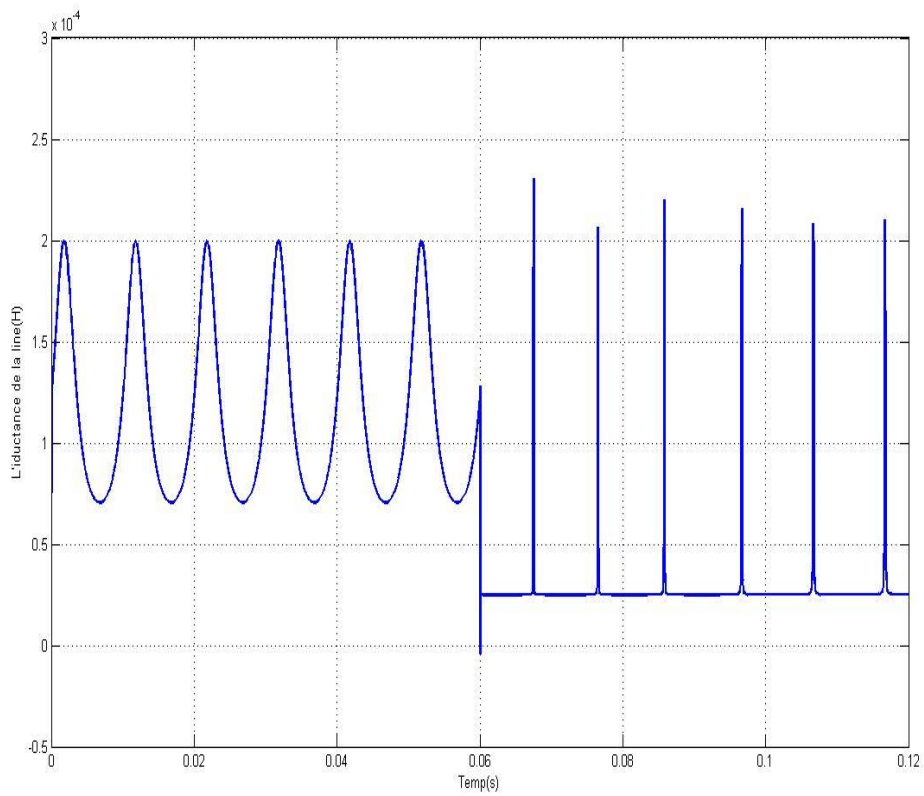


Fig.III.29 Signal de l'inductance

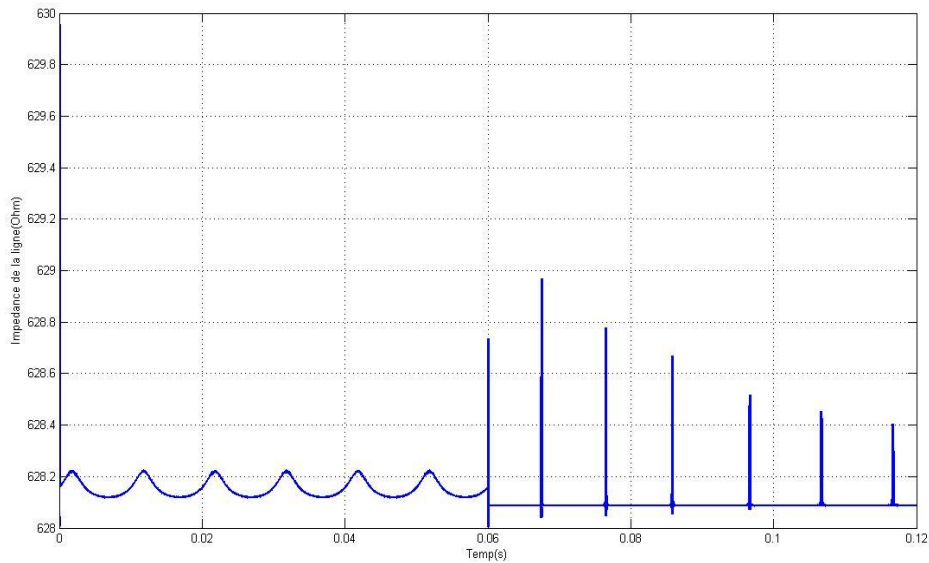


Fig.III.30 Signal de l'impédance.

D'après la figure III.30 on observe que l'impédance est stable dans la période avant le défaut, ce qui indique que la valeur de l'inductance et la résistance elle-même sont stables, comme présenté sur la figure III.29 et 27.

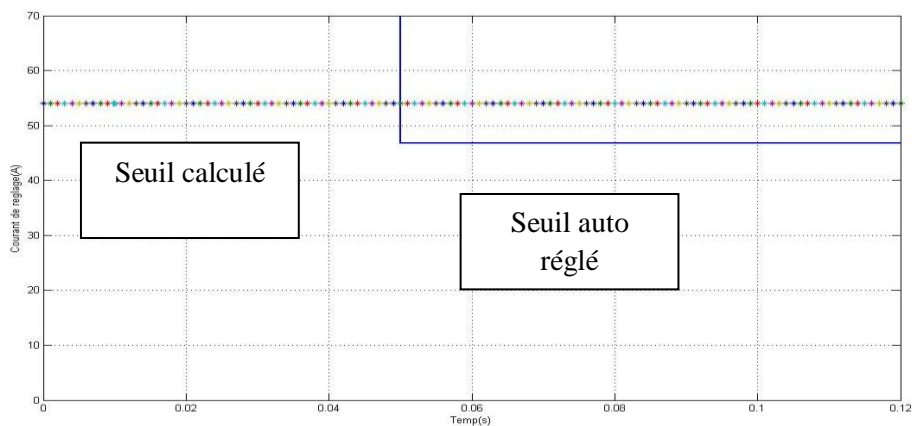


Fig.III.31 Comparaison du courant de réglage calculé et auto réglé

D'après la figure III.31 on constate que le paramètre de réglage des relais à maximum de courant manuel et automatique est presque égal. Le relais auto réglable est plus précis que celui réglé manuellement.

III.7 Etape 5 : fonctionnement de relai avec extension de réseau

Cette étape consiste à vérifier le réglage automatique de la protection à maximum de courant lors de l'extension du réseau et confirmation de la position du filtre de réception :

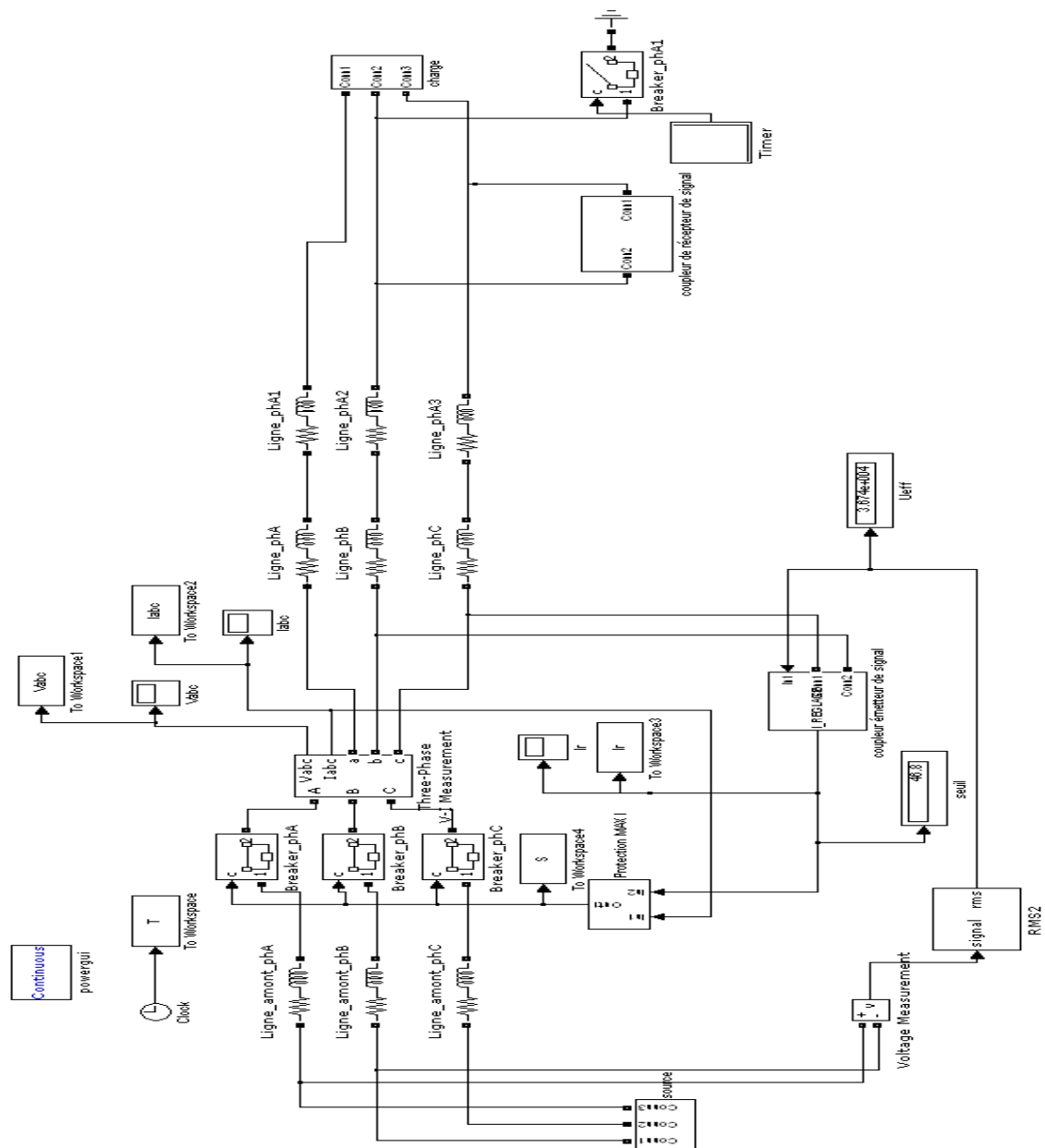


Fig.III.32 Schéma simulink relai auto réglable avec une autre extension de réseau.

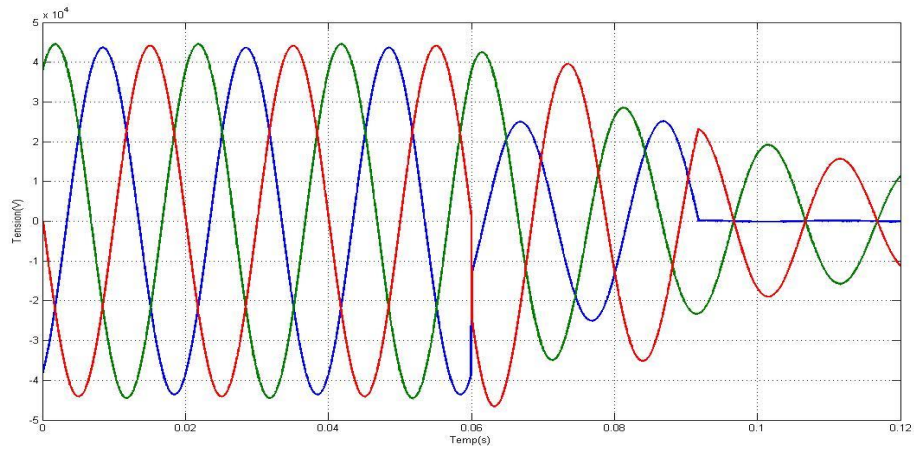


Fig.III.33 Tension de mesure.

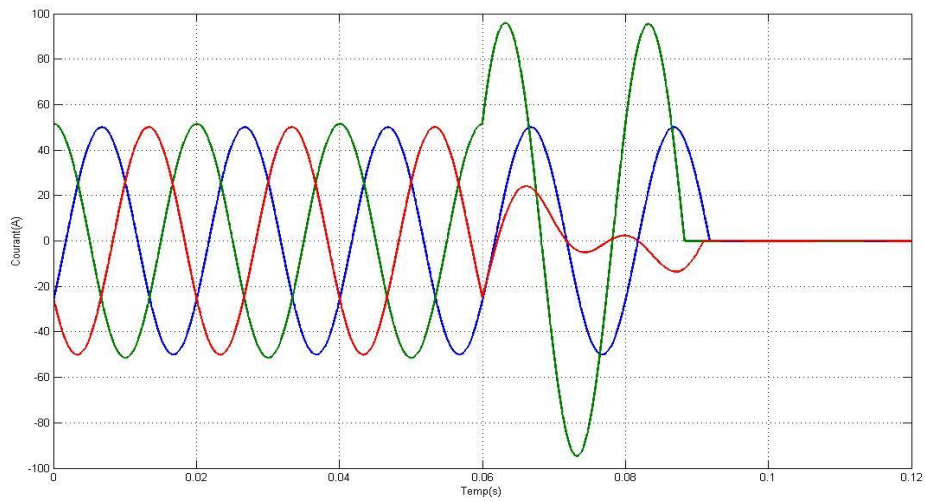


Fig.III.34 Courant de court-circuit de mesure.

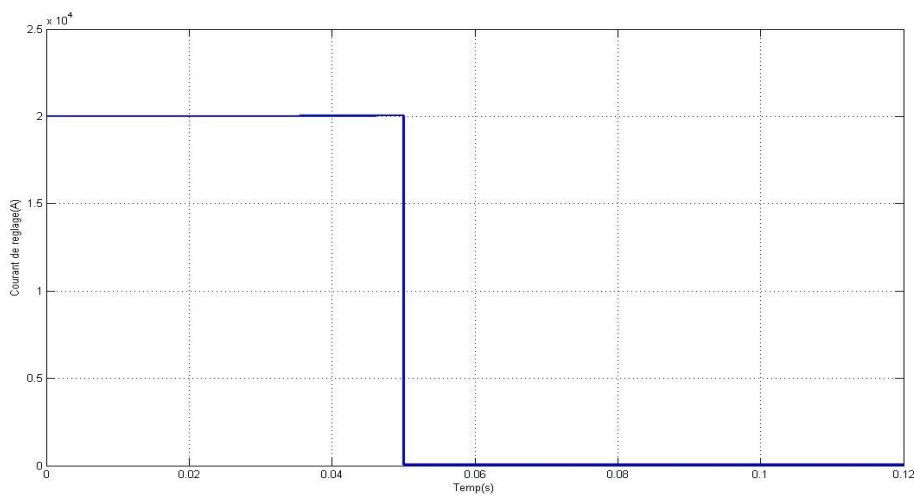


Fig.III.35 Courant de réglage.

D'après les figures III.33, 34, et 35 on constate lors de l'extension de réseau le relai auto réglable change sans réglage pour bien fonctionner pour se défaut et donne l'ordre au disjoncteur pour déclencher.

III.8 Conclusion

Dans ce chapitre on a entamé les différents types de court-circuit qui engendrent des dégâts matériels et humains. Pour cela on a installé des protections. Parmi ces protections, la protection à maximum de courant qui est présentée dans ce chapitre, la commande manuelle et automatique qui facilite le réglage de la protection automatiquement avec l'extension des réseaux.

Conclusion générale

Conclusion générale

Le dimensionnement du réseau électrique et complexité des installations donne des exigences de détermination des protections pour les personnes et les biens, nécessitent le calcul des courants de court-circuit en tout point du réseau. Malgré ces précaution reste l'erreur humaine don l'objectif poursuivi est de bien faire connaître les méthodes de calcul pour déterminer en toute connaissance de cause les courants de court-circuit, pour cela on a étudié et réalisé par simulation l'auto réglage de la protection à maximum de courant qui évité l'erreur humaine, et améliore la détection rapide et fiabilité meilleurs elle contient de deux filtres HF (émetteur et récepteur) qui assurant l'auto réglage de la protection. Le système d'auto réglage du seuil proposé fonctionne correctement et efficacement. Le système de protection est testé par une application concrète.

Bibliographe

Bibliographe

- [1] : Y. GAHMOUSSE, « Planification Optimal de la protection des réseaux de transport à base des relais à maximum de courant directionnelle », Master UNIVERSITE DE BISKRA, 2017/2018.
- [2] : K. OTMANI, « Simulation Des Défauts Electriques Et Leurs Protections Arcelor Mittal » Master, UNIVERSITE BADJI MOKHTAR-ANNABA, juin 2018.
- [3] : M. NOUIOUA et M. ADOUI, « Protection des réseaux électriques HTB en utilisant de relais de distance » Master, UNIVERSITE MOHAMED BOUDIAF - M'SILA, 2017.
- [4] :A. ZOUZOU KANOUNE et M.Yakhlef , « *Analyse par simulation des courants de court-circuit survenant dans les réseaux électriques* »Master , UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA, 01/06/2017.
- [5] :K.Labed, « Simulation d'une protection différentielle à trois cycles de ré-enclenchement »Master , UNIVERSITE DE BISKRA,24 juin 2018.
- [6] :K.Zaaboubi, « Pilotage sous LabView d'un système de protection à max de courant »Mastre, UNIVERSITE DE BISKRA, 04 Juin 2013.
- [7] BENREZZAK BARIZA, MEHIMDA FEYROUZ DETECTION ET CLASSIFICATION DES DEFAUTS DE COURTS-CIRCUITS DANS UNE LIGNE THT PAR LES RESEAUX DE NEURONES ARTIFICIELS Master Centre Universitaire Belhadj Bouchaib d'Ain-Temouchent 2017/2018
- [8] Mr. ZELLAGUI Mohamed ÉTUDE DES PROTECTIONS DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES MT (30 & 10 kV) Master UNIVERSITE MENTOURI CONSTANTINE 01 / 07 /2010
- [9] Mr BOUCHAHDANE Mohamed COORDINATION DE SYSTEMES DE PROTECTION APPLIQUEE AU RESEAU NATIONAL Doctorat UNIVERSITE CONSTANTINE 1
- [10] Projet d'un nouveau plan de protections Réseaux 400,220 et 60 KV de GRTE.