



Université Mohamed Khider de Biskra
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrique
Filière d'Electrotechnique

MÉMOIRE DE MASTER

Réseaux Electriques

Présenté et soutenu par :
MEKENTICHI Maamar
Le : Samedi 06 juillet 2019

Simulation d'un système de protection à minimum d'impédance directionnel

Jury

Dr.TKOUTI Nacira	MAA	Université de Biskra	Président
Dr.CHERIET Ahmed	Prof	Université de Biskra	Encadreur
Dr.AMRANI Ishak	MAA	Université de Biskra	Examineur

Année universitaire : 2018/2019

Année universitaire : 2018 - 2019

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



Université Mohamed Khider Biskra

Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrique
Filière: Electrotechnique
Option: Réseaux électriques

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

MASTER

Thème

**Simulation d'un système de protection
à minimum d'impédance directionnel**

Présenté par :

MEKENTICHI Maamar

Avis favorable de l'encadreur :

Prof. CHERIET Ahmed

Avis favorable du Président du Jury

Dr. TKOUTI Nacira

Cachet et signature

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



Université Mohamed Khider Biskra

Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrique
Filière: Electrotechnique
Option: Réseaux électriques

Thème :

Simulation d'un système de protection à minimum d'impédance directionnel

Proposé et Dirigé par : **Pr. CHERIET Ahmed**

RESUMES (Français et Arabe)

Résumé:

Ce mémoire consiste à la simulation d'une protection à minimum d'impédance directionnelle constituée par deux relais à savoir le relais min Z et celui directionnel. L'assemblage des deux protections à donner une idée sur l'importance de la sélectivité directionnelle en termes de temps de déclenchement qui est rapide et en termes de la fonction secours. Pour cela, nous avons considéré plusieurs tests en changeant la position du défaut. Avec la présence de la protection min_z directionnelle (min_z_dir) dès l'apparition de défaut le courant de la phase en défaut évolué pendant un certain temps puis le relais min_z donne l'ordre de déclenchement au disjoncteur afin d'isoler la partie en défaut. On remarque que la protection proposée (min_z_dir) dans ce travail fonctionne correctement dans les différentes situations

ملخص:

والمرحل الاتجاهي min Z تتكون هذه المذاكرة من محاكاة للحماية مع الحد الأدنى لمقاومة الاتجاه , والتي تتكون من مرحلتين هما مرحل تجميع الحماية لإعطاء فكرة عن أهمية الانتقائية الاتجاهية من حيث الوقت المتعثر بسرعة ومن حيث وظيفة النسخ الاحتياطي لهذا ، عند حدوث خطأ ، تطور (min_z_dir) الاتجاهية min_z مع وجود حماية. درسنا العديد من الاختبارات عن طريق تغيير موضع العيب لاحظ أن الحماية ترتب قاطع الدائرة التعويضي من أجل عزل الجزء المعيب min_z تيار المرحلة الخاطئة لفترة معينة ، ثم يعطي التابع في هذا المظهر تعمل بشكل صحيح في مواقف مختلفة (min_z_dir) المقترحة

REMERCIEMENT

APRÈS AVOIR REMERCIÉ LE DIEU LE TOUT PUISSANT QUI NOUS A DONNÉ LA
VOLONTÉ, LA SANTÉ ET LA PATIENCE.

JE TIENS À EXPRIMER MES RECONNAISSANCES ET MON VIF REMERCIEMENT À MON
ENCADREUR LE PROFESSEUR **CHERJET AHMED**, POUR SES ORIENTATIONS,
CONSEILS ET SA DISPONIBILITÉ.

JE REMERCIÉ ÉGALEMENT LES MEMBRES DU JURY QUI ONT ACCEPTÉ D'EXAMINER
MON TRAVAIL

ET SON OUBLIÉ MES CHERS ENSEIGNANTS SANS EXCEPTION

À CETTE OCCASION ; JE TIENS À REMERCIÉ MA FEMME POUR SON SOUTIEN
DURANT SES ANNÉES

MEKENTICHI MAAMAR

DÉDICACES

JE DÉDIE CE MODESTE TRAVAIL

À LA MÉMOIRE DE MON PÈRE

À MA CHÈRE MÈRE

À MA CHÈRE FEMME

À MES ENFANTS ROKIA, ABD-ERRAHMEN,

RIMES ET ABD-ELBARI

À MES SŒURS ET FRÈRES

ÉGALEMENT JE LE DÉDIÉ À MES COLLÈGUES AU TRAVAIL

Sommaire

Sommaire

Dédicaces

Remerciements

Listes des tableaux

Listes des figures

Introduction générale.....1

Chapitre I : généralités

I.1. Introduction	3
I.2.1. Réseaux de transport.....	3
I.2.2. Réseaux de répartition	3
I.2.3. Réseaux de distribution	4
I.2.3.1. Réseaux de distribution à moyenne tension HTA	4
I.2.3.2. Réseaux de distribution à basse tension	4
I.3. Les défauts et conséquences	5
I.3.1. Les courts-circuits	5
I.3.1.1. Origines des courts-circuits	5
I.3.1.2. Types de court-circuit.....	6
I.3.1.3. Notion de puissance de court-circuit	7
I.3.1.4. Calcul d'un courant de court-circuit.....	8
I.3.1.5. Conséquences du courant de court-circuit transitoire.....	10
I.3.2. Les surtensions	10
I.3.2.1. Les techniques de protection des lignes contre la foudre	10
I.3.3. Les surcharges	11
I.3.4. Les oscillations	12
I.3.5. Les déséquilibres	12
I.3.6. Les harmoniques.....	12
I.3.6.1. Origines des harmoniques	12
I.3.6.2. Puissances en présence des harmoniques	13
I.3.6.3. Effets des harmoniques.....	13
I.4. Caractéristiques des défauts et cycles d'élimination.....	14
I.4.1. Classification des défauts	14

I.4.2. Cycles d'élimination des défauts.....	14
I.5. Conséquences des défauts sur le réseau électrique.....	15
I.6. Eléments constitutifs d'une chaîne de protection.....	15
I.6.1. Rôle d'une protection	16
I.6.2. Constitution d'une chaîne de protection.....	16
I.6.2.1. Réducteurs de mesure	16
I.6.2.2. Transformateur de courant.....	17
I.6.2.3. Transformateur de tension	18
I.6.2.4. Relais de protection	18
I.6.2.5. Différents types des relais	19
I. 6. Disjoncteur.....	20
I.7. Conclusion	21

Chapitre II : Protections

II.1. Introduction	22
II.2. Relais à maximum de courant	22
II.3. Protection à distance	23
II.4. Protection directionnelle	25
II.4.1. Protection directionnelle de terre	26
II.4.2. Protection directionnelle de phase	28
II.4.3. Protection directionnelle de puissance	30
II.4.4. Codes et symboles des différents types de relais directionnels	31
II.5. Qualités principales d'un système de protection.....	32
II.5.1. Rapidité.....	32
II.5.2. Sélectivité des protections	32
II.5.2.1. Sélectivité chronométrique	33
II.5.2.2. Sélectivité ampérométrique	35
II.5.2.3. Sélectivité logique	36
II.5.3 Sensibilité	36
II.5.4. Fiabilité de protection.....	36
II.5.5. Contraintes liées à la protection.....	37
II.6. Conclusion.....	37

Chapitre III Simulation min_z directionnelle

III.1. Introduction	38
III.2. Simulation d'un réseau triphasé sans système de protection	38
III.2.1. Réseau sans défaut : état sain	38
III.2.2. Resultats de la simulation du système (sans défaut).....	39
III.2.3. Réseau avec défaut : calcul des impédances de court-circuit Z_{cc}	40
III.3. Protection à minimum d'impédance	45
III.3.1. Schéma global de la protection min_Z	45
III.3.2. Relais à min_Z.....	46
III.3.3. Resultats de la simulation sans défaut	48
III.3.4. Simulation de défauts avec la présence de la protection min_Z.....	49
III .4. Simulation d'une protection directionnelle	54
III.4.1. Schéma simulink globale de la protection directionnelle	54
III.4.2. Relais directionnel	55
III.4.3. Résultats de la simulation de la protection directionnelle	58
III.5. Couplage des deux protections (min_Z et directionnelle)	64
III.6. Application du relais min_Z directionnel.....	65
III.6.1. Schéma SIMULINK de l'application	65
III.6.2. Résultats de la simulation	66
III.6.2.1. Défaut sur la ligne No.1	66
III.6.2.2. Défaut sur la ligne n° 2:	72
III.7 Conclusion	78

Liste des figures et des tableaux

Liste des figures

Chap.1

Figure I.1. Architecture générale de réseaux d'énergies électrique	05
Figure I.2. Différentes types de défauts	07
Figure I. 3. Schéma équivalent du réseau au court-circuit	08
Figure I.4. Décomposition d'un courant de court-circuit	09
Figure I.5. Deux conducteurs supplémentaires de garde	11
Figure I.6. Constitution d'un système de protection	16
Fig.I.7.Schéma de principe d'un transformateur de courant	17
Figure. I.8. Schéma de principe d'un transformateur de courant	18
Figure I.9. Type des relais	18
Figure I.10. Disjoncteur HT (161kV) à l'huile	21

Chap.2

Figure II.1. Courant de défaut en fonction du point de défaut	22
Figure II.2.a. Caractéristique à temps indépendant	23
Figure II.2.b. Caractéristique à temps inverse	23
Figure II.4. Caractéristiques de fonctionnement du relais à distance	24
Figure II.5. Cercle d'impédance	25
Figure II.5.Illustration d'une protection directionnelle	26
Figure II.6. Mesure du courant résiduel par 3 TC	26
Figure II.7. Mesure du courant résiduel par un tore	26
Figure II.8. Mesure de la tension résiduelle avec TP à deux secondaires	26
Figure II.9. Mesure de la tension résiduelle à l'aide de TP auxiliaire	26
Figure II.10. Deux modes de polarisation d'une protection directionnelle de terre	28
Figure II.11.Relais mesure le courant I_1 et la tension V_2-V_3 : angle 90°	29
Figure II.12. Caractéristique de fonctionnement d'une protection à maximum de courant directionnel	30
Figure II.13. Caractéristique de fonctionnement d'une protection mesurant la projection	

du courant	30
Figure II.14. Schéma de principe de mesure d'une puissance	31
Figure II.15. Principe de la sélectivité	34
Figure II.16. Décomposition d'un intervalle de sélectivité	34
Figure II.17. Fonctionnement d'une protection à sélectivité ampérométrique	35
22Figure II.18. Exemple d'utilisation de la sélectivité logique	36
Figure .II.19. Fiabilité d'une protection	37
Chapitre III	
Figure III.1 : Schéma SIMULINK d'un reseau électrique triphasé sans défaut	38
Figure III.2 : Courants des trois phases	39
Figure III.3 : Tensions des trois phases.	39
Figure III.4 : Simulation de défaut (phase-terre)	40
Figure III.5 : Simulation de défaut biphasé	41
Figure III.6 : Simulation de défaut (biphasé-terre)	42
Figure III.7 : Simulation de défaut (triphasé)	43
Figure III.8 : Simulation de défaut (triphasé-terre)	44
Figure III.9 : Schéma Simulink d'un réseau électrique avec protection min_Z	45
Figure III.10 : Schéma Simulink du relais à min_Z	46
Figure III.11 : Schéma Simulink de relais min Z (une phase).	47
Figure III.12 : Blocs d'élimination du régime transitoire et de la temporisation..	48
Figure III.13 : Courants des trois phases (sans défaut)	48
Figure III.14 : Signal de commande généré par le relais min_z	48
Figure III.15 : Simulation de défaut phase-terre (Courant).	49
Fig.III.16. Simulation de défaut phase-terre (Tension)	49
Fig.III.17. Signale de déclenchement généré par le relais min_Z	50
Fig.III.18. Simulation de défaut biphasé (courants)	50
Fig.III.19. Simulation de défaut biphasé (tensions)	51
Fig.III.20. Signal de commande généré par le relais dans le cas d'un défaut biphasé	51
Fig.III.21. Simulation de défaut biphasé-terre	51
Fig.III.22. Simulation de défaut biphasé-terre	52

Fig.III.23. Signal de commande (pour défaut biphasé-terre)	52
Fig.III.24. Simulation de défaut triphasé	52
Fig.III.25. Simulation de défaut triphasé	53
Fig.III.26. Signal de commande (pour un défaut triphasé)	53
Fig.III.27. Simulation de défaut triphasé-terre	53
Fig.III.28. Simulation de défaut triphasé-terre	54
Fig.III.29. Signale de commande (défaut triphasé-terre)	54
Fig.III.30. Schéma Simulink de la protection directionnelle	55
Fig.III.31. Schéma Simulink du relais directionnel	56
Fig.III.32. Schéma Simulink pour le calcul du déphasage	57
Fig.III.33. Blocs d'élimination du régime transitoire et de la temporisation	57
Fig.III.34. Allures des courants vus par la protection directionnelle P1	58
Fig.III.35. Signale de commande de la protection directionnelle P1	58
Fig.III.36. Allures des courants vus par la protection directionnelle P2	59
Fig.III.37. Signal de commande de la protection directionnelle P2	59
Fig.III.38. Allures des courants vus par P1	59
Fig.III.39. Allures des tensions vues par P1	60
Fig.III.40. Signal de commande de la protection directionnelle P1	60
Fig.III.41. Allures des courants vues par la protection P2	61
Fig.III.42. Allures des tensions vues par P2	61
Fig.III.43. Signal de commande de la protection directionnelle P2	61
Fig.III.44. Allures des courants vues par P2	62
Fig.III.45. Allures des tensions vues par P2	62
Fig.III.46. Signale de commande de la protection directionnelle P2	63
Fig.III.47. Allures des courants vues par P1	63
Fig.III.48. Allures des tensions vues par P1	64
Fig.III.49. Signal de commande de la protection directionnelle P1	64

Fig.III.50. Association des relais min_Z et directionnel	65
Fig.III.51 Schéma SIMULINK de l'application : charge alimentée par deux lignes	66
Fig.III.52. Allures des courants vues par le relais min_z-dir (P4)	66
Fig.III.53. Allures des tensions vues par le relais min_z-dir (P4)	67
Fig.III.54. Signal de commande généré par le relais dir1 de la protection P4	67
Fig.III.55. Signal de commande généré par le relais min-z de la protection P4	67
Fig.III.56. Signal de commande généré par association des deux relais de P4	68
Fig.III.57 Allures des courants vues par le relais min_z (P2)	68
Fig.III.58 Allures des tensions vues par le relais min_z (P2)	69
Fig.III.59. Signal de commande généré par la protection P2	69
Fig.III.60. Allures des courants vues par le relais min_z (P3)	69
Fig.III.61. Allures des tensions vues par le relais min_z (P3)	70
Fig.III.62. Signal de commande du relais directionnel (P3)	70
Fig.III.63. Signal de commande du relais min-z (P3)	70
Fig.III.64. Signal de commande du relais min-z_dir (P3)	71
Fig.III.65. Allures des courants vues par le relais min_z (P1)	71
Fig.III.66. Allures des tensions vues par le relais min_z (P1)	71
Fig.III.67. Signal de commande du relais min-z (P1)	72
Fig.III.68. Allures des courants vues par le relais min_z-dir (P3)	72
Fig.III.69. Allures des tensions vues par P3	73
FigIII.70. Signal de commande du relais directionnel (P3)	73
FigIII.71. Signal de commande du relais min-z (P3)	73
FigIII.72. Signal de commande du relais min-z-dir (P3)	74
Fig.III.73. Allures des courants vues par le relais min_z-dir(P4)	74
Fig.III.74. Allures des tensions vues par P4	74
FigIII.75. Signal de commande du relais min-z (P4)	75
FigIII.76. Signal de commande du relais directionnel (P4)	75

FigIII.77. Signal de commande du relais min-z-dir (P3)	75
Fig.III.78. Allures des courants vues par le relais min_z (P2)	76
Fig.III.79. Allures des tensions vues par le relais min_z (P2)	76
FigIII.80. Signal de commande du relais min-z (P2)	76
Fig.III.81. Allures des courants vues par le relais min_z (P1)	77
Fig.III.82. Allures des tensions vues par le relais min_z (P1)	77
FigIII.83. Signal de commande du relais min-z (P1)	78

Liste des tableaux

Chap. 2

Tableau II.1. Codes ANSI, symboles et domaines d'emploi des protections	32
---	----

Chap. 3

Tableau III.1. Résultats de la simulation : défaut phase-terre	40
Tableau III.2. Résultats de la simulation : défaut biphasé	41
Tableau III.3. Résultats de la simulation : défaut biphasé-terre	42
Tableau III.4. Résultats de la simulation : défaut biphasé-terre	43
Tableau III.5. Résultats de la simulation : défaut triphasé	44
Tableau III.6. Récapitulatif des courants et impédances de CC	44
Tableau.III.7.Table de vérité (association des deux relais)	64

INTRODUCTION GENERALE

Introduction générale.

Les systèmes électriques sont considérés comme des infrastructures indispensables pour subvenir aux besoins en énergie électrique qui ne cesse d'accroître ; Les réseaux sont conçus traditionnellement d'une manière verticale ou les transferts d'énergies suivent dit du haut en bas : Production –Transport –Distribution. Les investissements humains et matériels affectés aux réseaux sont colossaux. Pour cela le réseau électrique doit répondre à trois exigences essentielles à savoir : stabilité, économie et surtout continuité de service.

La protection des réseaux s'attache donc à diminuer le nombre des perturbations, à limiter leur durée, et à accélérer au maximum la reprise du service normal. Les protections électriques ont pour rôle de détecter un défaut d'isolement et de commander l'élimination des tronçons de réseau sur lequel le défaut est apparu. Les défauts d'isolement se traduisent par principalement des surintensités et des chutes de tension. Les plans de protection ne sont pas figés. Ils changent dans le temps à chaque fois qu'un besoin d'amélioration s'avère nécessaire. Ce besoin est souvent dicté par les soucis suivants :

De diminuer le temps d'élimination des défauts. Car ce temps est une grandeur fondamentale d'un plan de protection, dans la mesure où elle caractérise les contraintes thermiques des équipements électriques.

De chercher toujours après une meilleure sûreté de fonctionnement en cas de court-circuit notamment sur les réseaux de transport et d'interconnexion où les conséquences d'un non fonctionnement pourraient engendrer des dégâts économiques importants.

Les relais de protections sont des appareils qui comparent en permanence les grandeurs électriques à surveiller (courant, tension, fréquence, puissance, impédance, ... etc.) à des seuils prédéterminés et qui délivre le signal pour l'ouverture d'un disjoncteur ou pour déclencher une alarme lorsque la grandeur dépasse le seuil.

Parmi les protections les plus utilisées dans les réseaux électriques on trouve la protection à maximum de courant, la protection de distance et la protection directionnelle.

Ce travail est consacré principalement à la simulation d'une protection à minimum d'impédance directionnelle par le SIMULINK de MATLAB.

Le présent mémoire est structuré comme suit :

Le premier chapitre concerne l'état de l'art sur les réseaux électriques et les défauts dans les réseaux électriques. Le deuxième chapitre est consacré aux systèmes de protection en insistant sur la protection à minimum d'impédance directionnelle. Le troisième chapitre rapporte la simulation de la protection à minimum d'impédance directionnelle pour les réseaux électriques, suivi par une application de cette protection sur un réseau bouclé.

Chapitre I

Généralités

Chapitre I : généralités

I.1. Introduction

Le réseau de transport d'énergie électrique doit assurer le mouvement de l'énergie en la véhiculant par des lignes HT ou THT entre les différentes sources de production et les postes de distribution. Tandis que la fonction d'un réseau BT consiste à distribuer cette énergie aux clients. Dans cette première partie de notre travail, on va citer une généralité sur les réseaux électriques, les différents types des réseaux, les défauts et la fonction de protection. La protection de la ligne de transport contre ces défauts 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.

I.2. différents types de réseaux électriques

Les réseaux électriques sont divisés en trois types :

I.2.1. Réseaux de transport

Les réseaux de transport et d'interconnexion sont destinés principalement à : [1][2] :

- Collecter l'électricité produite par les centrales importantes et de l'acheminer par grand flux vers les zones de consommation (fonction transport),
- Permettre une exploitation économique et sûre des moyens de production en assurant une compensation des différents aléas (fonction interconnexion),
- La tension est 150 kV, 220 kV et dernièrement 420 kV,
- Neutre directement mis à la terre,
- Réseau maillé.

I.2.2. Réseaux de répartition

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

Ces réseaux sont, constitués de lignes aériennes dont chacune peut transiter plus de 60 MVA sur des distances de quelques dizaines de kilomètres.

La structure de ces réseaux est, soit en boucle fermée, soit le plus souvent en boucle ouverte, mais peut aussi se terminer en antenne au niveau de certains postes de transformation [1].

Ces réseaux peuvent être souterrains sur des longueurs n'excédant pas quelques kilomètres en zone urbaine.

Ils alimentent d'une part les réseaux de distribution à travers des postes de transformation HT/MT et, d'autre part, les utilisateurs industriels dont la taille (supérieure à 60 MVA) ; Ces réseaux sont caractérisés par :

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

I.2.3. Réseaux de distribution

Le réseau de distribution est distingué par des tensions inférieures à 63 kV et des postes de transformation HTB/HTA raccordé par des lignes ou des câbles moyenne tension jusqu'aux postes de répartition HTA/HTA [2]. Le poste de transformation HTA/BTA constitue le dernier maillon de la chaîne de distribution.

I.2.3.1. Réseaux de distribution à moyenne tension HTA [3]

Le réseau électrique HTA (MT) se caractérise par :

- Le niveau de leurs tensions HTA (30 et 10 kV le plus répandu),
- Limitation à 300 A pour les réseaux aériens,
- Limitation à 1000 A pour les réseaux souterrains,
- Réseaux souterrains en boucle ouverte.
- Neutre mis à la terre par une résistance

I.2.3.2. Réseaux de distribution à basse tension

Les réseaux basse tension sont caractérisés par :

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

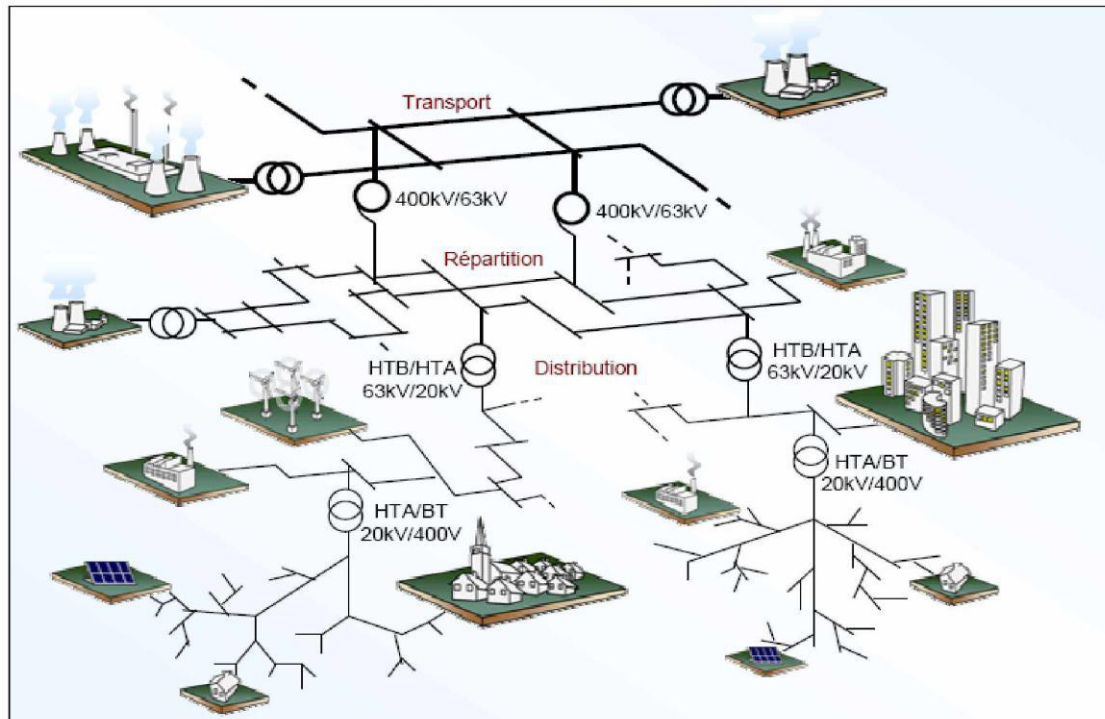


Figure I.1. Architecture générale de réseaux d'énergies électriques [2].

I.3. Les défauts et conséquences

Nous allons présenter les origines ainsi que les conséquences des principales perturbations qui peuvent apparaître dans les réseaux électriques. Sont donc le court-circuit, la surtension et les harmoniques. Egalement, on rappelle le calcul des courant de court-circuit qui fait l'objet de la définition d'un système de protection.

I.3.1. Les courts-circuits [4]

Les courts-circuits sont des phénomènes transitoires, qui se produisent généralement lors de la fermeture d'un circuit électrique quelconque sur une impédance nulle ou de faible valeur. C'est le cas d'une mise à la terre accidentelle d'une ou plusieurs phases d'un réseau ou d'un matériel électrique. C'est le cas également d'une connexion accidentelle entre phases ayant une impédance négligeable. On dit aussi que c'est un courant de défaut qui représente un fonctionnement anormal d'un système électrique. Les courants de défaut sont caractérisés par des valeurs d'intensités très élevées.

I.3.1.1. Origines des courts-circuits

Les courts-circuits sont générés par diverses causes [4] :

- Conditions atmosphériques : coup de foudre, vent, tempête, ... etc. dans ces conditions climatique sévères, des claquages diélectriques ou la destruction partielle de matériel.

- Vieillessement du matériel: ce phénomène engendre des ruptures ou défaillances locales pouvant engendrer des courts-circuits;
- Défaut d'isolation: ce défaut est souvent l'origine des courts-circuits. Dans ce cas l'isolant n'est plus en mesure d'assurer sa fonction d'isolation conduisant à un contact entre phases ou entre spires d'un transformateur par exemple.
- Défaut de manœuvre et erreurs humaines.

I.3.1.2. Types de court-circuit

Plusieurs types de court-circuit peuvent se produire dans un réseau électrique tel que **fig.I.2** :

- Court-circuit monophasé

Il correspond à un défaut entre une phase et la terre, c'est le plus fréquent.

- Court-circuit biphasé isolé, correspond à un défaut entre deux phases. Le courant résultant est plus faible que dans le cas du défaut triphasé, sauf lorsqu'il se situe à proximité immédiate d'un générateur.
- Court-circuit biphasé terre correspond à un défaut entre deux phases et la terre.
- Court-circuit triphasé ; Il correspond à la réunion des trois phases, c'est le courant de court-circuit le plus élevé.

Ce courant (triphase) est une donnée essentielle pour le dimensionnement des équipements électrique.

Les courts-circuits peuvent provoquer des dégâts économiques importants s'ils ne sont pas éliminés rapidement par les systèmes de protection [5].

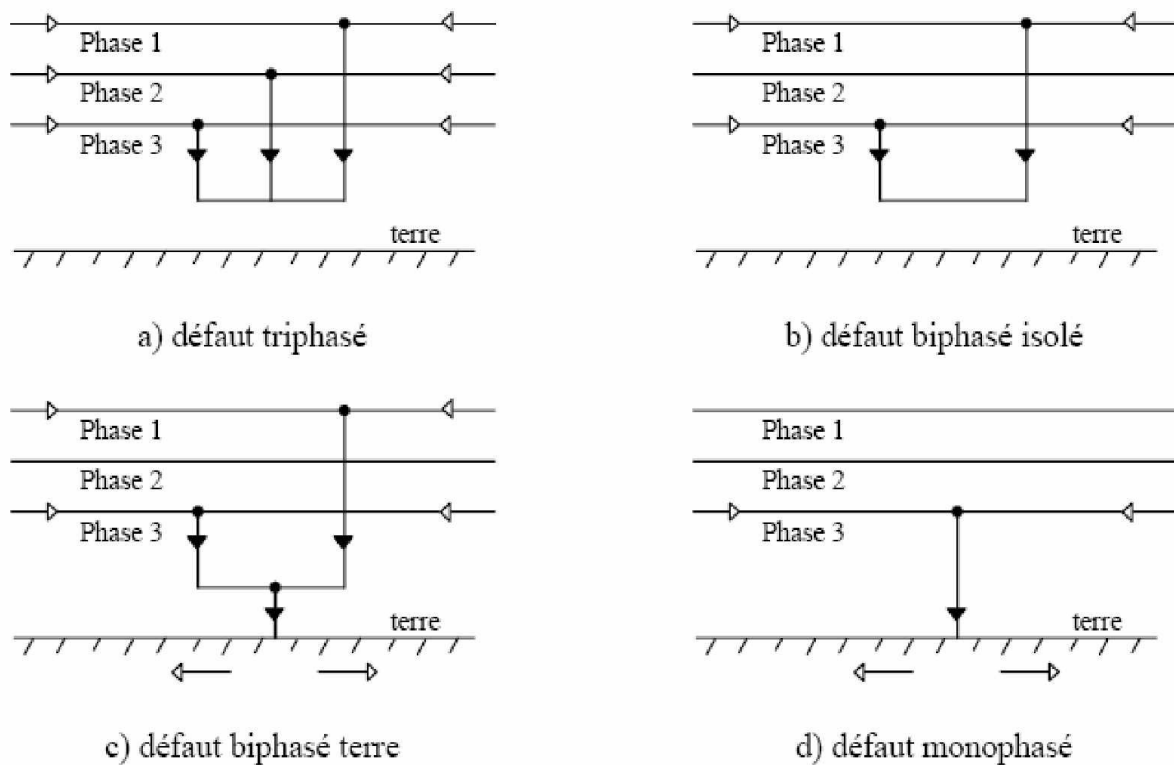


Figure I.2. Différents types de défauts.[5]

I.3.1.4. Notion de puissance de court-circuit

La puissance de court-circuit est la puissance maximum que peut fournir un réseau sur une installation en défaut. Elle est exprimée soit en MVA, soit en kA efficace pour une tension de service donnée. Cette notion est souvent utilisée pour illustrer la robustesse d'un réseau en un point donné. Plus cette puissance est élevée plus le réseau vu du point en question est robuste. Cela s'illustre notamment par de faibles variations de tension lorsque se produit un défaut dans ce réseau.

L'expression générale de la puissance de court-circuit (S_{cc}) est :

$$s_{cc} = \sqrt{3}UI_{cc} \quad (I.1)$$

U : Tension de service.

I_{cc} : Courant de court – circuit

Les pouvoirs de coupure et de fermeture des éléments de protection sont déterminés à partir de ces valeurs (S_{cc} et I_{cc}). Egalement la puissance de court-circuit permet de se faire une idée sur la sévérité d'un court-circuit en un point donné du réseau

I.3.1.5. Calcul d'un courant de court-circuit

La connaissance des valeurs des courants de court-circuit [5] est indispensable pour le dimensionnement des matériels de protection. Pour les disjoncteurs ces valeurs sont requises pour leur dimensionnement au regard du pouvoir de coupure. Ce pouvoir de coupure doit être

suffisant pour couper les courants de court-circuit les plus élevés. Le calcul des courants de court-circuit n'implique pas seulement la connaissance des ces courants au point de défaut, mais également la répartition de ces courants sur les autres lignes et phases du réseau ainsi que leurs conséquences sur les tensions. Le réseau amont d'un court-circuit peut se mettre sous la forme d'un schéma équivalent constitué d'une source de tension alternative d'amplitude constante E et d'une impédance en série Z_{cc} (**Figure I.3**). Où Z_{cc} est l'impédance de court-circuit, elle est égale à l'impédance équivalente aux lignes et aux transformateurs parcourus par le courant de court-circuit.

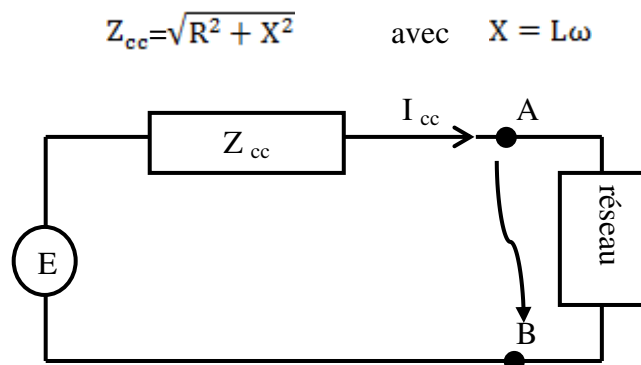


Figure I. 3. Schéma équivalent du réseau au court-circuit [5]

Lors d'un court-circuit on applique une tension $e = E\sqrt{2} \sin(\omega t + \alpha)$ à un circuit composé d'une réactance et d'une résistance en série. α est l'angle d'enclenchement du CC, il définit la phase de la tension à l'instant d'apparition du court-circuit (**Figure I.4**). Soit φ le déphasage entre la tension et le courant en régime établi :

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{X}{R}.$$

L'expression du courant de court-circuit est :

$$I_{cc} = \frac{E\sqrt{2}}{Z_{cc}} \left[\sin(\omega t + \alpha - \varphi) - \sin(\alpha - \varphi) e^{-\frac{R}{X} \omega t} \right] \quad (\text{I.3})$$

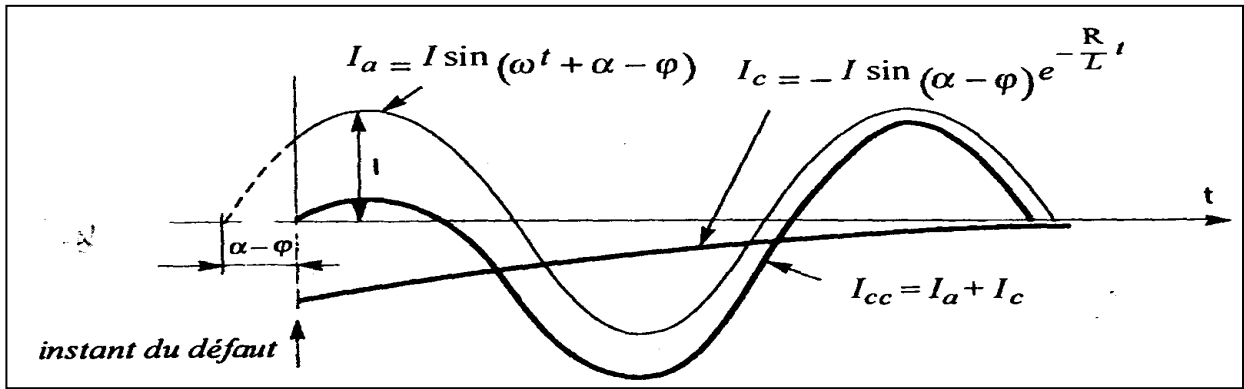


Figure I.4. Décomposition d'un courant de court-circuit [5]

Le courant I_{cc} est donc la somme des deux courants suivants :

$$I_a = \frac{E\sqrt{2}}{Z_{cc}} \sin(\omega t + \alpha - \varphi) \quad (\text{Courant sinusoïdal}) \quad (\text{I.4})$$

$$I_c = -\frac{E\sqrt{2}}{Z_{cc}} \sin(\alpha - \varphi) e^{-\frac{R}{X}\omega t} \quad (\text{Courant apériodique}) \quad (\text{I.5})$$

La valeur efficace du courant en régime établi est :

$$I_{\text{eff}} = \frac{E}{Z_{cc}} \quad (\text{I.6})$$

Plusieurs cas sont envisageables :

- 1^{er} cas : si l'angle d'enclenchement du CC $\alpha = \varphi$, la composante apériodique est nulle, le régime est dit symétrique.
- 2^{ème} cas : si $\alpha - \varphi = \frac{\pi}{2}$, la composante apériodique est maximale, le régime est dit asymétrique maximal. C'est la condition qui entraîne la plus grande valeur de crête du courant :

$$I_{cc} = \frac{E\sqrt{2}}{Z_{cc}} \left[\sin\left(\omega t + \frac{\pi}{2}\right) - e^{-\frac{R}{X}\omega t} \right] \quad (\text{I.7})$$

Le courant atteint la valeur crête maximale (1^{re} crête) lorsque :

$$\sin\left(\omega t + \frac{\pi}{2}\right) = -1 \quad \text{d'où} \quad \omega t = \pi \quad (\text{I.8})$$

La valeur crête maximale du courant est :

$$\hat{I} = \frac{E\sqrt{2}}{\sqrt{R^2 + X^2}} \left[1 + e^{-\frac{R}{X}\pi} \right] \quad (\text{I.9})$$

I.3.1.6. Conséquences du courant de court-circuit transitoire

Lors d'un court-circuit sur une installation alimentée par un réseau de distribution publique (transformateurs de distribution,...), il apparaît un régime transitoire contenant une

composante apériodique qui dure quelques périodes (entre 20 et 80 ms). La valeur crête du courant transitoire est 1,6 à 2,5 fois supérieure à la valeur efficace du courant de court-circuit en régime permanent. Cette valeur détermine les forces électrodynamiques que doivent supporter les canalisations et le pouvoir de coupure des éléments de protection.

I.3.2. Les surtensions

On distingue différents types de surtension telle que [6]:

- Surtensions 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.

- 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.3.2.1. Les techniques de protection des lignes contre la foudre

Pour éviter les interruptions d'alimentation, on place des conducteurs supplémentaires, que l'on fixe directement au sommet des pylônes, sans aucun isolateur. Ces conducteurs, appelés câbles ou conducteurs de garde, ont pour rôle de capter les impacts et d'écouler les courants de foudre à la terre (**Figure I.8**).

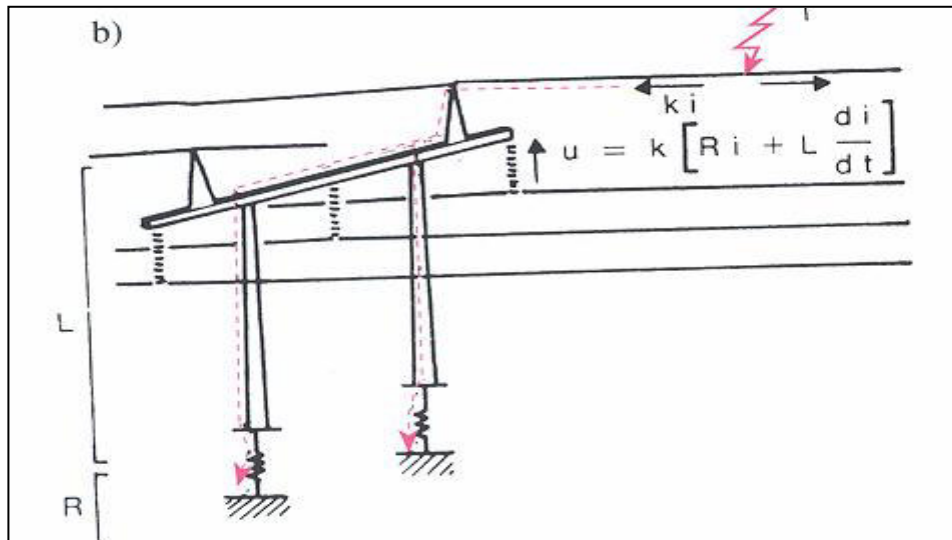


Figure I.5. Deux conducteurs supplémentaires de garde [6]

En effet, les courants de foudre qui s'écoulent à la terre doivent traverser la résistance des prises de terre des pylônes. L'élévation de potentiel par rapport à la terre lointaine qui en résulte se reporte à la tête du pylône concerné, et finalement se retrouve entre les deux extrémités des chaînes d'isolateurs. Lorsque cette élévation de potentiel est suffisante, elle provoque un amorçage d'une ou des chaînes de pylône, suivi d'un court-circuit, et on est ramené au cas précédent de l'impact direct. En effet, la protection par câbles de garde est efficace si :

- Il y a un niveau d'isolation suffisant entre le câble de garde et les conducteurs de phase,
- La résistance de mise à la terre des pylônes sont faibles.

I.3.3. Les surcharges

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

- Les courts-circuits.
- Les reports de charge.
- Les pointes de consommation.
- L'enclenchement des grandes charges.

Les surcharges provoquent des chutes de tension importantes sur le réseau et accélère le vieillissement des équipements de réseau [3].

I.3.4. Les oscillations

Les oscillations de la tension et du courant sont dues aux variations plus ou moins rapides de la charge qui agit directement sur la vitesse de rotation (fréquence) des machines de

production de l'énergie électrique. Elles sont liées directement à la mécanique des machines électriques, on les appelle phénomènes transitoires électromécaniques.

I.3.5. Les déséquilibres

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

- Chutes de tension supplémentaires.
- Pertes de puissance.
- Echauffements.

Pour faire face à ces contraintes, on élabore donc un plan de protection pour tout le système électrique.

Seulement ces plans de protection ne sont pas figurés, ils changent dans le temps à chaque fois qu'un besoin d'amélioration qui s'avère nécessaire, ces besoins d'améliorations sont souvent dictés par les soucis suivants :

- De diminuer le temps d'élimination des défauts qui caractérise les contraintes thermiques des équipements électriques [3].
- De chercher une meilleure sûreté de fonctionnement

I.3.6. Les harmoniques

Dans la plupart des cas, les harmoniques [7] présentés sur les réseaux électriques proviennent de l'utilisation de charge non linéaire. Ces charges se comportent approximativement comme des sources de courant harmonique c'est-à-dire que le courant harmonique est fixé par la charge et non par l'impédance ou la tension du réseau auquel elles sont raccordées.

I.3.6.1. Origines des harmoniques

L'accroissement des équipements électriques utilisant des convertisseurs statiques a entraîné ces dernières années une augmentation sensible du niveau de pollution harmonique des réseaux électriques.

Ces équipements électriques sont considérés comme des charges non linéaires émettant des courants harmoniques dont les fréquences sont des multiples entiers de la fréquence fondamentale, ou parfois à des fréquences quelconques. Le passage de ces courants harmoniques dans les impédances du réseau électrique peut entraîner des tensions harmoniques aux points de raccordement et alors polluer les consommateurs alimentés par le même réseau électrique. Parmi ces équipements on peut citer :

- Convertisseurs de puissance (alternatif/continu –continu/alternatif).
- Démarreurs électroniques des moteurs.
- Variateurs électroniques de vitesse.
- Ordinateurs et autres dispositifs électroniques.
- Eclairages électroniques

I.3.6.2. Puissances en présence des harmoniques

En présence d'harmoniques, la puissance apparente (S) n'est plus la résultante des puissances active P et réactive Q. Dans ce cas, on introduit la notion de puissance de distorsion D telle que:

$$S^2 = P^2 + Q^2 + D^2 \quad (\text{I.10})$$

P et Q ne dépendent que du courant fondamental, de la tension (supposée sinusoïdale) et de l'angle φ (le déphasage entre le fondamental du courant et la tension). Tandis que D dépend uniquement des courants harmoniques. Par définition le facteur de puissance noté FP est le rapport de la puissance active (P) à la puissance apparente (S). Ce facteur tient compte les harmoniques :

$$\text{FP} = P / S \quad (\text{I.11})$$

Le facteur de puissance (FP) ne doit pas être confondu avec le cosinus φ ($\cos \varphi$) appelé aussi facteur de déplacement de la puissance (DPF).

I.3.6.3. Effets des harmoniques

Les tensions et courants harmoniques superposés à l'onde fondamentale conjuguent leurs effets sur les appareils et équipements utilisés. Ces grandeurs harmoniques ont des effets différents selon les récepteurs rencontrés. Dans les installations industrielles, les tensions harmoniques inférieures à 5% de la tension fondamentale ne produisent pas d'effets notables. Entre 5% et 7%, on commence à observer des effets, plus de 10% les effets sont remarquables.

I.4. Caractéristiques des défauts et cycles d'élimination

I.4.1. Classification des défauts

- **Défaut fugitif [8] :**

Ce défaut est éliminé grâce au disjoncteur shunt seul ou par un cycle rapide du disjoncteur principal.

- **Défaut semi – permanent :**

C'est un défaut éliminé grâce à un ou deux cycles lents, en général précédé d'un cycle rapide. Ou éliminé par le fonctionnement du disjoncteur shunt suivi d'un cycle rapide.

- **Défaut permanent :**

C'est un défaut qui n'a pu être éliminé par les différents cycles de réenclenchement.

Ce défaut entraîne un déclenchement définitif du disjoncteur.

I.4.2. Cycles d'élimination des défauts

- Le disjoncteur shunt

C'est un appareil de protection installé dans le poste source. Il relie une phase du réseau

à la terre durant environ 150 à 250 ms si un défaut monophasé apparaît sur cette même phase.

Cet appareil n'est utilisé que dans les postes sources dont le neutre HTA est mis à la terre par une impédance de limitation.

- 1^{er} cycle de déclenchement : Cycle rapide

C'est un cycle qui s'exécute automatiquement sur un disjoncteur de poste source ou en réseau.

Ce cycle se produit dans les conditions suivantes :

- Le défaut est un défaut monophasé à la terre et un éventuel disjoncteur shunt en service dans le poste source a réalisé son cycle,

- Si après ce cycle le défaut réapparaît durant un temps supérieur à 100 ms.

- 2^{ème} cycle : Cycle lent

Ce cycle s'applique de la même manière au défaut polyphasé et monophasé et ceci quel que soit le mode de mise à la terre du neutre HTA. C'est un cycle qui s'exécute automatiquement sur un disjoncteur de poste source ou en réseau si les conditions ci-dessous sont remplies :

- Après le cycle rapide,

- Si le défaut persiste:

- Plus de 500 ms (± 200 ms) en cas de défaut polyphasé,

- Plus de 500 ms (± 200 ms) en cas de défaut phase terre, si la mise à la terre du neutre HTA est faite par une impédance de limitation,

- Entre 800 et 1200 ms en cas de défaut phase terre, si la mise à la terre du neutre HTA est faite par une impédance de compensation.

- Déclenchement définitif :

C'est le déclenchement qui intervient à la fin des différents cycles configurés sur le réenclencher. Le disjoncteur reste ouvert jusqu'à l'intervention d'un opérateur.

I.5. Conséquences des défauts sur le réseau électrique

Les effets néfastes des courts-circuits sont surtout à craindre sur les réseaux électriques THT sur lesquels débitent des groupes générateurs de forte puissance. Les courts-circuits, surtout polyphasés et proches des centrales de production, entraînent une rupture de l'équilibre entre le couple moteur et le couple résistant de la machine, s'ils ne sont pas éliminés rapidement, ils

peuvent conduire à la perte de stabilité de groupes générateurs et à des fonctionnements hors synchronisme [4].

Des temps d'élimination des courts-circuits de l'ordre de 100 à 150 ms sont généralement considérés comme des valeurs à ne pas dépasser sur les réseaux électriques THT.

Les défauts de court-circuit amènent à deux types de contraintes :

- Contraintes thermiques :
Sont dû aux dégagements de chaleur par effet Joule dans les conducteurs électriques.
- Contraintes mécaniques :
Sont dû aux efforts électrodynamiques entraînent le balancement des conducteurs aériens et le déplacement des bobinages des transformateurs. Ces efforts s'ils dépassent les limites admises sont souvent à l'origine d'avaries graves.

De plus l'arc électrique consécutif à un défaut met en jeu un important dégagement local d'énergie pouvant provoquer d'important dégât au matériel.

I.6. Eléments constitutifs d'une chaîne de protection

Les protections des réseaux électriques sont réalisées en se basant sur des relais. Ces relais sont des appareils qui comparent en permanence les grandeurs électriques à surveiller (courant, tension, fréquence, puissance, impédance, ... etc.) à des seuils prédéterminés et qui donnent automatiquement des ordres d'action pour l'ouverture d'un disjoncteur ou pour déclencher une alarme lorsque la grandeur dépasse le seuil.

La protection est constitué d'un ensemble de dispositifs destinés à la détection des défauts et des situations anormales des réseaux afin de commander le déclenchement d'un ou de plusieurs éléments de coupures [9].

I.6.1. Rôle d'une protection

Il est indispensable de mettre hors tension la partie en défaut à l'aide des dispositifs de protection, lorsqu'un défaut ou une perturbation se produit sur un réseau électrique. Ces dispositifs ont le rôle de limiter les dégâts qui peuvent être causés par un défaut [11].

I.6.2. Constitution d'une chaîne de protection

Quelque soit la technologie, le système de protection est composé de trois parties fondamentales :

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

Un exemple d'un système de protection pour une ligne HT est donné par la figure I.6. L'autre extrémité de la ligne a un système de protection similaire qui protège la ligne par l'ouverture du disjoncteur de cette extrémité. 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 [11].

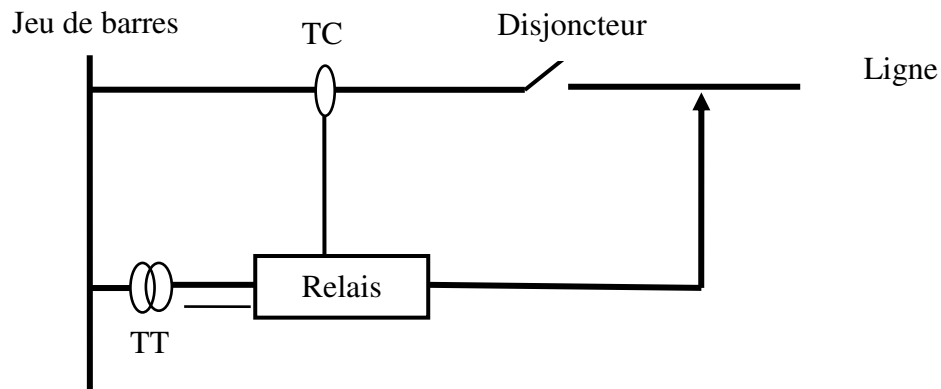


Figure I.6. Constitution d'un système de protection [11]

Les relais de protection sont connectés aux transformateurs 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 est d'éliminer le défaut tandis que la tâche du système de relais de protection est de détecter ce défaut. En HT, les relais sont situés dans des sous stations.

I.6.2.1. Réducteurs de mesure

Les relais de protection sont conçus pour des courants et des tensions de valeurs réduites, pour des raisons de dimensionnement et de coût et pour assurer la sécurité des opérateurs, il faut interposer une séparation galvanique entre le réseau surveillé qui se trouve à tension élevée et le circuit de mesure à tension réduite mis à la terre en un point. On utilise pour cela des transformateurs de courant (TC) et des transformateurs de tension (TT). Pour assurer une bonne protection contre les défauts, la caractéristique essentielle d'un réducteur de mesure est sa précision.

I.6.4.2. Transformateur de courant

Les TC ont plusieurs rôles :

- Délivrer à leur secondaire une intensité, image fidèle à celle qui circule, dans le conducteur HT concerné ;
- Assurer l'isolement galvanique entre la HT et les circuits de mesure et de protection
- Protéger les circuits de mesure et de protection de toute détérioration lorsqu'un défaut survient sur le réseau HT.

Les transformateurs de courant utilisés permettent de réduire le niveau des courant de milliers d'Ampères vers des sorties standards de 5A ou 1A pour un fonctionnement du réseau normal. Avec cette image de l'intensité dans le conducteur HT, le relais envoi à son tour un ordre de déclenchement en fonction du type de protection qu'il réalise et des valeurs auxquelles il a été préréglé (seuil(s), temporisation(s)). Cet ordre est transmis à un ou plusieurs appareils de coupure (disjoncteur, contacteur, interrupteur). Suivant le type de protection à réaliser, les TC **fig.I.7.** sont associés et utilisés selon des schémas différents, ils peuvent être une partie isolée ou une partie du disjoncteur [12].

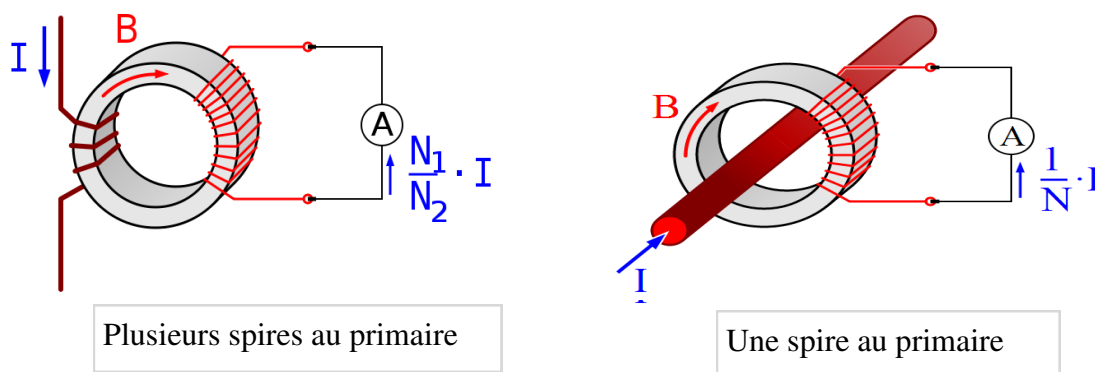


Fig.II.7. Schéma de principe d'un transformateur de courant [12]

I.6.4.3. Transformateur de tension

Le réducteur de tension TT est un transformateur, qui reçoit sur son primaire la tension du réseau, et le secondaire restitue une tension image, puisque les niveaux de tension dans le réseau sont de l'ordre de kilovolts, les transformateurs de tension sont utilisés pour abaisser les tensions à des niveaux acceptables par les relais. Ils sont fournis sous forme standard dont la tension du secondaire est 100V ou 10V (tension entre phases). **Fig.I.8.**

Les difficultés rencontrées pour la réalisation de cet appareil sont [12] :

- Fourniture d'une tension secondaire avec la précision requise lorsque la tension primaire est faible.
- Lors des cycles de déclenchement et réenclenchement après ouverture des disjoncteurs d'une phase saine, la phase reste chargée. Un régime oscillatoire amorti apparaît, créé par la capacité de la ligne et l'inductance de l'appareil. Elle peut être à très basse fréquence, ce qui provoque la saturation de son circuit magnétique.

Au réenclenchement il fournit alors une tension très faible, ce qui peut entraîner un fonctionnement incorrect des protections.

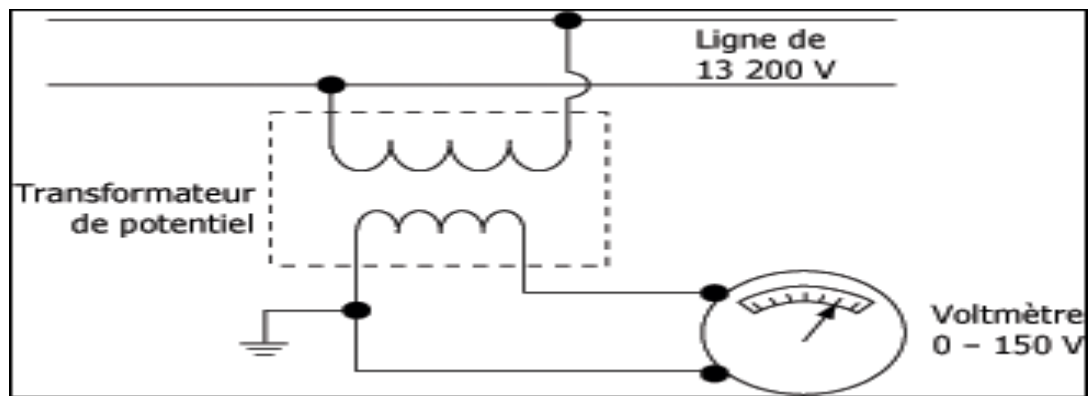


Figure I.8. Schéma de principe d'un transformateur de courant

I.6.4.4. Relais de protection

Les relais de protection sont des appareils qui reçoivent un ou plusieurs informations à caractère analogique (courant, tension, puissance,... etc.) et le transmettent à un ordre de fermeture ou ouverture d'un circuit de commande lorsque ces informations reçues atteignent des valeurs supérieures ou inférieures à certaines limites qui sont fixées d'avance. En effet, le rôle des relais de protection consiste à détecter tout phénomène anormal pouvant se produire sur un réseau électrique tel que les défauts de court-circuit.

I.6.4.5. Différents types des relais

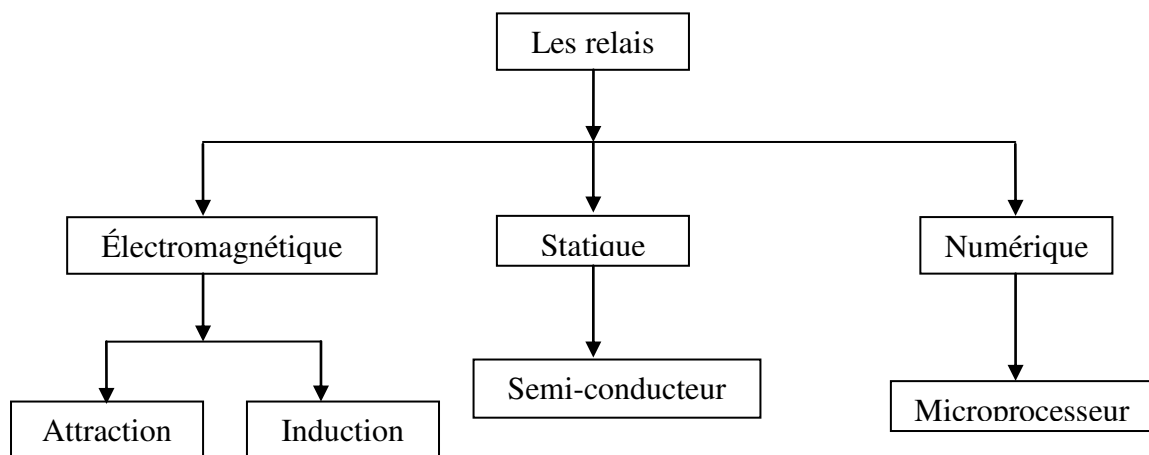


Figure I.9. Type des relais [13].

- Relais électromécaniques

Sont basés sur le principe d'un disque d'induction actionné par des bobines alimentées par les transformateurs de courant et de tension. Un ressort de rappel réglable détermine la limite de l'action du disque sur un déclencheur. Les équipements électromécaniques sont des assemblages de fonctions : détection de seuils et temporisation. Ils avaient l'avantage d'être

robustes, de fonctionner sans source d'énergie auxiliaire et d'être peu sensibles aux perturbations électromagnétiques.

Ces relais se démarquent par leur solidité et leur grande fiabilité, pour cette raison, leur entretien est minime. Ils sont réputés pour leur fiabilité dans les environnements de travail les plus délicats.

- Relais statiques

La technologie statique analogique, apparue vers 1970, qui utilise des circuits intégrés analogiques et logiques a fait apparaître les relais analogiques qui sont composés grossièrement de trois blocs:

- Un bloc d'adaptation et de filtrage, constitué de petits transformateurs, d'impédances et de filtres passe-bas destinés à éliminer les composantes transitoires rapides ;
- Un bloc de traitement et de détection, composé d'un circuit analogique adapté, transformant la grandeur surveillée en une tension ou un courant continu proportionnel, et d'une bascule servant à détecter le passage d'un seuil ;
- Un bloc de sortie, comprenant un temporisateur, par exemple un circuit RC, et un relais de sortie électromécanique.

Les principaux avantages des relais analogiques sur les relais électromagnétiques sont leur sensibilité, leur précision, leur faible puissance de fonctionnement (quelques VA), et permettent de réduire les dimensions des transformateurs de courant. Par contre, ils nécessitent souvent une alimentation auxiliaire et leurs circuits analogiques sont affecté par les interférences électromagnétiques et le niveau des courants et des tensions ce qui affecte la sensibilité de ce type de relais.

- Relais numériques

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

Les protections numériques, sont basées sur le principe de la transformation de variables électriques du réseau, fournies par des transformateurs de mesure, en signaux numériques de faible tension.

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 dispositifs nécessitent une source auxiliaire, offrent un excellent niveau de précision et un haut niveau de sensibilité. Ils procurent de nouvelles possibilités, comme l'intégration de plusieurs fonctions pour réaliser une fonction de

protection complète dans une même unité, le traitement et le stockage de données et l'enregistrement des perturbations du réseau.

Cette génération intègre des possibilités d'autotest et d'autocontrôle qui augmente leur continuité de fonctionnement tout en réduisant la durée et la fréquence des opérations de maintenance [14].

I. 6. Disjoncteur

Le disjoncteur est généralement associé à un système de protection (relais), détectant un défaut et lui donnant des ordres pour éliminer le défaut ou pour remettre en service un circuit lorsque le défaut a été éliminé par un autre disjoncteur ou dans le cas où le défaut présente un caractère fugitif. Le disjoncteur ne réussit pas souvent à interrompre le courant durant la première tentative, plusieurs cycles de la fréquence fondamentale du courant sont nécessaires pour une interruption complète du flux de courant, ce qui affecte la vitesse du disjoncteur. Les disjoncteurs rapides utilisés dans la HT sont d'un cycle, par contre ceux utilisés dans la BT prennent 20 à 50 cycles pour ouvrir. Dans le cas des lignes électriques, beaucoup de défauts sont temporaires. Pour distinguer entre un défaut permanent et un défaut temporaire le concept d'auto-enclenchement est utilisé. Quand le disjoncteur déclenche il reste ouvert un certain temps ensuite il ferme automatiquement. Cette action permet au relais de vérifier si le défaut continu d'exister, et dans ce cas de déclencher de nouveau. Si le défaut a disparu, le relais ne fonctionne pas et la ligne va rester en service [15]. Les types de disjoncteurs les plus répandus sont.

- les disjoncteurs à l'huile , un exemple de disjoncteur est illustré dans la **Fig.I.10**
- les disjoncteurs à air comprimé.
- les disjoncteurs au gaz SF₆.
- les disjoncteurs à vide

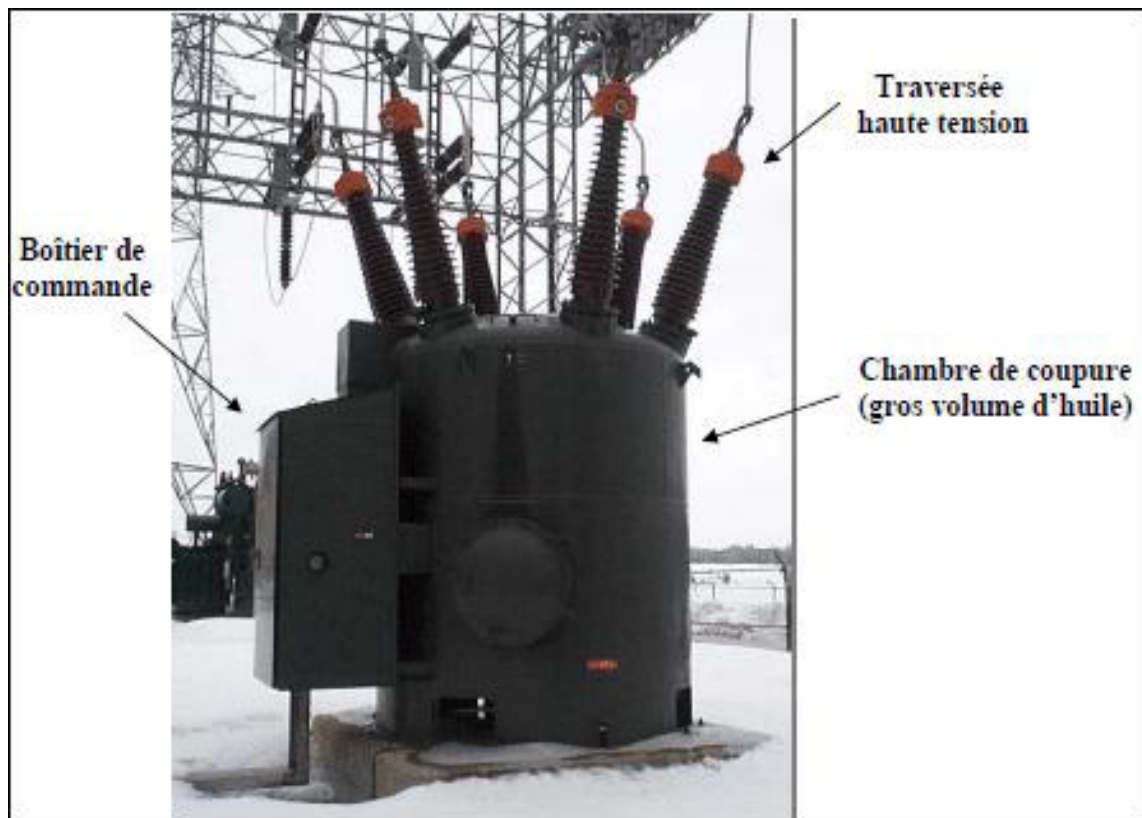


Figure I.10. Disjoncteur HT (161kV) à l'huile.

I.7. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons donné des informations sur les différents réseaux implémentés et les perturbations qui peuvent affecter un réseau électrique et qui sont principalement le court-circuit, la foudre et les harmoniques. Dans ce chapitre sont rappelés les origines et les conséquences de chaque type de défaut. On note que les défauts de court-circuit sont les défauts les plus persistants par rapport aux autres types de défauts. Les défauts sont classés selon leurs temps d'apparition et par conséquent sont définis les cycles de réenclenchement automatiques des organes de protections. Dans le chapitre suivant on évoque les protections ainsi que leurs fonctions.

Chapitre II

Protections

II.1. Introduction

Les relais de protections sont des appareils qui comparent en permanence les grandeurs électriques à surveiller (courant, tension, fréquence, puissance, impédance, ... etc.) à des seuils prédéterminés et qui délivre un signal de commande pour l'ouverture d'un disjoncteur ou pour déclencher une alarme lorsque la grandeur dépasse le seuil. Dans ce chapitre on va voir les protections les plus utilisées dans les réseaux électriques à savoir la protection directionnelle, la protection de distance et la protection à maximum de courant.

II.2. Relais à maximum de courant[16][17]

Quand un défaut se produit sur un réseau, le courant de court-circuit augmente dramatiquement au voisinage du point de défaut par rapport à la valeur du courant de charge avant défaut. Donc, le principe de protection le plus simple est d'utiliser la grandeur de courant pour la détection de défauts. En effet, si la valeur du courant détectée par le relais dépasse la valeur du seuil on suppose qu'un défaut s'y produit et un signal de déclenchement est délivré. Le relais basé sur ce principe est dit relais à maximum de courant.

Pour illustrer l'utilisation du relais à maximum de courant, considérons la figure II.1. Dans ce réseau, le courant de défaut (vu par ce relais) est d'autant plus faible que le défaut se produit à l'extrémité éloigné de la ligne, il est d'autant plus fort que le défaut se produit à proximité du disjoncteur. On voit clairement la variation du courant de défaut en fonction du point de défaut. En général, si le courant de défaut minimal, prévu à l'intérieur de la zone de protection, est supérieur au courant de charge maximal prévu, il y a présence d'un défaut dans la zone de protection et le relais doit déclencher.

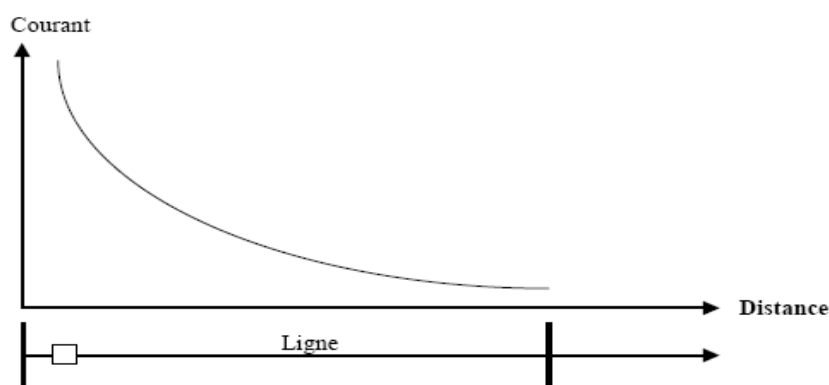


Figure II.1. Courant de défaut en fonction du point de défaut.

Cependant, il est très difficile de distinguer le niveau du courant de défaut du courant de surcharge avec ce type de relais. Pour remédier à cette difficulté, plusieurs variantes de relais à

maximum de courant ont été développées utilisant le principe cité ci-dessus combiné à un temps de retard du fonctionnement du relais (Relais temporisé) [6].

Dans ce cas, le relais ne déclenche que si le courant détecté dépasse le seuil de courant de fonctionnement pendant un temps au moins égal au temps de retard (temporisation) sélectionné. Cette temporisation peut être à temps indépendante ou à temps inverse.

Pour la protection à temps indépendant (figure II.2.a), la temporisation (T) est constante, elle est indépendante de la valeur du courant détecté [6].

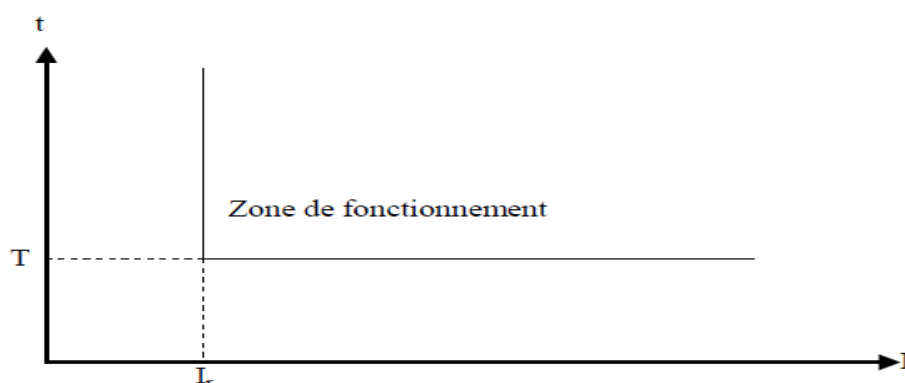


Figure II.2.a. Caractéristique à temps indépendant.

Cependant, il est souvent préférable d'avoir le temps de fonctionnement qui varie en fonction du courant (figure II.2.b). Une telle caractéristique est connue sous le nom de caractéristique à temps inverse. Généralement, la temporisation est représentée en fonction du rapport du courant détecté et le seuil de fonctionnement (I/I_r).

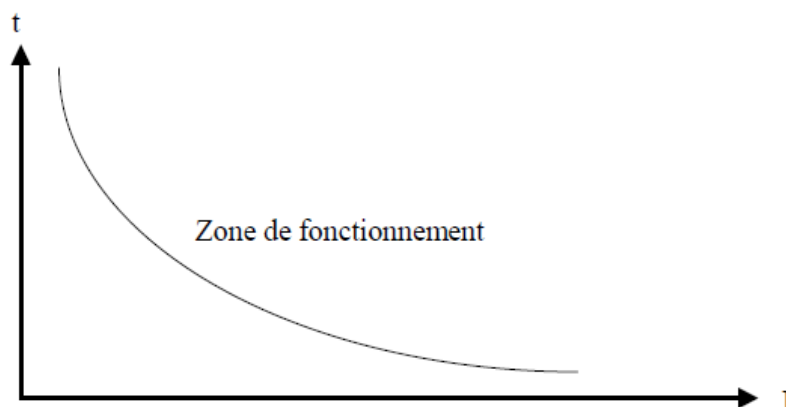


Figure II.2.b. Caractéristique à temps inverse.

II.3. Protection à distance [18]

Pour le relais à maximum de courant, le seuil de fonctionnement doit être compris entre le courant de charge maximal et le courant de défaut minimal.

Le relais à distance constitue un excellent équipement de protection.

Le principe du relais à distance est basé sur la mesure du courant et de la tension au point de défaut. A l'aide de ces informations le relais calcule l'impédance de la ligne protégée (ou autre ouvrage). Cette protection exploite le principe de la baisse importante d'impédance d'un élément lorsqu'il est en court-circuit. L'impédance mesurée est proportionnelle à la distance entre le relais et le point de défaut sur la ligne [6].

Le calcul de l'impédance dans les systèmes triphasés est utilisé parce que chaque type de défaut produit une impédance différente. A cause de cette différence, les réglages des relais à distance ont besoin d'être choisis pour distinguer entre le défaut à la terre et le défaut de phases.

De plus la résistance de défaut crée des problèmes pour les mesures de distance du fait qu'il est difficile de prévoir cette résistance. Ce qui contribue à des erreurs de calcul de l'impédance (connue par l'impédance apparente) vue par le relais situé à une extrémité de la ligne en utilisant les mesures de courant et de tension à cette extrémité. Quand l'impédance apparente est calculée, elle est comparée aux réglages qui définissent la caractéristique de fonctionnement du relais.

Les caractéristiques de fonctionnement des relais à distance sont toujours des figures géométriques telles que des cercles, des droites ou leurs combinaisons.

Les caractéristiques les plus connues sont des cercles d'impédances (en ohm) ou d'admittances ($1/Z$ en mho) dans le plan (R, X) comme c'est indiqué à la figure II.4.

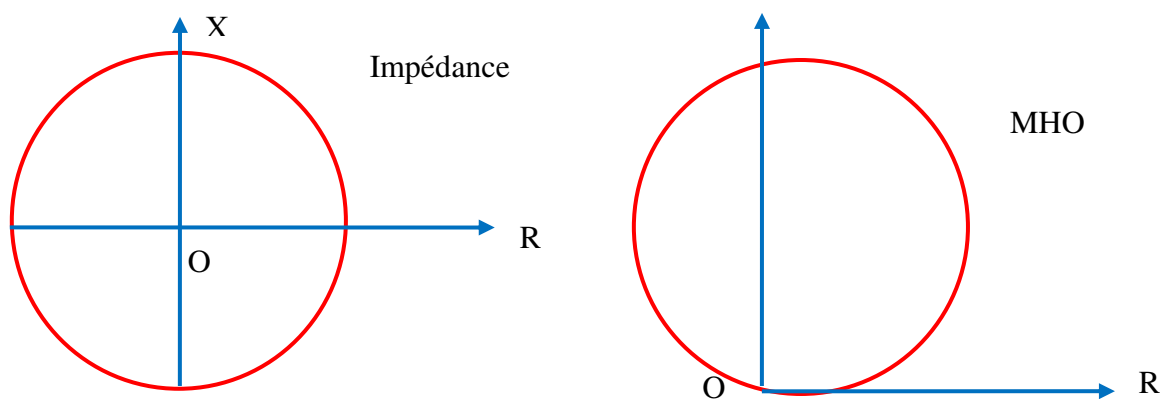


Figure II.4. Caractéristiques de fonctionnement du relais à distance [18].

Le relais à distance directionnel peut être obtenu en utilisant des caractéristiques compensées qui font déplacer le centre des caractéristiques du relais à partir de l'origine du plan (R, X) . Plusieurs zones de protection (normalement trois) sont réalisées par la combinaison de

plusieurs unités des relais à distances de caractéristiques et de temporisations différentes. La temporisation augmente toujours avec les zones fig. II.5

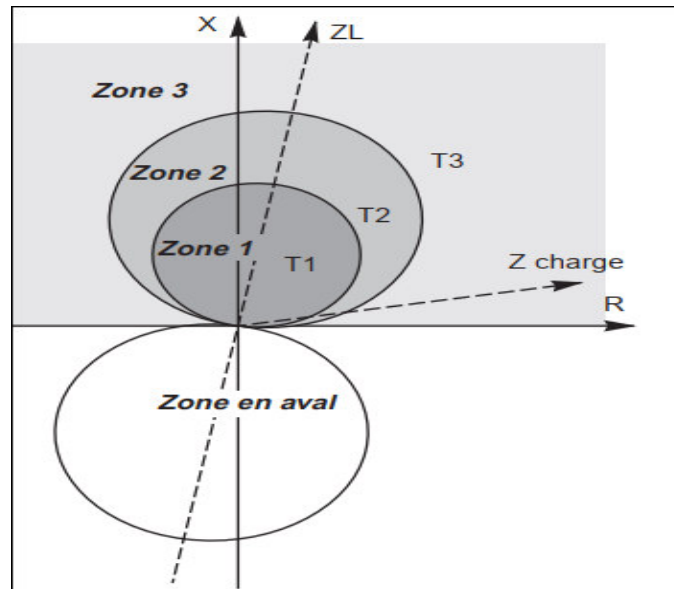


Figure II.5. Cercle d'impédance [18]

II.4. Protection directionnelle

La protection directionnelle [17] permet d'isoler la partie du réseau en défaut, elle est nécessaire :

- En présence de plusieurs sources.
- Pour les réseaux en boucles.
- En neutre isolé pour le retour des courants capacitifs.
- Pour détecter le sens anormal d'écoulement d'énergie active ou réactive.

Ainsi, dans la situation d'un réseau à deux sources illustrée par la **Figure II.5**, les protections directionnelles de courant sont capables de ne déclencher que l'arrivée en défaut. C'est à partir de la mesure du sens d'écoulement du courant, qui permet de détecter la direction dans laquelle se trouve le défaut.

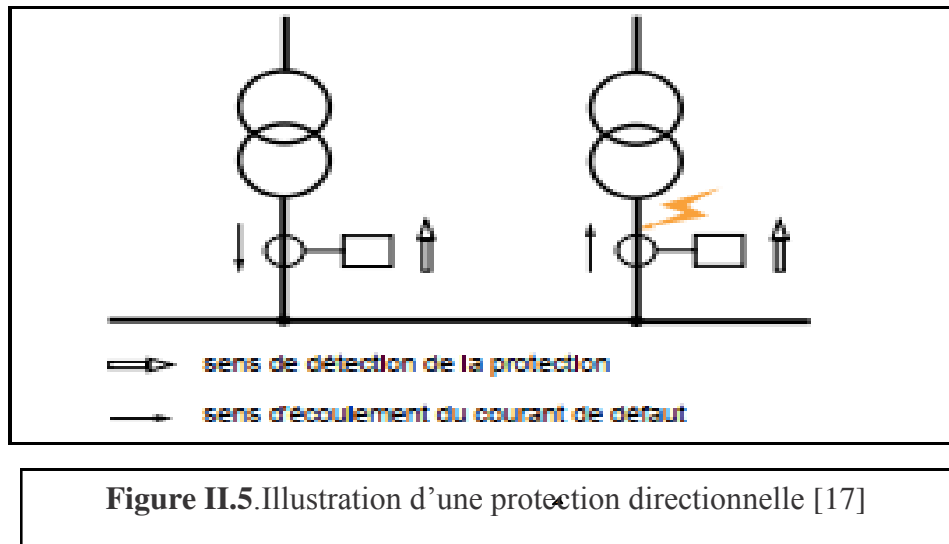


Figure II.5. Illustration d'une protection directionnelle [17]

Egalement des protections à maximum de puissance peuvent être utilisées. Elles sont pour fonction de mesurer soit la puissance active, soit la puissance réactive qui s'écoule dans la liaison où sont placés les capteurs de courant. La protection fonctionne si la puissance est supérieure à un seuil et si elle s'écoule dans le sens prédéterminé. Elle peut également être utilisée pour détecter un sens anormal d'écoulement de l'énergie. Pour mesurer une puissance ou pour localiser un défaut en amont ou en aval de l'endroit où est mesuré le courant, il faut déterminer le déphasage de ce courant avec une grandeur de référence : tension entre phases pour la directionnelle de phase, tension résiduelle pour la directionnelle de terre. Cette grandeur de référence est appelée grandeur de polarisation.

II.4.1. Protection directionnelle de terre [17]

Cette protection mesure le courant résiduel et utilise le plus souvent comme grandeur de polarisation la tension résiduelle. Le courant résiduel est I_r , tel que :

$$I_r = I_1 + I_2 + I_3 \quad (\text{II.1})$$

Le courant résiduel est mesuré, soit par trois transformateurs de courant (un par phase), soit par un tore englobant les trois phases. L'utilisation de trois transformateurs de courant (**Figure II.6**) a les avantages suivants : les TC sont en général disponibles, il est possible de mesurer des courants importants. Tandis que les inconvénients de cette méthode sont : problème de saturation des TC lors d'un court-circuit et l'enclenchement d'un transformateur introduit un faux courant résiduel. En pratique le seuil ne peut pas être réglé à une valeur inférieure à 10 % du courant nominal du TC. La mesure effectuée par un tore englobant les trois phases (**Figure II.7**) a pour avantage une grande sensibilité. Son inconvénient : le tore s'installe autour d'un câble non blindé qui assure l'isolement.

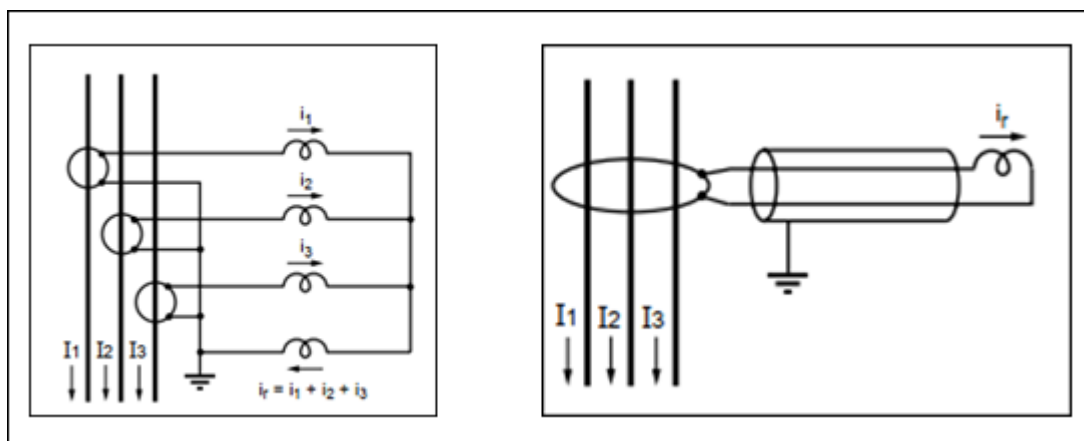


Figure II.6. Mesure du courant résiduel par 3 TC [17]

Figure II.7. Mesure du courant résiduel par un tore [17]

La tension résiduelle peut être mesurée par trois transformateurs de potentiels TP à deux secondaires (**Figure II.8**). Le premier en étoile, permet la mesure des tensions simples et composées et le second en triangle ouvert permet la mesure de la tension résiduelle. Si les TP principaux n'ont qu'un secondaire et qu'ils sont couplés en étoile, dans ce cas un jeu de TP auxiliaires peut être utilisé pour mesurer la tension résiduelle (**Figure II.9**).

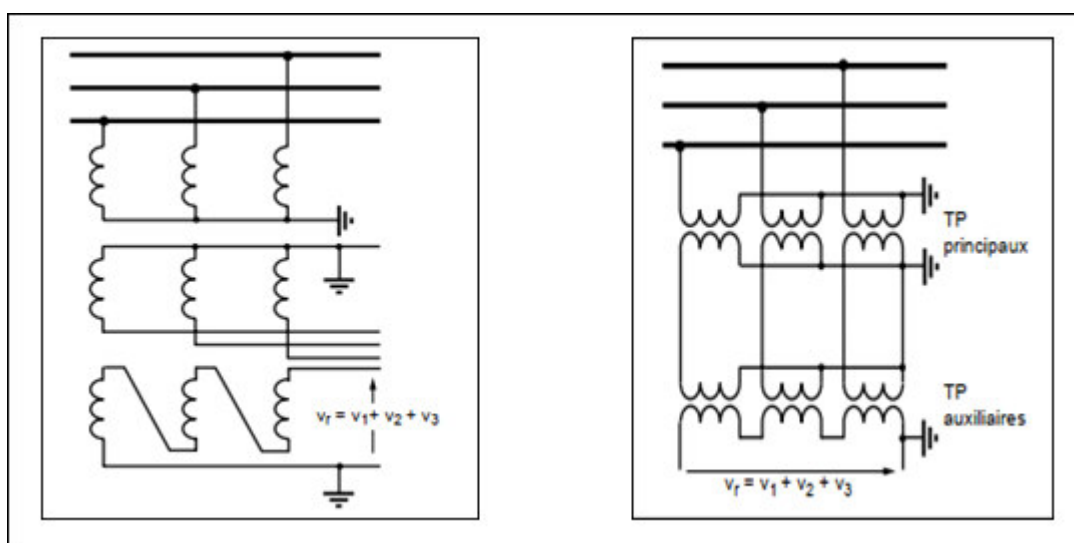


Figure II.8. Mesure de la tension résiduelle avec TP à deux secondaires [17]

Figure II.9. Mesure de la tension résiduelle à l'aide de TP auxiliaire [17]

La grandeur de polarisation d'un relais directionnel terre est le plus souvent la tension résiduelle (**Figure II.10**), mais ce peut aussi être le courant dans la mise à la terre du neutre.

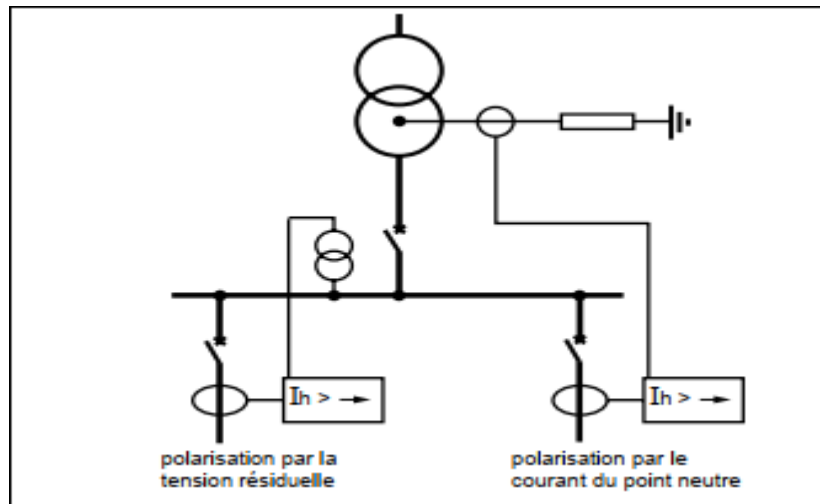


Figure II.10. Deux modes de polarisation d'une protection directionnelle de terre [17]

En pratique, la polarisation par le courant du point neutre est réservée aux réseaux ayant un courant de défaut à la terre important et largement supérieure au courant dû aux capacités parasites du réseau. La mesure du courant est alors plus précise que celle de la tension résiduelle, dont le niveau est faible. Elle ne peut être mise en œuvre que dans les postes, à proximité de la liaison de mise à la terre du neutre.

II.4.2. Protection directionnelle de phase

Pour chaque phase surveillée, le relais mesure le courant dans la phase et utilise comme grandeur de polarisation une tension composée. La tension simple n'est pas utilisée, parce qu'elle varie beaucoup si le défaut est à la terre, par l'effet du déplacement du point neutre. Lorsque le relais mesure le courant dans la phase 1 par exemple, la tension de polarisation utilisée est $V_2 - V_3$. On dit alors que l'angle de branchement de la protection est de 90° (**Figure II.11**).

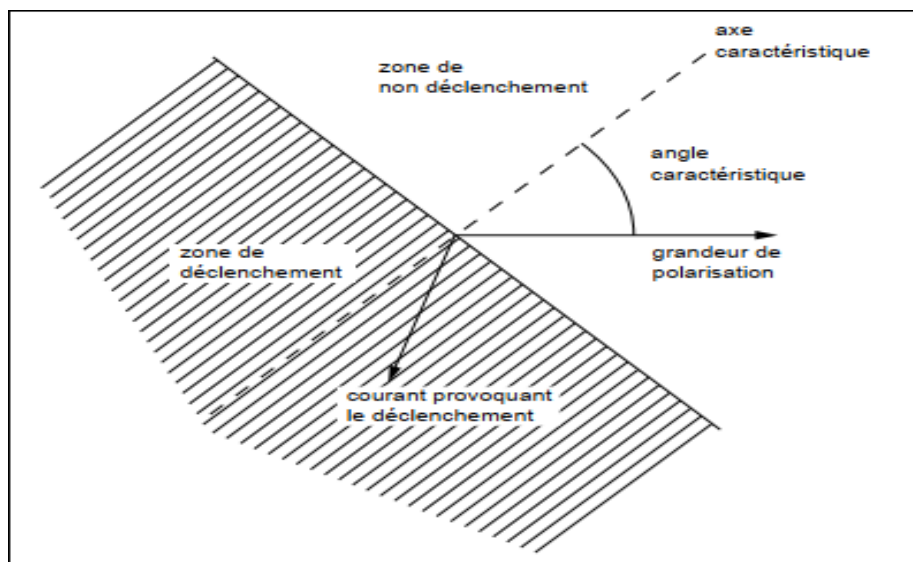


Figure II.11. Relais mesure le courant I_1 et la tension V_2-V_3 : angle de branchement de 90° [17]

L'angle caractéristique d'une directionnelle de phase définit, de la même façon que pour une directionnelle de terre, l'orientation de la zone angulaire de déclenchement. C'est l'angle que fait la normale au demi-plan de déclenchement avec la grandeur de polarisation. Pour permettre la mesure de la direction du défaut, la grandeur de polarisation, doit avoir une valeur suffisante. Pour assurer la détection des défauts, il faut que la protection utilise une mémoire de tension glissante.

Les relais directionnels de phase fonctionnent soit comme des protections à maximum de courant directionnel, soit par la mesure de la projection du courant sur la droite caractéristique (**Figures II.12 et II.13**). En effet, le relais à maximum de courant directionnel est à préférer. La coordination avec des protections à maximum de courant est beaucoup plus aisée car le seuil de détection est indépendant de la phase du courant.

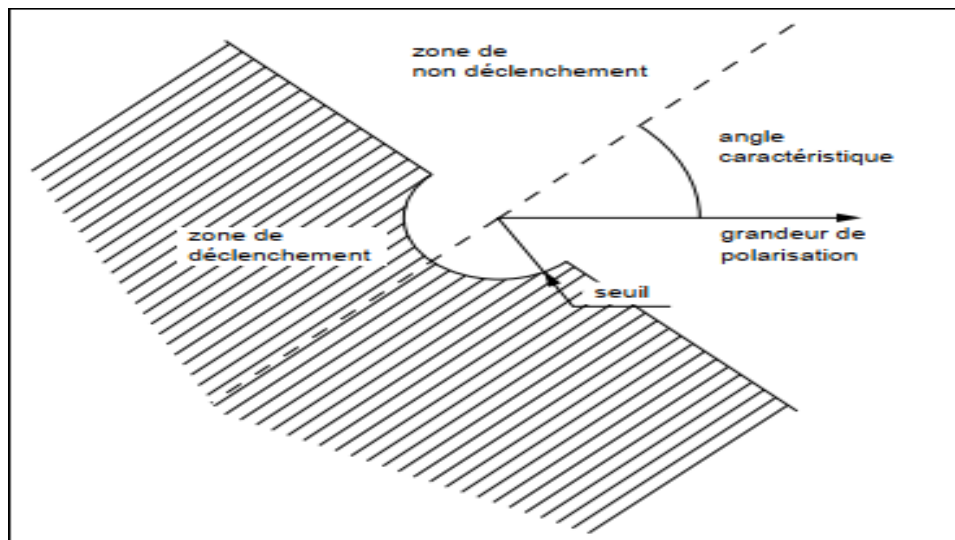


Figure II.12. Caractéristique de fonctionnement d'une protection maximum de courant directionnel.

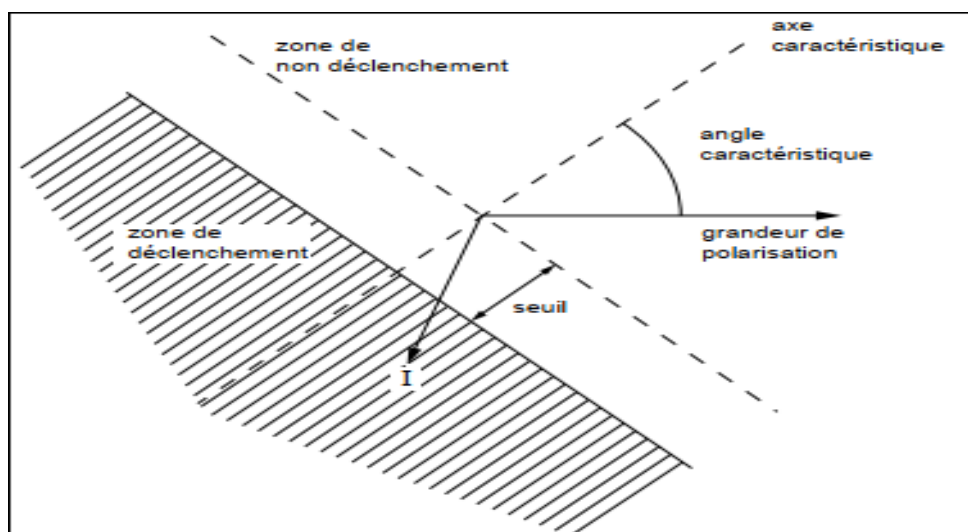


Figure II.13. Caractéristique de fonctionnement d'une protection mesurant la projection du courant. [17]

II.4.3. Protection directionnelle de puissance

Ces protections utilisent le plus souvent la méthode des deux wattmètres pour mesurer la puissance active, et une autre variante utilise deux VAR mètres, pour mesurer la puissance réactive. Rappelons que cette méthode permet de mesurer la puissance à partir de deux courants et de deux tensions composées (**Figure II.14**). Elle s'applique à un réseau triphasé, équilibré ou non, pourvu qu'il ne circule aucun courant homopolaire. En particulier, cette

méthode ne s'applique pas à un réseau basse tension 4 fils, c'est-à-dire un réseau, dont le neutre est distribué, qui alimente des charges monophasées branchées entre phase et neutre.

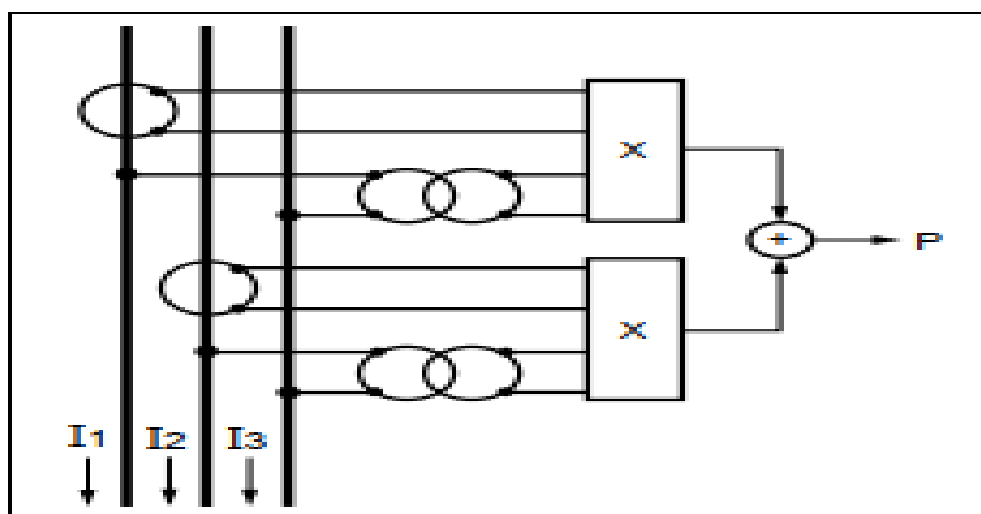


Figure II.14. Schéma de principe de mesure d'une puissance [17]

La puissance active totale est donnée par :

$$P = I_1 \cdot U_{31} \cdot \cos(I_1, U_{31}) + I_2 \cdot U_{32} \cdot \cos(I_2, U_{32}) \quad (\text{II.2})$$

De la même façon, la puissance réactive est donnée par :

$$Q = I_1 \cdot U_{31} \cdot \sin(I_1, U_{31}) + I_2 \cdot U_{32} \cdot \sin(I_2, U_{32}). \quad (\text{II.3})$$

La puissance ainsi mesurée est une grandeur algébrique, dont le signe indique le sens d'écoulement. Les protections de puissance sont donc naturellement directionnelles. Certains relais utilisent trois éléments de mesure monophasés pour déterminer la puissance. Ces relais seront donc utilisables sur des réseaux 4 fils.

II.4.4. Codes et symboles des différents types de relais directionnels

Le **tableau II.1** regroupe plusieurs types de protection directionnelle pour lesquels les symboles, noms usuels et les domaines d'emploi sont précisés.

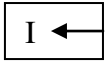
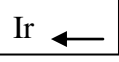
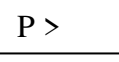
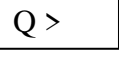
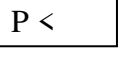
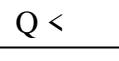
Symbole	Code ANSI (C37-2)	Noms usuels	Domaines d'utilisation
	67	<ul style="list-style-type: none"> • Maximum de courant directionnel, • Directionnelle de phase. 	<ul style="list-style-type: none"> • Détection directionnelle des courts-circuits entre phases.
	67 N	<ul style="list-style-type: none"> • Maximum de courant résiduel directionnel, • Directionnelle de terre, 	<ul style="list-style-type: none"> • Détection directionnelle des défauts phase-terre.
	32 P	<ul style="list-style-type: none"> • Maximum de puissance active, 	<ul style="list-style-type: none"> • Protection des générateurs et des moteurs Synchrones, • Détection d'un transit de puissance anormal.
	32 Q	<ul style="list-style-type: none"> • Maximum de puissance réactive, 	
	32 P	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Minimum de puissance active 	
	32 Q	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Minimum de puissance réactive 	

Tableau II.1. Codes ANSI, symboles et domaines d'emploi des protections [19]

II.5. Qualités principales d'un système de protection

II.5.1. 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 et des performances prioritaires.

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

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

II.5.2. Sélectivité des protections

La sélectivité 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. On cite quelques modes de sélectivité qui peuvent être mis en œuvre :

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

La sélectivité à pour but d'assurer d'une part la continuité de service d'alimentation en énergie électrique et d'autre la fonction secours entre les protections [19] [20].

II.5.2.1. Sélectivité chronométrique

Elle consiste à donner des temporisations [21] différentes aux protections à maximum de courant échelonnées le long du réseau. Ces temporisations sont d'autant plus longues que le relais est plus proche de la source.

- **Mode de fonctionnement**

Sur le schéma de la **Figure II.15**, le défaut représenté est vu par toutes les protections A, B, C, et D. La protection temporisée D ferme ses contacts plus rapidement que celle installée en C, elle-même plus rapide que celle installée en B...etc. Après l'ouverture du disjoncteur D et la disparition du courant de défaut, les protections A, B, C qui ne sont plus sollicitées, reviennent à leur position de veille. La différence des temps de fonctionnement ΔT entre deux protections successives est l'intervalle de sélectivité, il doit tenir compte (**Figure II.16**) de :

- Temps de coupure T_c du disjoncteur en aval, qui inclut le temps de réponse de l'appareil à l'ouverture et le temps d'arc.
- Tolérances de temporisation dT .
- Temps de dépassement de la protection en amont t_r .
- Marge de sécurité m .

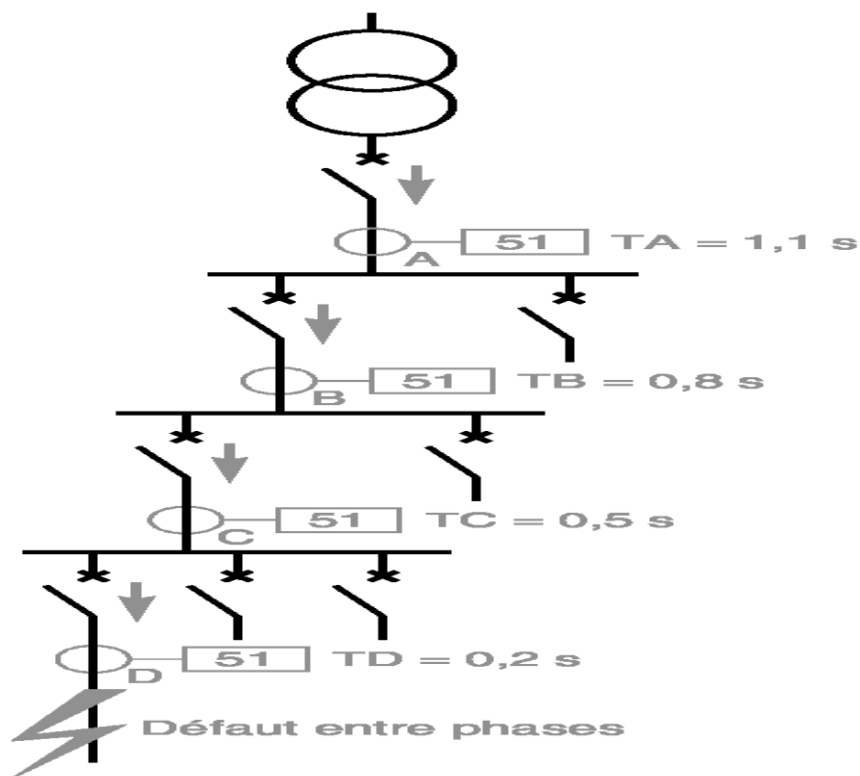


Figure II.15. Principe de la sélectivité [21] :

ΔT doit donc satisfaire à la relation :

$$\Delta T = T_c + t_r + 2dT + m \tag{II.1}$$

Compte tenu des performances actuelles de l'appareillage et des relais, on adopte pour ΔT une valeur de 0,3 s. Par exemple pour $T_c = 95$ ms, $dT = 25$ ms, $t_r = 55$ ms, l'intervalle de sélectivité est 300 ms, la marge de sécurité est alors de 100 ms.

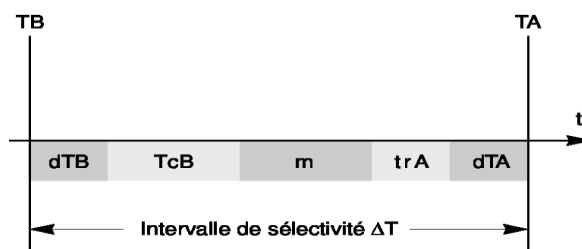


Figure II.16. Décomposition d'un intervalle de sélectivité [21]

II.5.2.2. Sélectivité ampérométrique

Elle est basée sur le fait que dans un réseau, le courant de défaut est d'autant plus faible que le défaut est plus éloigné de la source [21].

- **Mode de fonctionnement**

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

Chaque protection ne fonctionne que pour les défauts situés immédiatement en aval de sa position, à l'intérieur de la zone surveillée, elle est insensible aux défauts apparaissant au-delà. Pour des tronçons de lignes séparés par un transformateur, ce système est avantageusement utilisé car il est simple, de coût réduit et rapide.

On considère l'exemple de la **Figure II.17** :

$$I_{ccBmax} < I_A < I_{ccAmin} \tag{II.4}$$

I_A = intensité de réglage

I_{ccB} image du court-circuit maximum au secondaire.

Les temporisations T_A et T_B sont indépendantes, et T_A peut être plus courte que T_B .

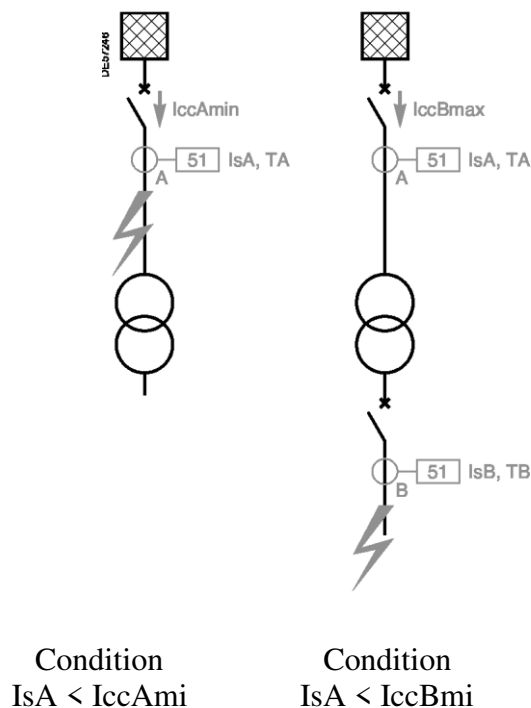


Figure II.17. Fonctionnement d'une protection à sélectivité ampérométrique [21]

II.5.2.3. Sélectivité logique

Lorsqu'un défaut se produit dans un réseau en antenne [22], le courant de défaut parcourt le circuit situé entre la source et le point de défaut. Les protections en amont du défaut sont sollicitées. Les protections en aval du défaut ne sont pas sollicitées. Seule la première protection en amont du défaut doit agir.

A chaque disjoncteur est associée une protection apte à émettre et recevoir un ordre d'attente logique. Lorsqu'une protection est sollicitée par un courant de défaut elle émet un ordre d'attente logique et elle provoque le déclenchement du disjoncteur associé. La **Figure II.18** décrit de façon simplifiée une distribution en antenne.

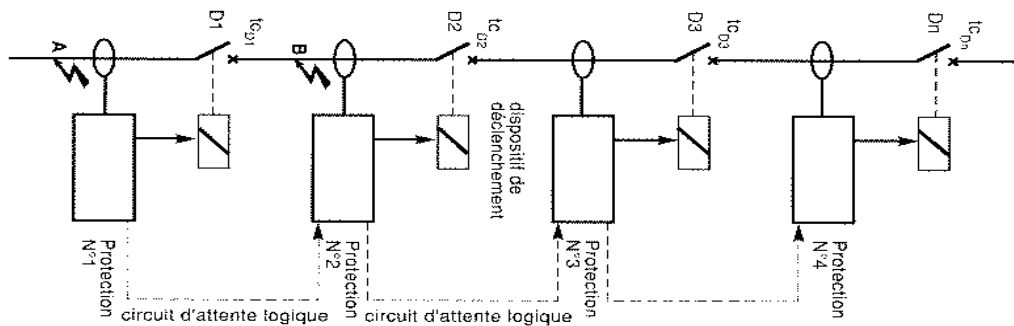


Figure II.18. Exemple d'utilisation de la sélectivité logique. [22] :

II.5.3 Sensibilité

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

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

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.5.4. Fiabilité de protection

La fiabilité d'une protection, qui est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement incorrect c.-à-d. évité les déclenchements intempestifs, est une combinaison entre sûreté et sécurité. La sûreté est la probabilité de ne pas avoir de défaut de fonctionnement. Tandis que la sécurité est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement intempestif [23].



Figure .II.19. Fiabilité d'une protection [23]

II.5.5. Contraintes liées à la protection

Les protections électriques ne doivent pas apporter de limitation au fonctionnement normal des réseaux électriques, en particulier :

- Elles ne doivent pas limiter la souplesse d'utilisation du réseau protégé en interdisant certains schémas d'exploitation : réseaux bouclés, ... etc.
- Elles doivent rester stables en présence de phénomène autre que les défauts: lors de manœuvres d'exploitation, pendant les régimes transitoires consécutifs à la mise sous tension ou hors tension à vide des transformateurs. Egalement, lors de variations admissibles de la tension et des fréquences et en présence de surcharges et de déséquilibres entrant dans la marge de fonctionnement des réseaux électriques. Elle doit être insensible aux oscillations résultant du régime transitoire des alternateurs.

II.6. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons donné un aperçu sur les principaux relais de protection utilisés dans le réseau électrique : le relais à maximum de courant, le relais à minimum d'impédance (distance) et le relais directionnel, En effet pour réaliser un système de protection complet, il est nécessaire de définir une sélectivité entre les différents organes de protection. La simulation par SIMULINK MATLAB de la protection à minimum d'impédance directionnelle constitue le sujet du chapitre suivant.

Chapitre III

Simulation d'une protection à min Z directionnelle

III.1. Introduction

L'objectif principal de ce chapitre consiste à simuler plusieurs schémas à savoir un réseau électrique triphasé dans l'état sain et sans aucun système de protection, un réseau avec défaut de court-circuit et enfin un réseau avec le système de protection proposé c-a-d la protection à minimum d'impédance directionnelle. Dans tous les schémas, les grandeurs électriques à savoir la tension et le courant sont calculées et analysées. Le calcul porte également sur les différents types de courant de court-circuit (I_{cc}) ainsi que les impédances correspondantes en cas de court-circuit (Z_{cc}). La connaissance de cette dernière grandeur est primordial pour la définition d'un système de protection à minimum d'impédances qui fait l'objet du présent travail.

III.2. Simulation d'un réseau triphasé sans système de protection

III.2.1. Réseau sans défaut : état sain

La Figure.III.1 représente une description d'un réseau électrique triphasé sans aucun système de protection et sans aucun défaut, dont ces éléments constitutifs sont:

- Une source sinusoïdale triphasée équilibrée 220kV, 50Hz.
- Une ligne électrique triphasée (L1,L2 et L3) représentée par une impédance Z_L , avec $R_L=7\Omega$ et $L_L=0.063H$.
- Une charge triphasée équilibrée Z_{ch} , avec $R_{ch}=100\Omega$ et $L_{ch}=0.3H$.

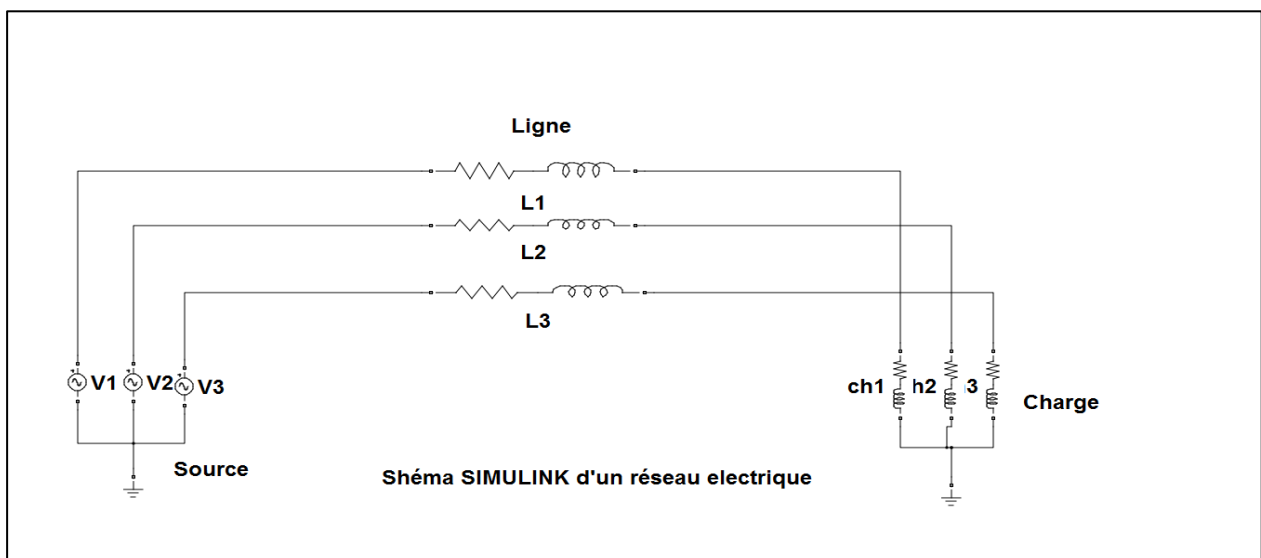


Fig.III.1. SchémaSIMULINK d'un reseau electrique triphasé sans défaut

III.2.2. Resultats de la simulation du système (sans défaut)

Dans l'état sain, les valeurs efficaces calculées des courants de lignes sont (**Fig.III.2**)

$$I_{11} = I_{12} = I_{13} = 813.5A \quad (\text{III.1})$$

Les valeurs efficaces des tensions simples sont (**Fig. III.3**)

$$V_1 = V_2 = V_3 = 127.3kV \quad (\text{III.2})$$

Dans ce régime de fonctionnement normal les courants des lignes formant un système triphasé équilibré en module, et le déphasage est de 120° entre deux phases.

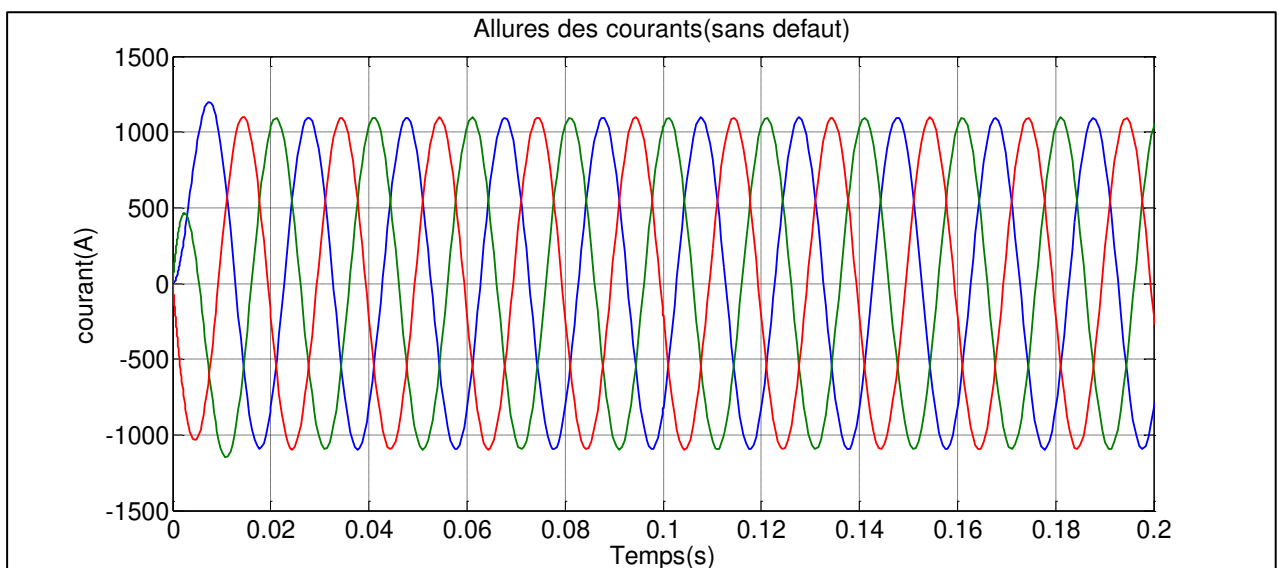


Fig.III.2. Courants des trois phases

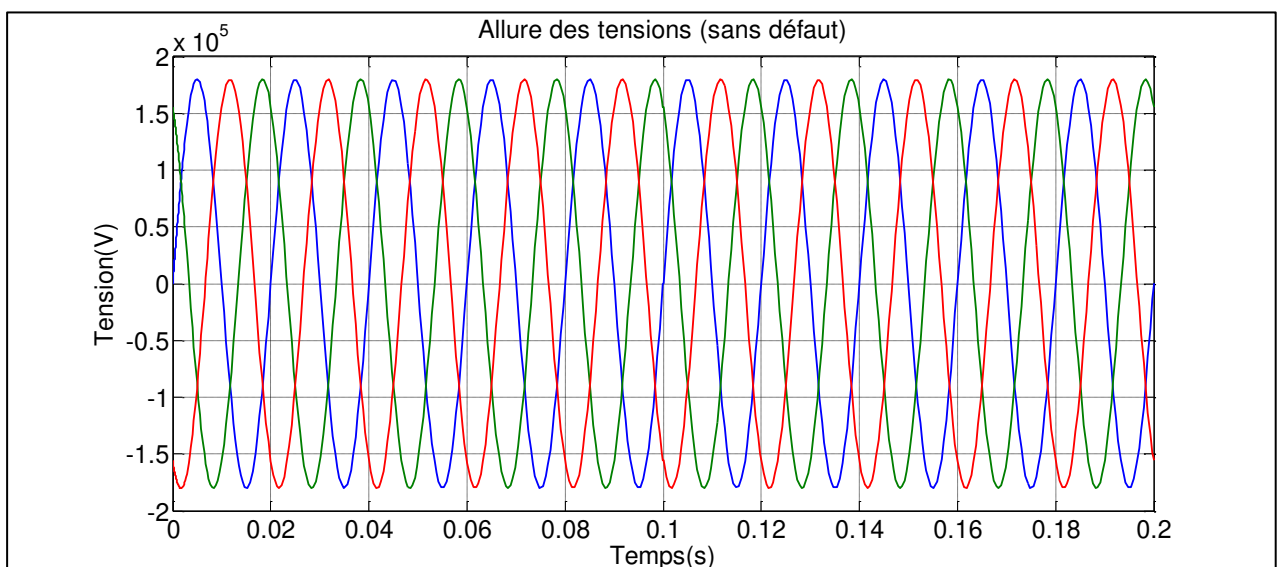


Fig.III.3. Tensions des trois phases

III.2.3. Réseau avec défaut : calcul des impédances de court-circuit Z_{cc}

Dans cette section nous procédons à la simulation de différents défauts de CC afin de déterminer l'impédance de CC (Z_{cc}). Cette dernière est nécessaire pour définir l'impédance seuil (Z_{seuil}) de la protection à min Z.

a) défaut phase –terre

Après avoir simulé le défaut phase-terre ; les résultats obtenus sont (**Fig.III.4 et Tableau III.1**) :

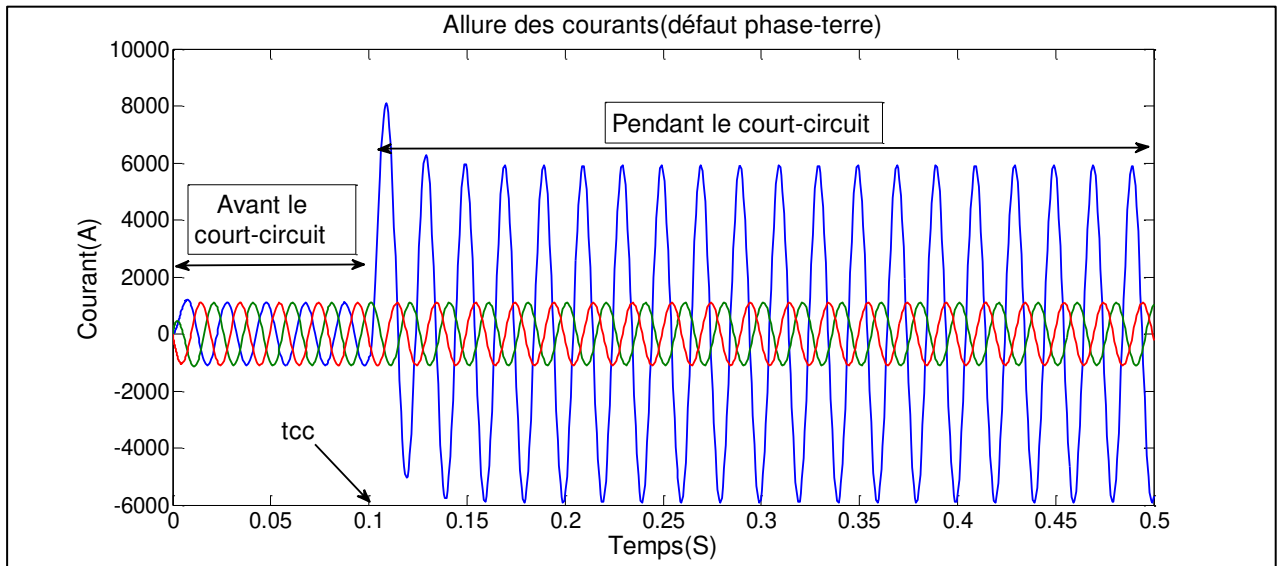


Fig.III.4. Simulation de défaut (phase-terre)

Type de défaut	Courant de court-circuit(A)			Impédances de court-circuit (Ω)		
	I_{cc1}	I_{cc2}	I_{cc3}	Z_{cc1}	Z_{cc2}	Z_{cc3}
Phase-terre	6048	813.7	813.4	21.05	156.6	156.6

Tableau III.1. Résultats de la simulation : défaut phase-terre

Le courant de court-circuit de la phase en défaut prend une valeur importante par contre les valeurs des phases saines restent inchangeable.

b) défaut biphasé

La simulation d'un défaut biphasé nous a donné les résultats suivants (**fig.III.5**)

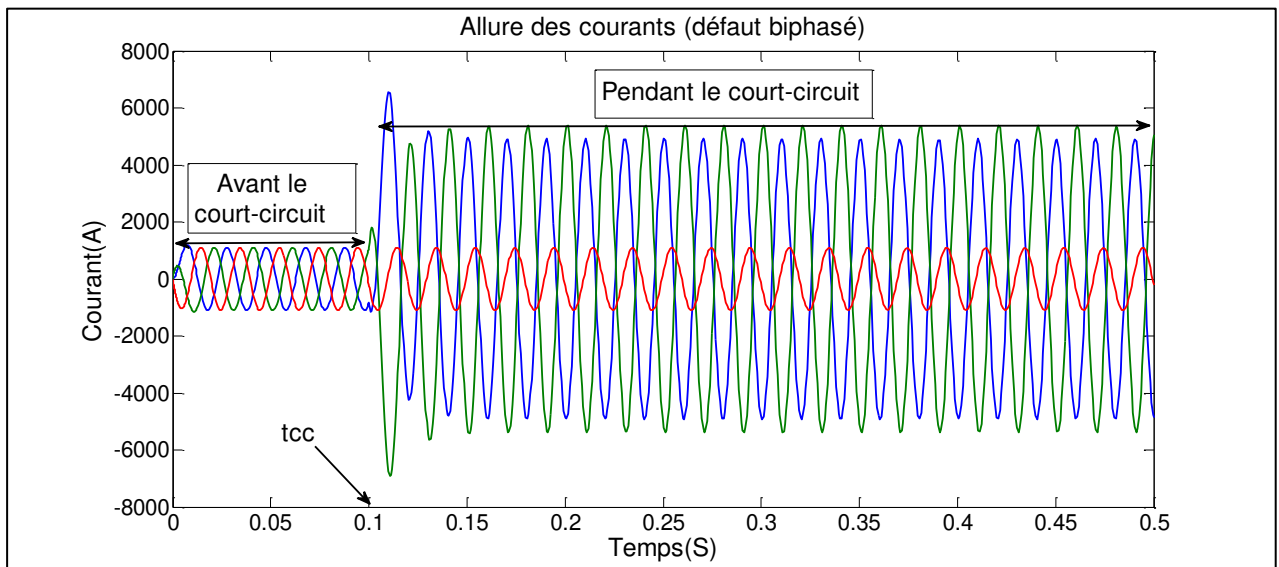


Fig.III.5. Simulation de défaut biphasé

Le tableau III.2. montre les résultats du défaut biphasé.

Type de défaut	Courant de court-circuit(A)			Impédances de court-circuit (Ω)		
	I_{cc1}	I_{cc2}	I_{cc3}	Z_{cc1}	Z_{cc2}	Z_{cc3}
Biphasé	5087	5405	813.2	27.52	26.19	156.3

Tableau III.2. Résultats de la simulation : défaut biphasé

Le courant de court-circuit des phases en défaut prennent des valeurs importantes par contre la valeur de la phase saine ne varie pas.

c) défaut biphasé -terre

Après avoir simulé le défaut phase-terre ; nous avons obtenu les résultats suivants (**Fig.III.6.**) :

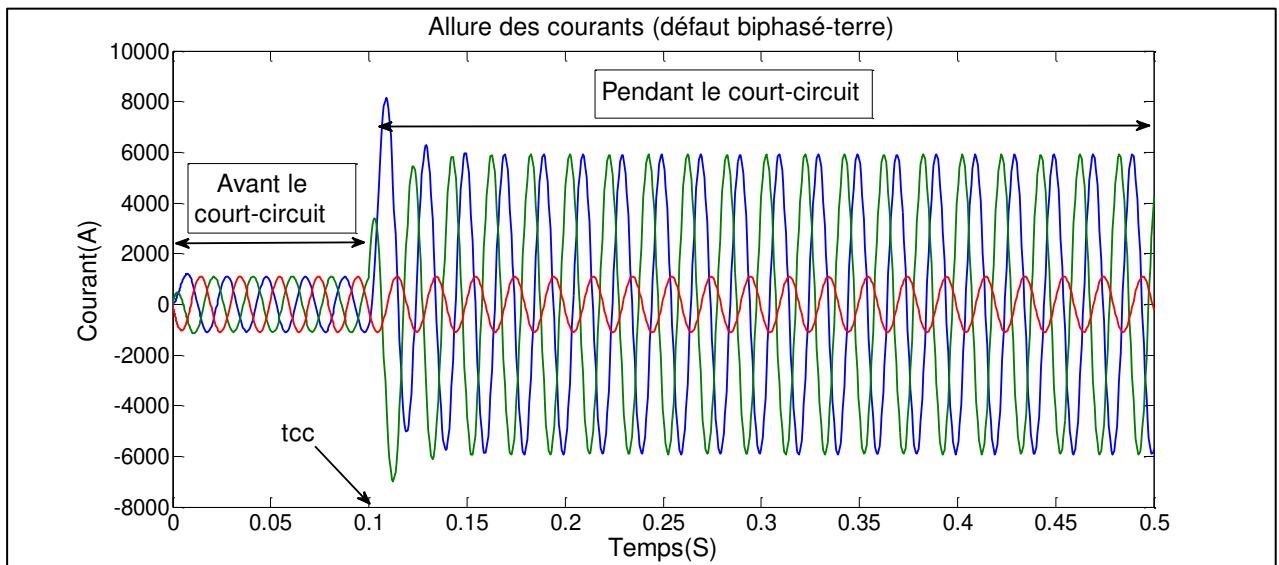


Fig.III.6. Simulation de défaut (biphasé-terre)

Les résultats obtenus lors du défaut biphasé-terre sont illustrés sur le tableau III.3

Type de défaut	Courant de court-circuit(A)			Impédances de court-circuit (Ω)		
	I_{cc1}	I_{cc2}	I_{cc3}	Z_{cc1}	Z_{cc2}	Z_{cc3}
Biphasé-terre	6047	6040	813.4	21.08	21.11	156.4

Tableau III.3. Résultats de la simulation : défaut biphasé-terre

Le courant de court-circuit des phases en défaut prennent des valeurs importantes par contre la valeur de la phase saine ne change pas.

d) défaut triphasé

La simulation d'un défaut de CC triphasé nous a donné les résultats suivants (**Fig.III.7**).

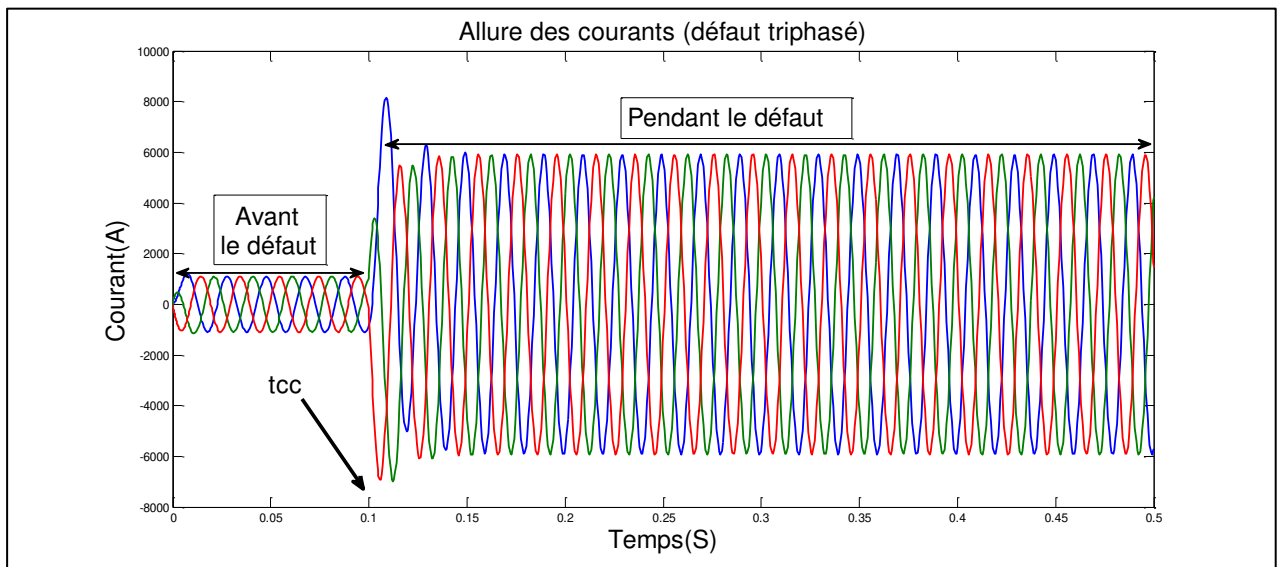


Fig.III.7. Simulation de défaut (triphase)

Les résultats du défaut triphasé sont affichés sur le tableau III.4

Type de défaut	Courant de court-circuit(A)			Impédances de court-circuit (Ω)		
	I_{cc1}	I_{cc2}	I_{cc3}	Z_{cc1}	Z_{cc2}	Z_{cc3}
Triphasé	6045	6040	6042	21.1	21.11	21.1

Tableau III.4. Résultats de la simulation : défaut biphasé-terre

Le courant de court-circuit des trois phases en défaut prennent des valeurs importantes.

e) défaut triphasé-terre

La simulation d'un défaut de CC triphasé-terre nous a donné les résultats suivants(**Fig.III.8**).

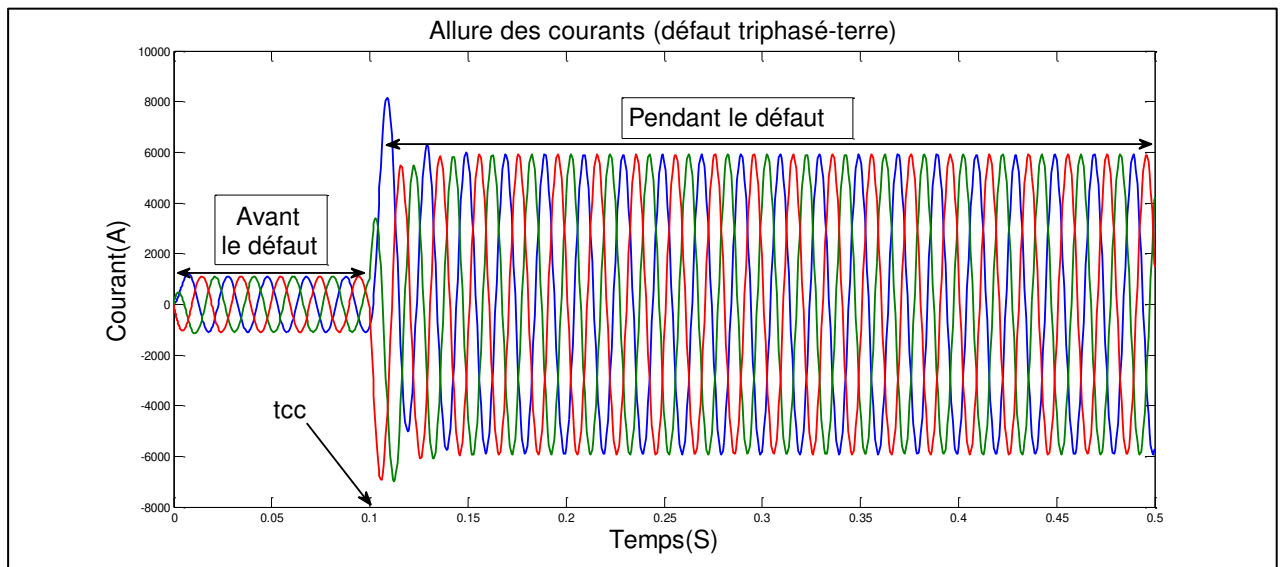


Fig.III.8. Simulation de défaut (triphase-terre)

Le tableau III.5 montre les résultats du défaut triphasé terre

Type de défaut	Courant de court-circuit(A)			Impédances de court-circuit (Ω)		
	I_{cc1}	I_{cc2}	I_{cc3}	Z_{cc1}	Z_{cc2}	Z_{cc3}
Triphasé-terre	6042	6043	6041	21.06	21.06	21.07

Tableau III.5. Résultats de la simulation : défaut triphasé

Le Tableau III.6 est un tableau récapitulatif des courants de CC et des impédances de courts circuits enregistrés lors de la simulation des différents défauts.

Type de défaut	Courant de court-circuit(A)			Impédances de court-circuit (Ω)		
	I_{cc1}	I_{cc2}	I_{cc3}	Z_{cc1}	Z_{cc2}	Z_{cc3}
Phase-terre	6048	813.7	813.4	21.05	156.6	156.6
Biphasé	5087	5405	813.2	27.52	26.19	156.3
Biphasé-terre	6047	6040	813.4	21.08	21.11	156.4
Triphasé	6045	6040	6042	21.10	21.11	21.1
Triphasé-terre	6042	6043	6041	21.06	21.06	21.07

Tableau III.6. Récapitulatif des courants et impédances de CC

Selon les résultats obtenus (Tableau III.6) l'impédance maximale de CC est :

$$Z_{cc_max} = 27.52\Omega$$

Tenant compte d'une marge de sécurité, l'impédance seuil est donnée par la formule suivante :

$$Z_{seuil} = 1.2 \times Z_{cc_max}$$

$$\text{Soit : } Z_{seuil} = 33 \Omega$$

III.3. Protection à minimum d'impédance

L'objectif principal de cette deuxième simulation consiste à étudier l'utilisation du relais à minimum d'impédances min_Z dans le réseau électrique triphasé, de simuler tous les types de court-circuits afin de voir l'importance de ce type de protection

III.3.1. Schéma global de la protection min_Z

La Figure.III.9. représente une description d'un réseau électrique triphasé équipé par le système de protection min_z. Les éléments constitutifs sont :

- Une source sinusoïdale triphasée équilibrée 220kV, 50Hz.
- Une ligne électrique triphasée (L1,L2 et L3) représentée par une impédance Z_L , avec $R_L=7\Omega$ et $L_L=0.063H$
- Une charge triphasée équilibrée Z_L , avec $R_{ch}=100\Omega$ et $L_{ch}=0.3H$
- Un relais à minimum d'impédance
- Un switch commandé utilisé comme appareil de coupure (disjoncteur).

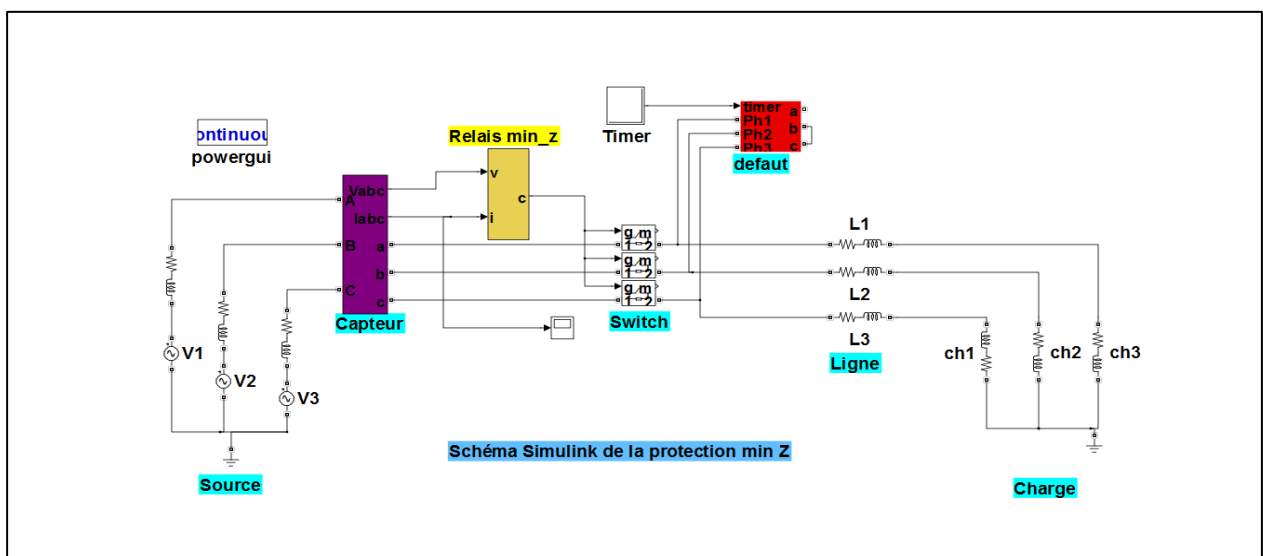


Fig.III.9.Schéma Simulink d'un réseau électrique avec protection min_Z

III.3.2. Relais à min_Z

La description du relais à minimum d'impédance est représentée dans la **fig.III.10**.

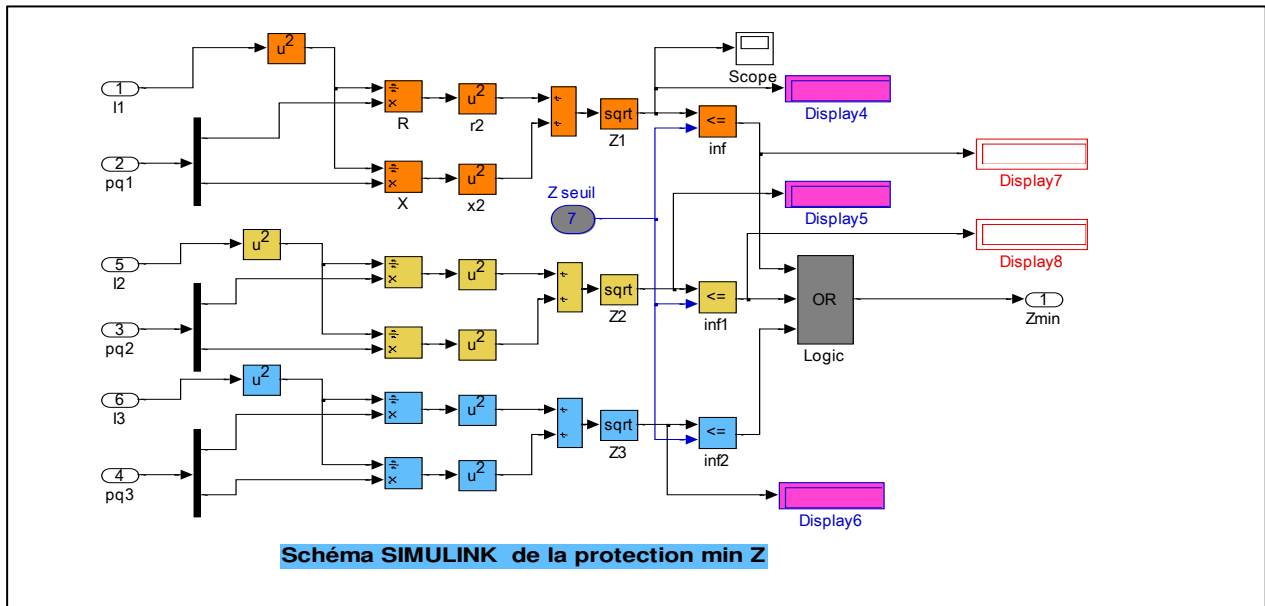


Fig.III.10.Schéma Simulink du relais à min_Z

La Figure.III.11 représente les blocs qui constituent le relais à min_Z et qui font le calcul de l'impédance équivalente du réseau :

N°1 : port d'entrée (input) des puissances active et réactive.

N°2 : fonction mathématique (multiplicateur et diviseur)

N°3: fonction mathématique (square)

N°4 : sommation

N°5 : fonction mathématique (sqrt)

N°6 : fonction mathématique (opérateur relationnel)

N°7 : « display » pour afficher la valeur de l'impédance mesurée

N°8 : port de sortie (output) pour la commande de l'élément de coupure

N°9 : « Demux »

N°10 : port d'entrée (input) de courant

N°11 : port d'entrée (input) de l'impédance seuil (Z_{seuil})

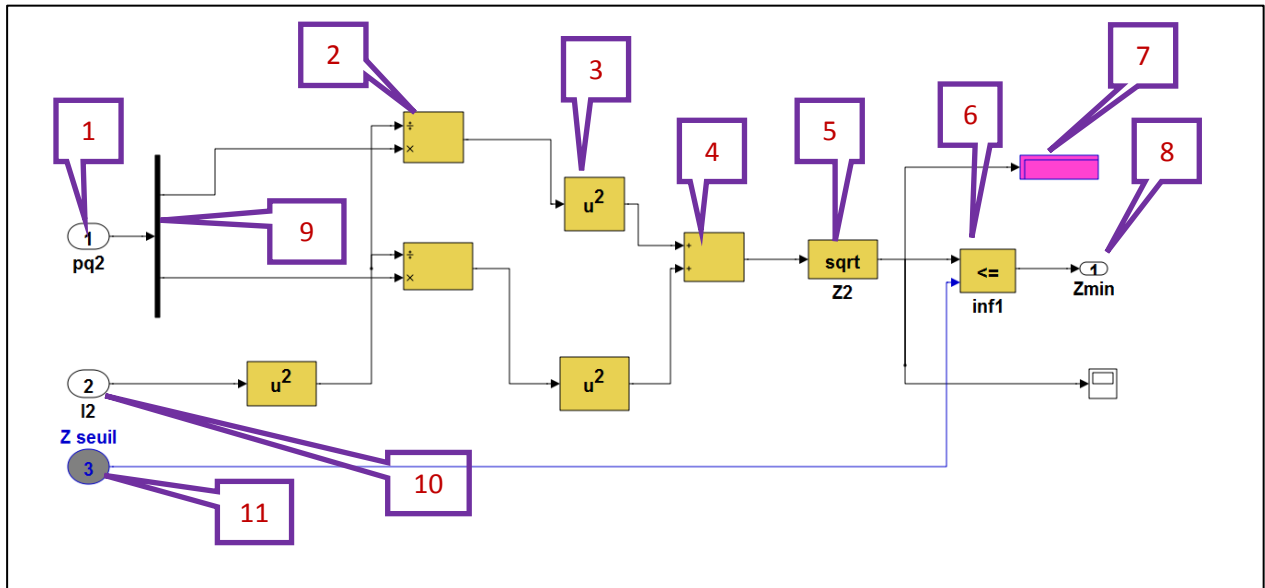


Fig.III.11.Schéma Simulink de relais min_Z (une phase)

La Fig.III.12 montre les blocs utilisés pour l'élimination du régime transitoire ainsi que la temporisation (temps de retard au déclenchement) de la commande :

N°1 : Port d'entrée (input) de la commande du relais à minimum d'impédance

N°2 : Bloc « OFF Delay » pour éliminer l'effet indésirable du régime transitoire (première période).

N°3 : Bloc « Trigger » pour maintenir l'ordre de déclenchement.

N°4 : Bloc « ON Delay » pour temporiser (retarder) l'ordre de déclenchement.

N°5 : Bloc inverseur (NOT).

N°6 ; Port de sortie (output) de la commande de l'élément de coupure.

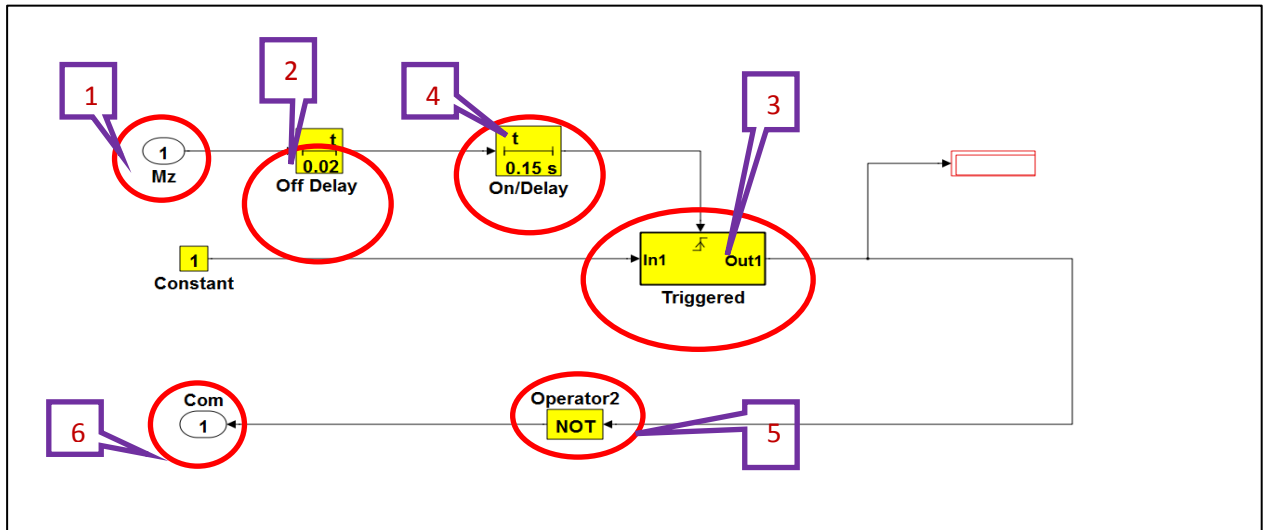


Fig.III.12. Blocs d'élimination du régime transitoire et de la temporisation

III.3.3. Resultats de la simulation sans défaut

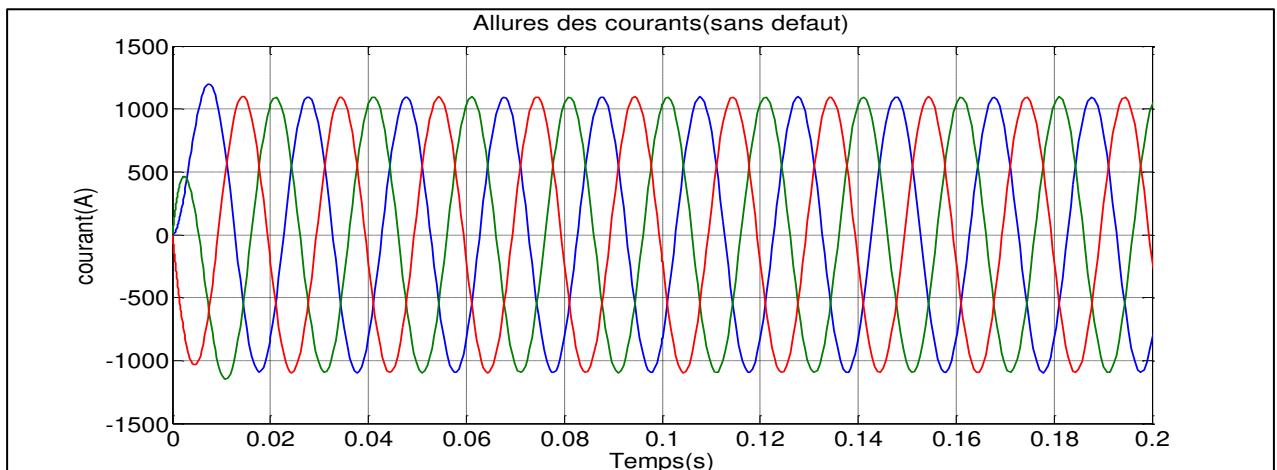


Fig.III.13. Courants des trois phases (sans défaut)

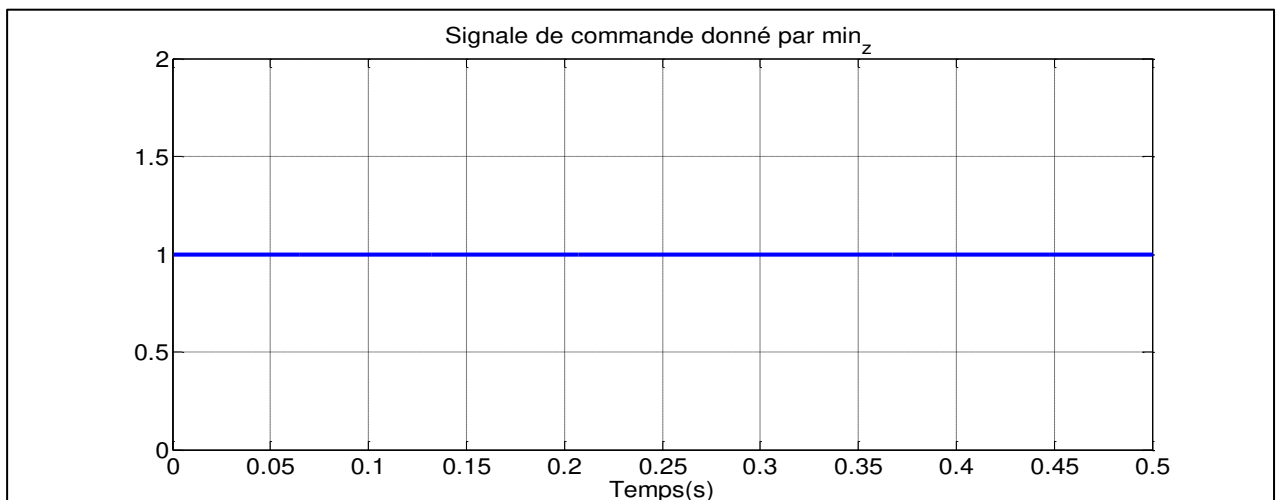


Fig.III.14. Signal de commande généré par le relais min_z

III.3.4. Simulation de défauts avec la présence de la protection min_Z

a) Défaut phase-terre :

La simulation de défaut phase-terre nous a donné les résultats suivants(Fig.III.15).

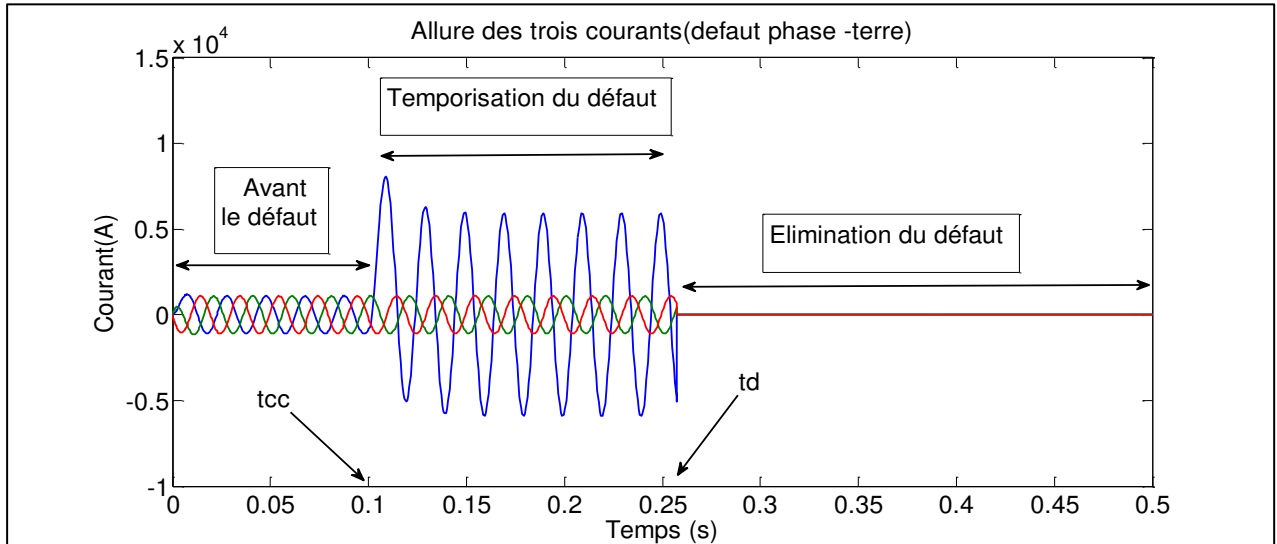


Fig.III.15. Simulation de défaut phase-terre (Courant)

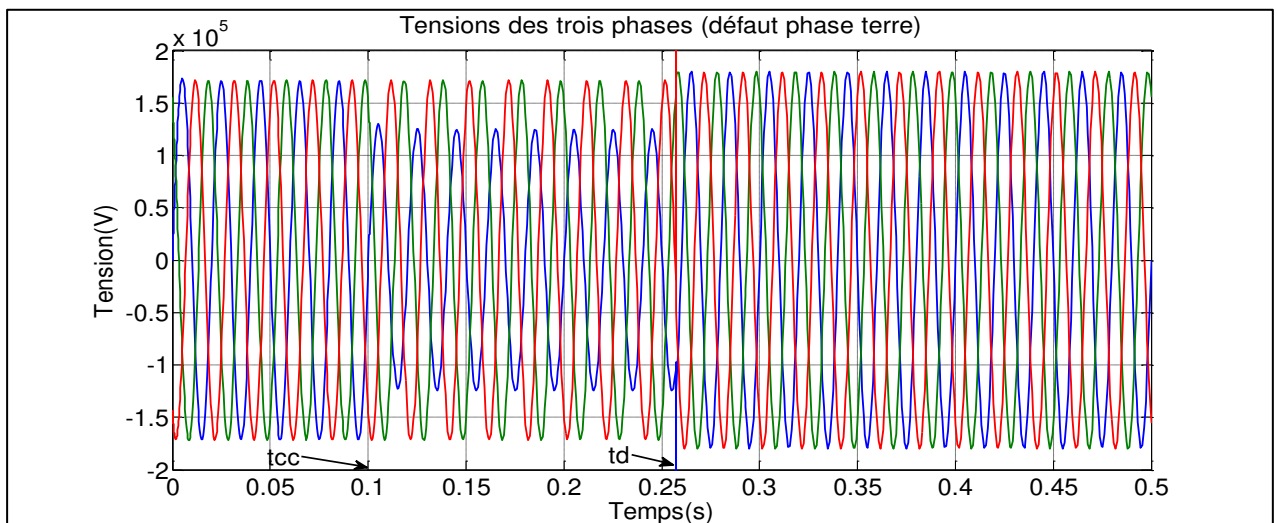


Fig.III.16. Simulation de défaut phase-terre (Tension)

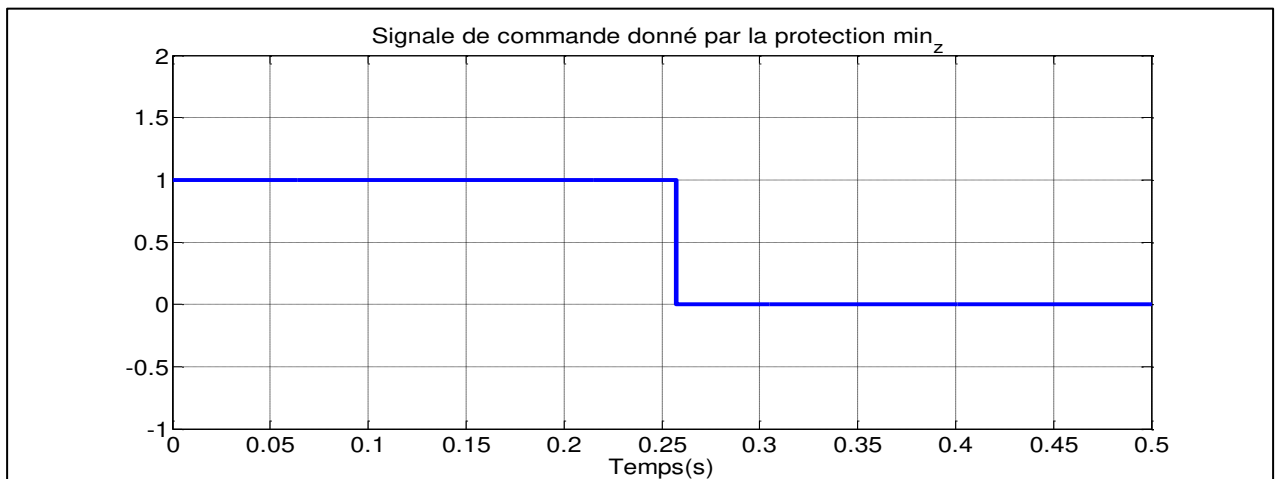


Fig.III.17. Signale de déclenchement généré par le relais min_Z

On remarque que l'instant d'apparition du défaut de court-circuit est $t_{cc}=0.1s$, le déclenchement du disjoncteur est retardé avec $t_d=0.15s$ (temporisation).

b) Défaut biphasé

La simulation de défaut biphasé nous a donné les résultats suivants **Fig.III.18** et **Fig.III.19** :

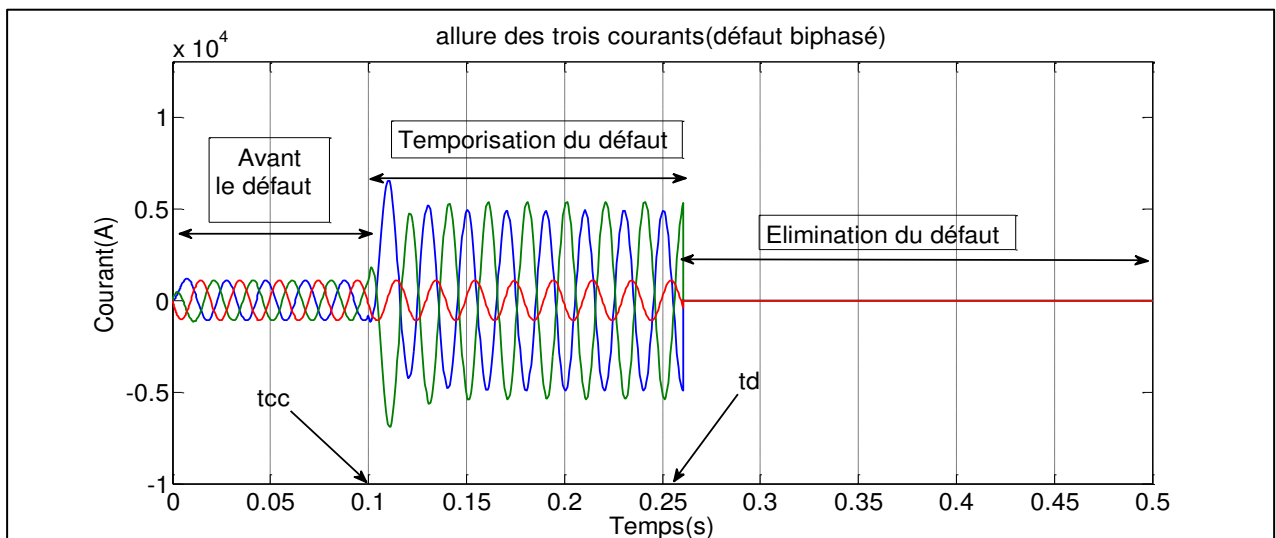


Fig.III.18. Simulation de défaut biphasé (courants)

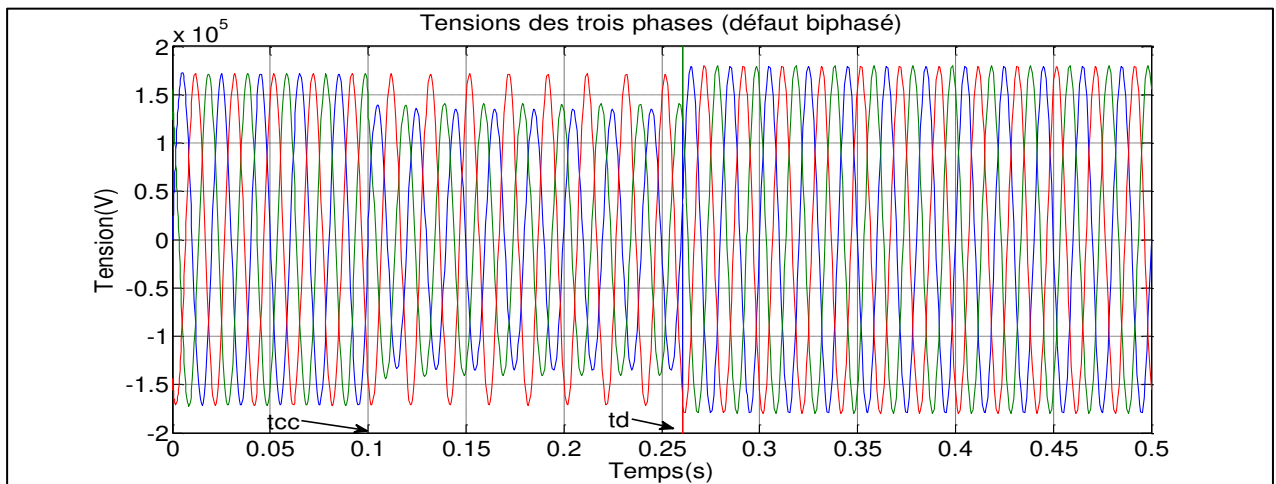


Fig.III.19. Simulation de défaut biphasé (tensions)

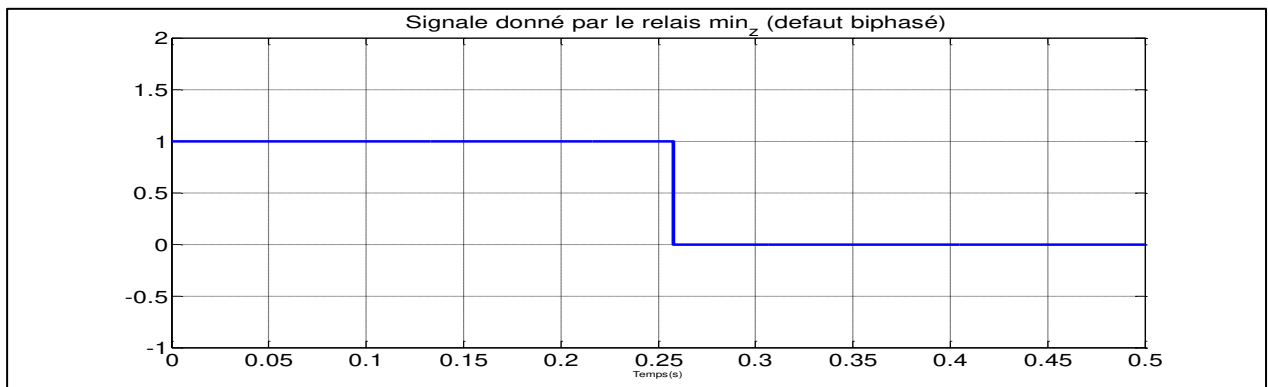


Fig.III.20. Signal de commande généré par le relais dans le cas d'un défaut biphasé

c) Défaut biphasé-terre

La simulation de défaut biphasé-terre nous a donné les résultats suivants. Fig.III.21.

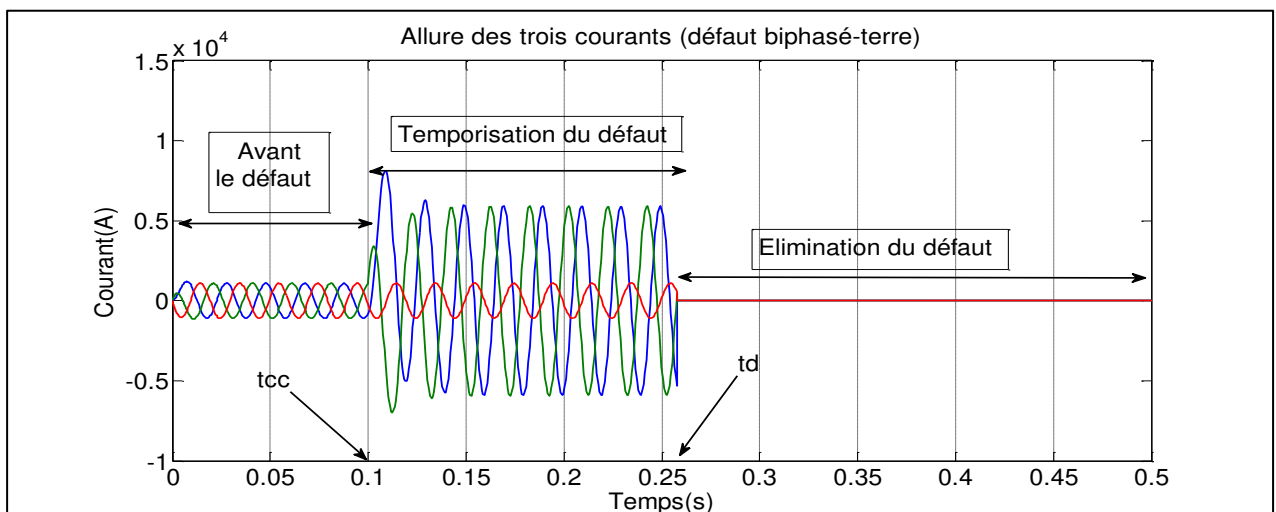


Fig.III.21. Simulation de défaut biphasé-terre

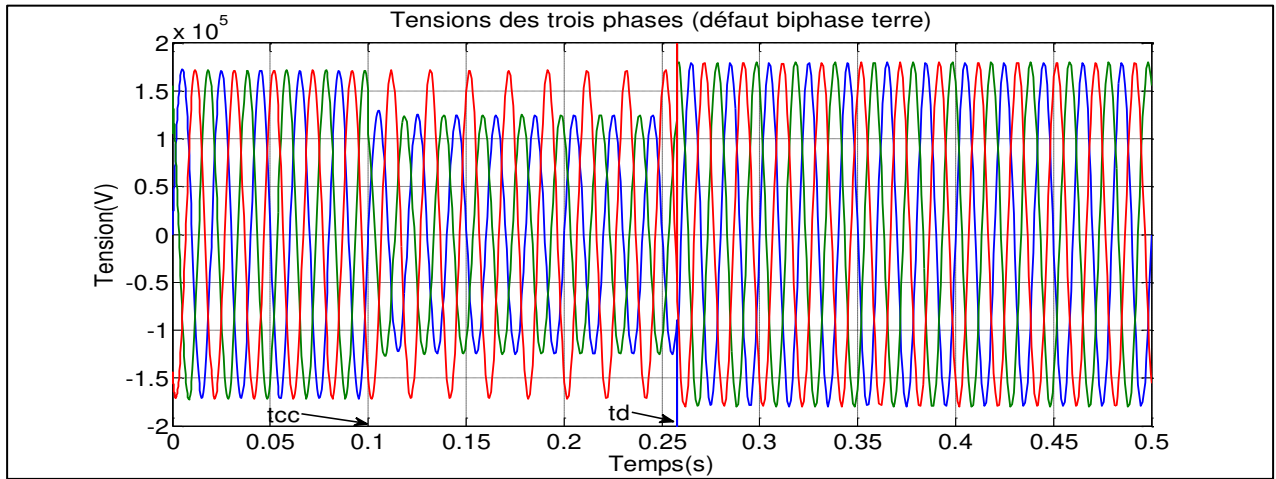


Fig.III.22. Simulation de défaut biphasé-terre

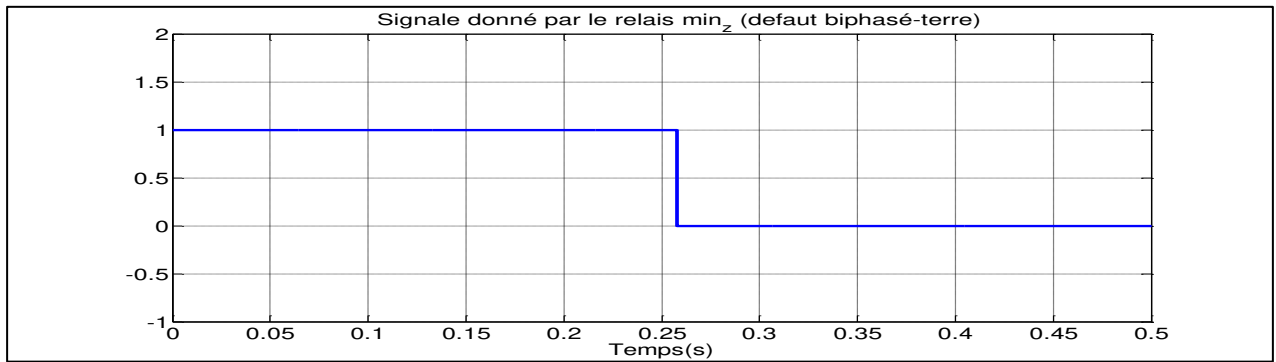


Fig.III.23. Signal de commande (pour défaut biphasé-terre)

d) Défaut triphasé

La simulation de défaut triphasé nous a donné les résultats suivants :

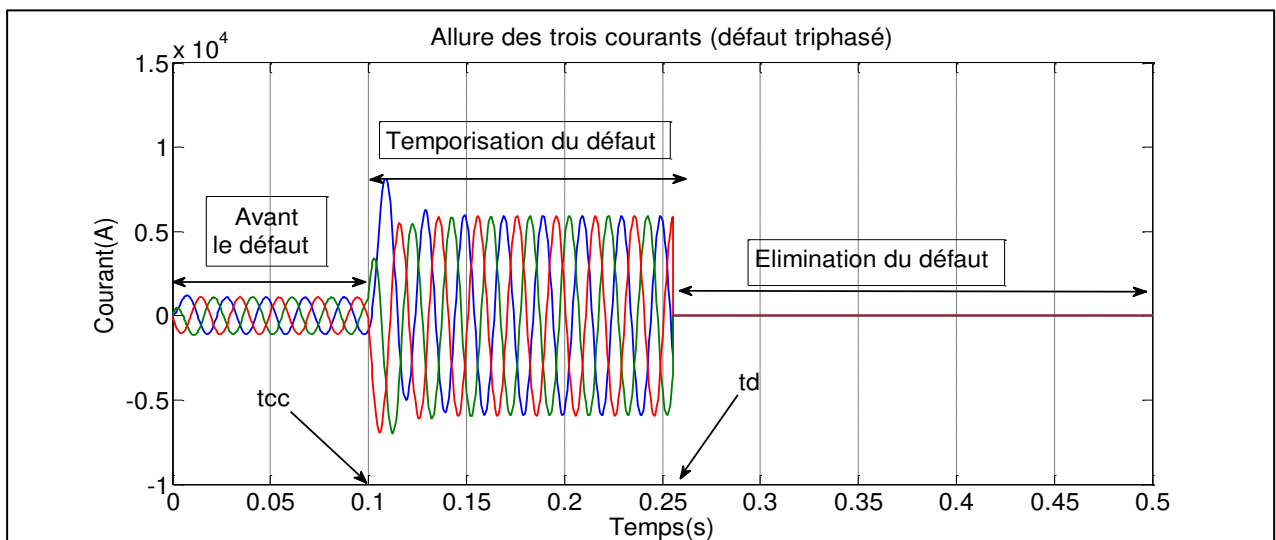


Fig.III.24. Simulation de défaut triphasé

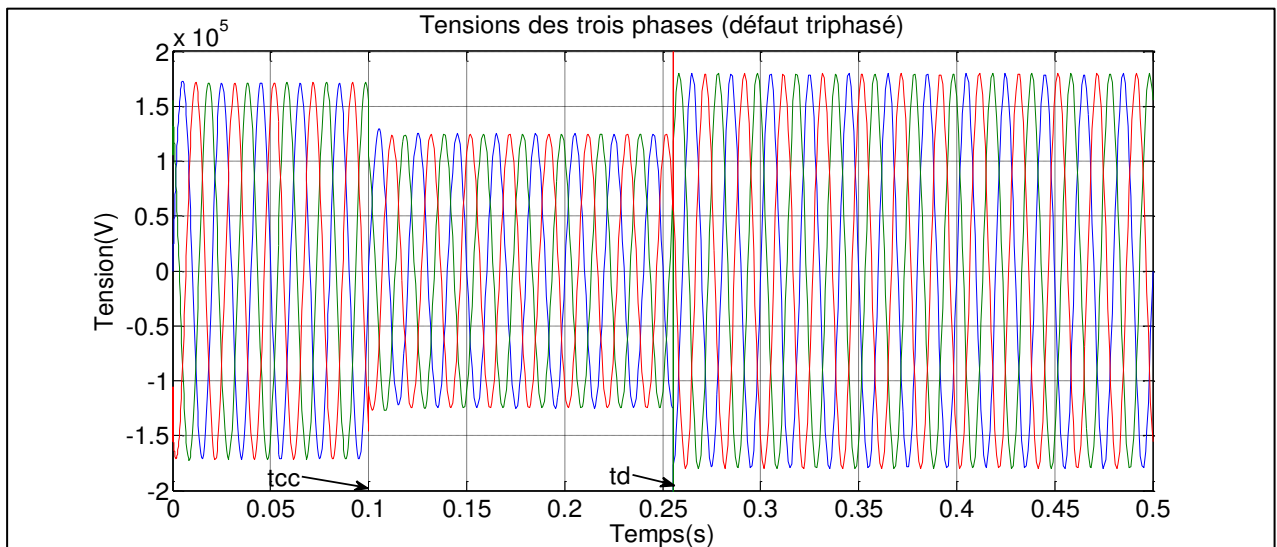


Fig.III.25. Simulation de défaut triphasé

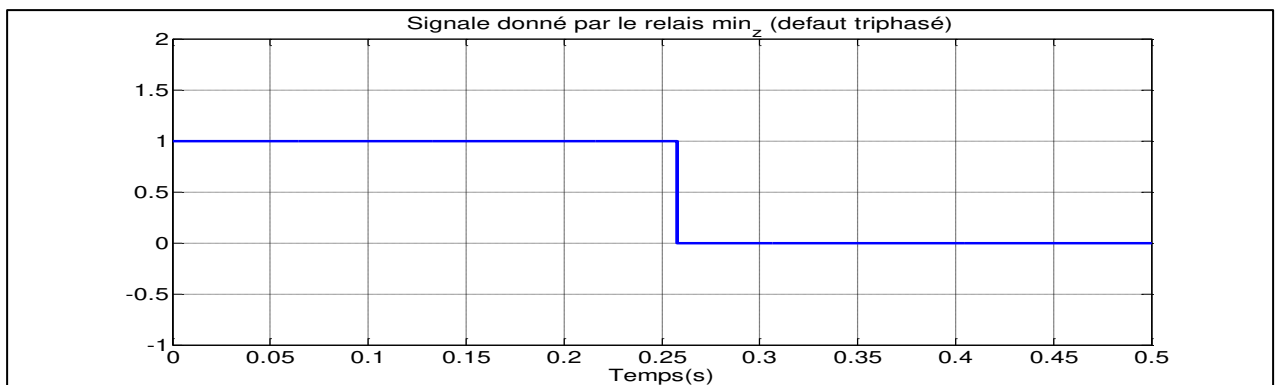


Fig.III.26. Signal de commande (pour un défaut triphasé)

e) Défaut triphasé -terre

La simulation de défaut biphasé-terre nous a donné les résultats suivants.

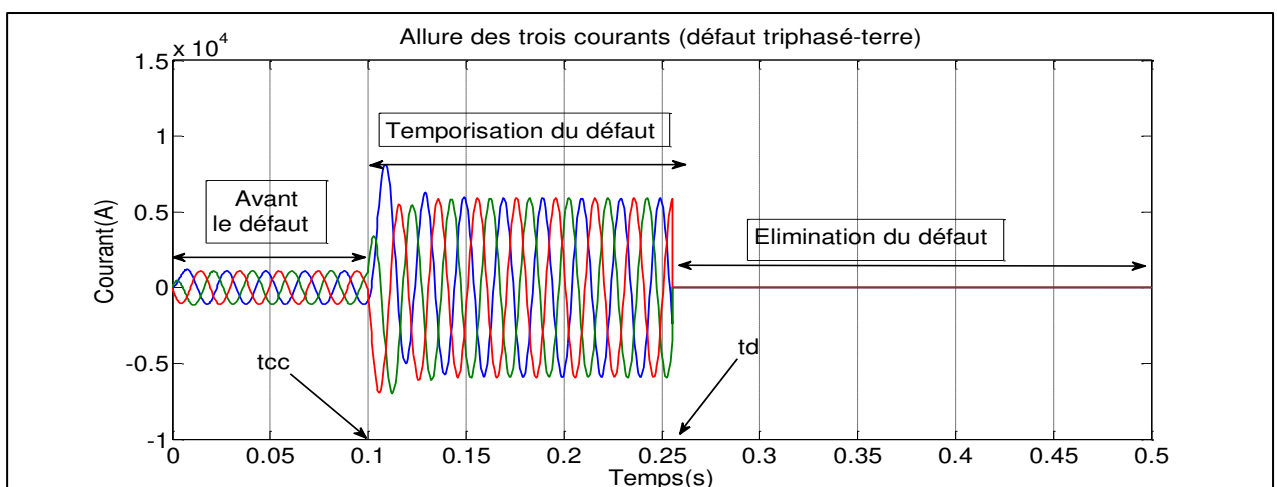


Fig.III.27. Simulation de défaut triphasé-terre

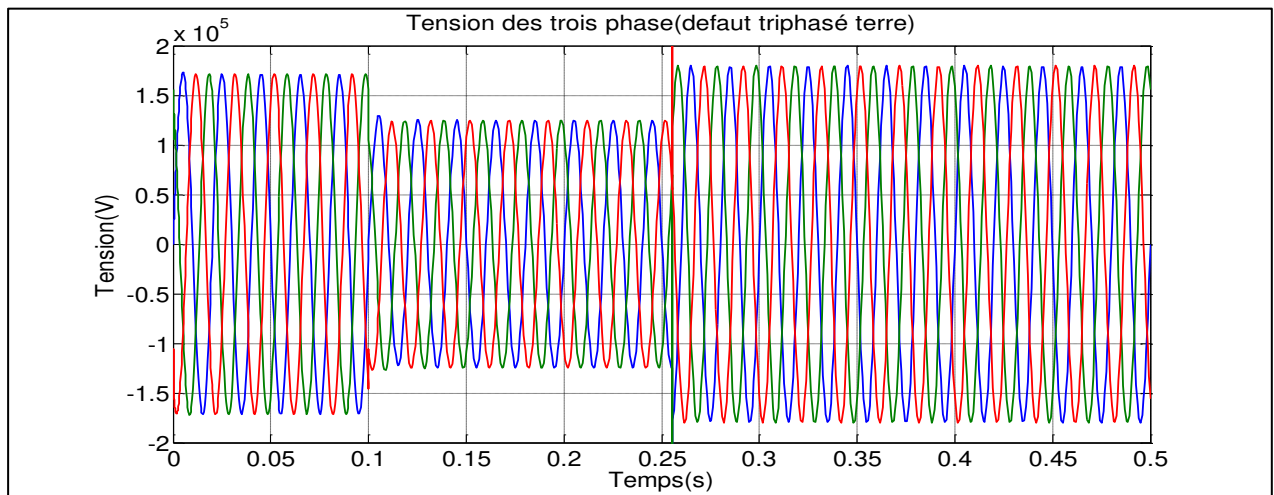


Fig.III.28.Simulation de défaut triphasé-terre

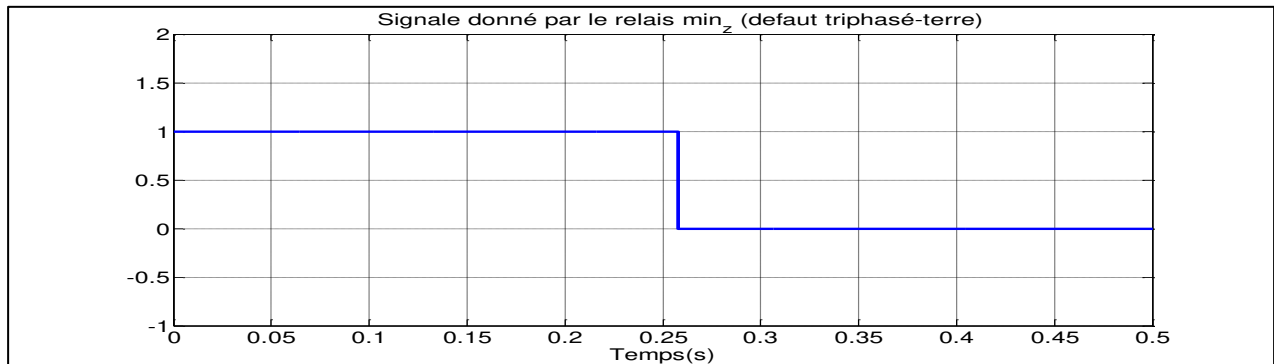


Fig.III.29. Signale de commande (défaut triphasé-terre)

Avec la présence de la protection min_z , dès l'apparition du défaut le courant de la phase en défaut évolue pendant un certain temps (t_{cc}) puis le relais min_z donne l'ordre de déclenchement au disjoncteur afin d'isoler la partie en défaut.

III.4. Simulation d'une protection directionnelle

L'objectif principal de cette simulation consiste à étudier un réseau électrique triphasé équipé par une protection directionnelle, et de calculer le déphasage entre le courant et la tension de chaque phase. La connaissance de ce déphasage est nécessaire pour la définition de la protection directionnelle.

III.4.1. Schéma simulink globale de la protection directionnelle

La Figure.III.30. représente une description d'un réseau électrique triphasé équipé par un système de protection directionnel, dont ces éléments constitutifs sont :

- Deux sources sinusoïdales triphasées équilibrées 220kV, 50Hz.

- Une ligne électrique triphasée (L1,L2 et L3) représentée par une impédance Z_L , avec $R_L=7\Omega$ et $L_L=0.063H$.
- Une charge triphasée équilibrée Z_{charge} , avec $R_{ch}=100\Omega$ et $L_{ch}=0.3H$
- Une charge triphasée équilibrée Z_{charge} , avec $R_{ch}=50\Omega$ et $L_{ch}=0.03H$
- Deux relais directionnels
- Deux switches utilisés comme éléments de coupure.

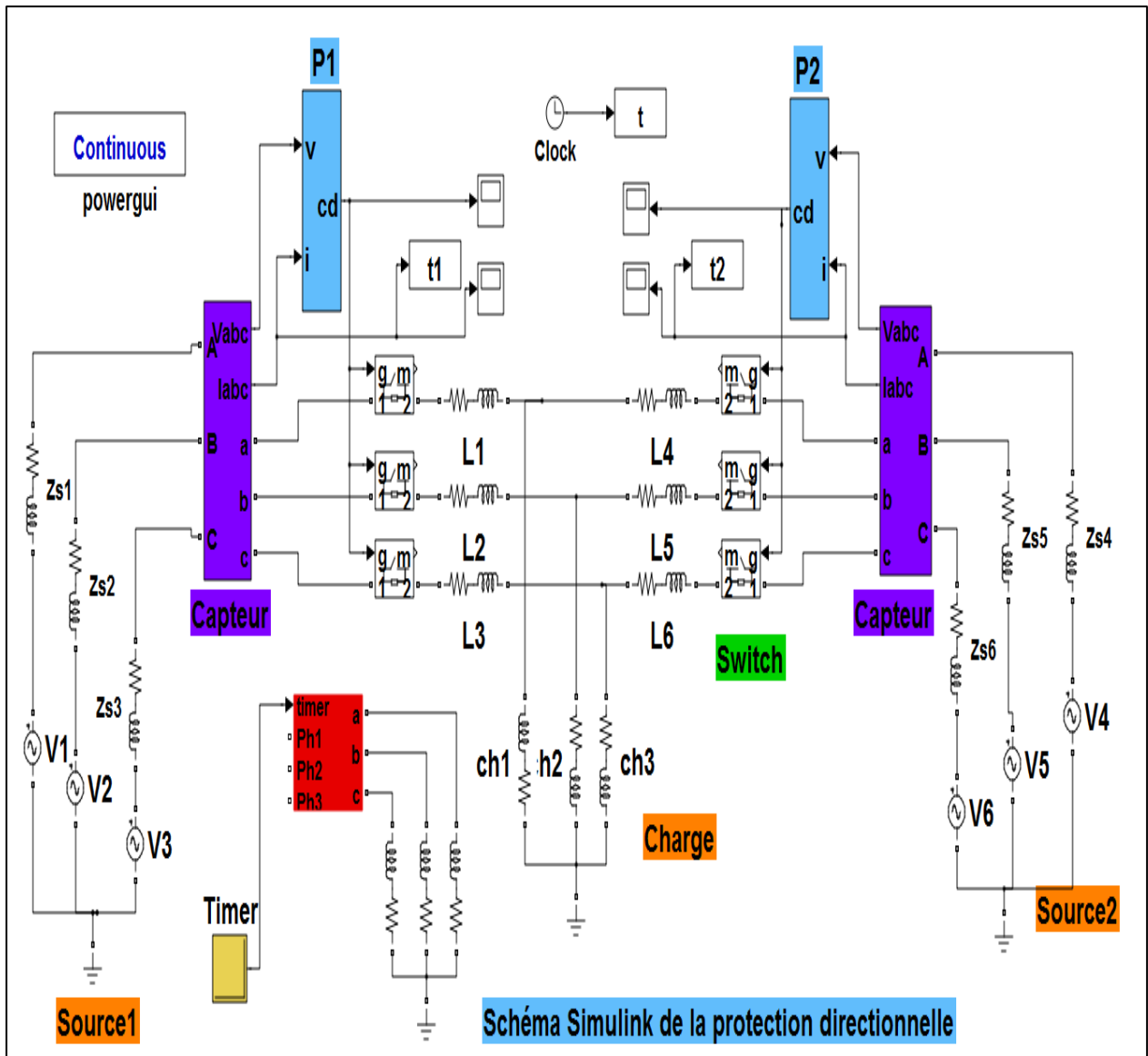


Fig.III.30. Schéma Simulink de la protection directionnelle

III.4.2. Relais directionnel

Le relais directionnel est représenté dans la fig.III.31.

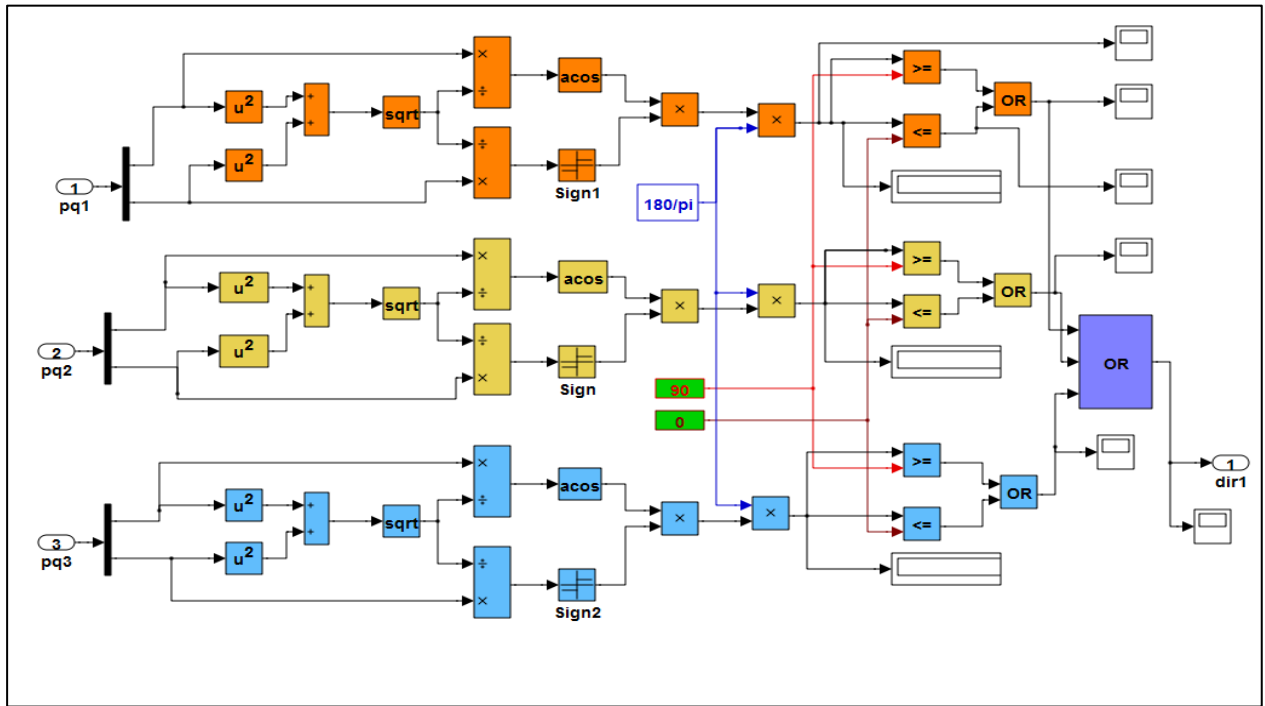


Fig.III.31. Schéma Simulink du relais directionnel

On représente sur la Fig.III.32 les blocs qu'on va utiliser dans le calcul du déphasage entre le courant et la tension d'une phase ; ces blocs sont :

N°1:Port d'entré (input) des puissances active et réactive

N°2:Bloc de fonction mathématique (square)

N°3:Bloc de fonction mathématique (sqrt)

N°4:Bloc de fonction mathématique (multiplicateur et diviseur)

N°5:Bloc de la constante

N°6:Bloc de fonction mathématique (opérateur relationnel)

N°7:porte logique (OR)

N°8 : « display » pour afficher la valeur de déphasage

N°9:Bloc de la fonction « **Sign** »

N°10:Bloc de la fonction « **acos** »

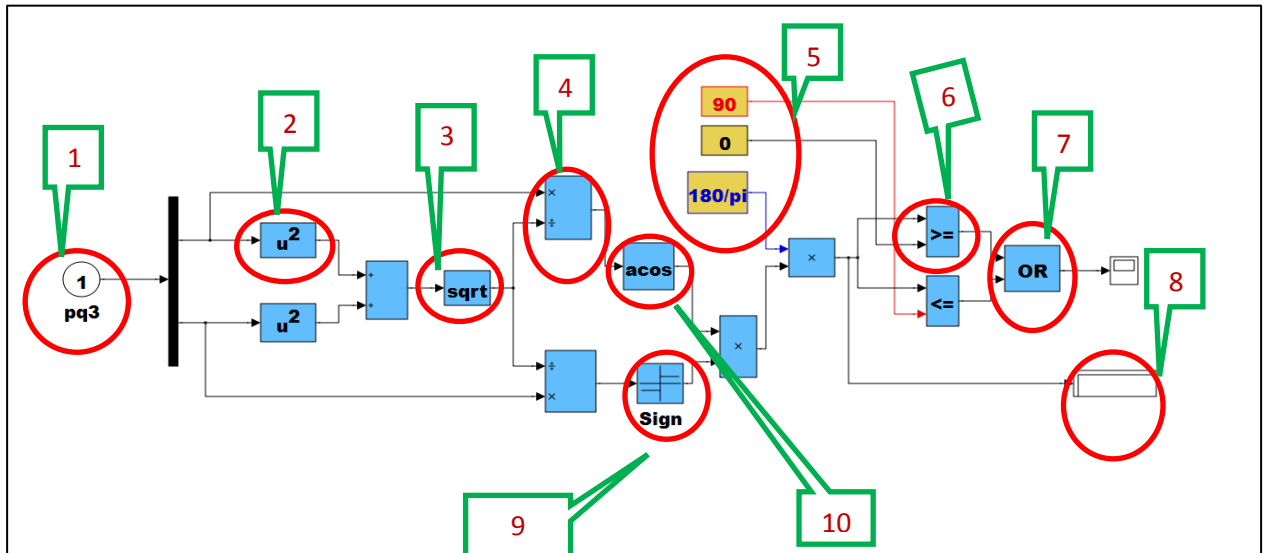


Fig.III.32. Schéma Simulink pour le calcul du déphasage

On représente sur la Fig.III.33 les blocs SIMULINK qui vont être utilisé dans l'élimination du régime transitoire ainsi que la temporisation de la commande de coupure :

N°1:Port d'entrée (input) de la commande du relais directionnel

N°2:Bloc « ON Delay » dont sa fonction est la temporisation (temps de retard au déclenchement)

N°3:Bloc « OFF Delay » pour éliminer l'effet indésirable du régime transitoire au début d'alimentation (une période 0.02s)

N°4:Bloc « trigger ».

N°5:Fonction logique « NOT ».

N°6:Port de sortie (output) de la commande du relais directionnel.

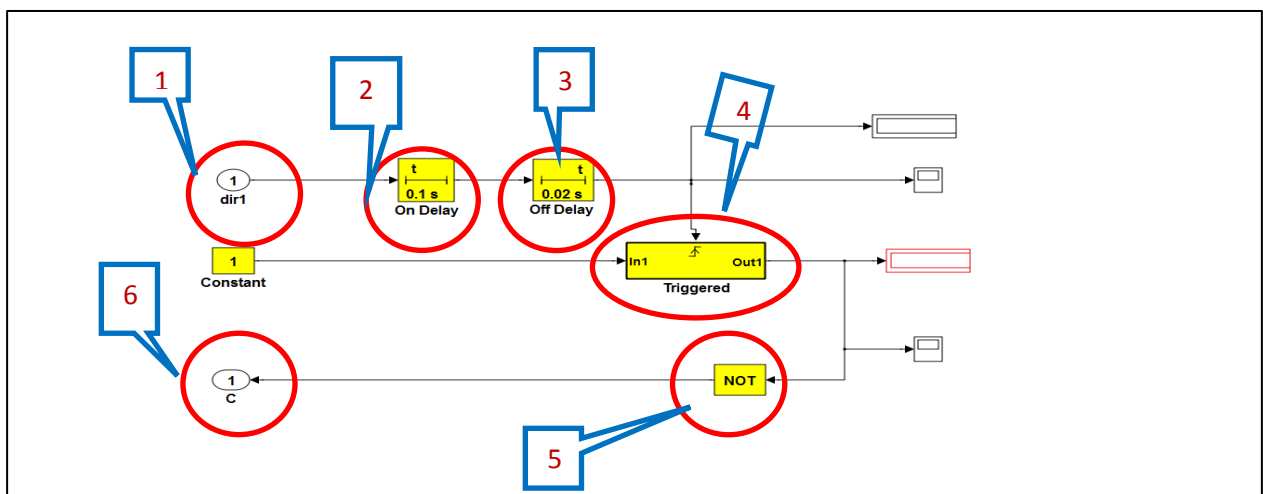
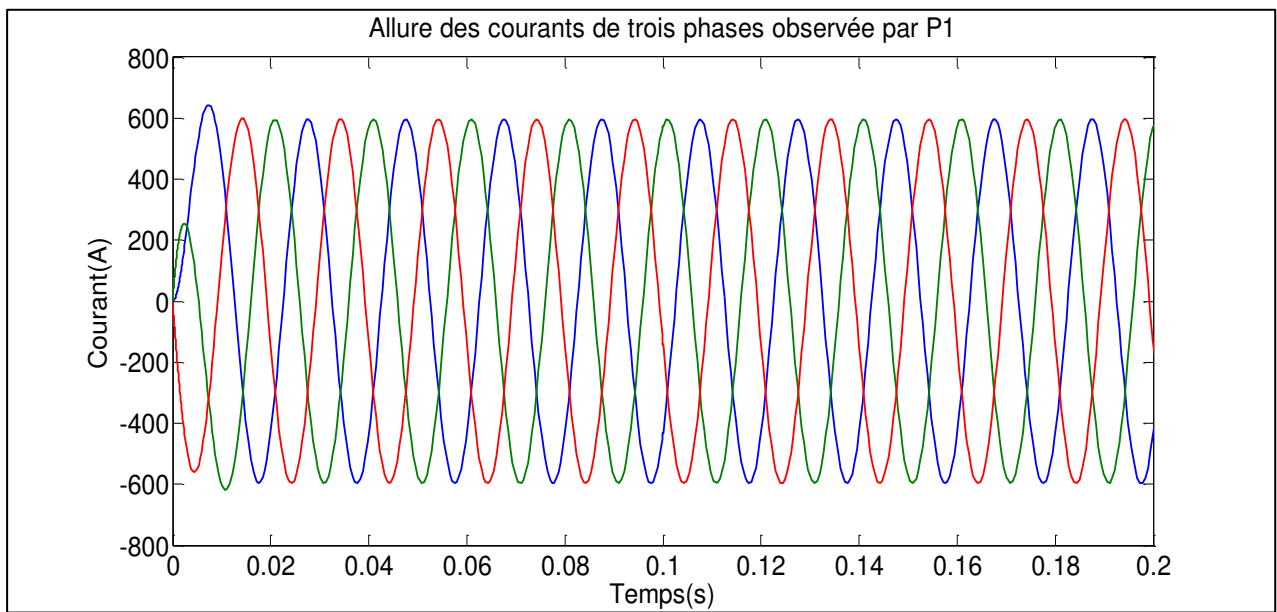
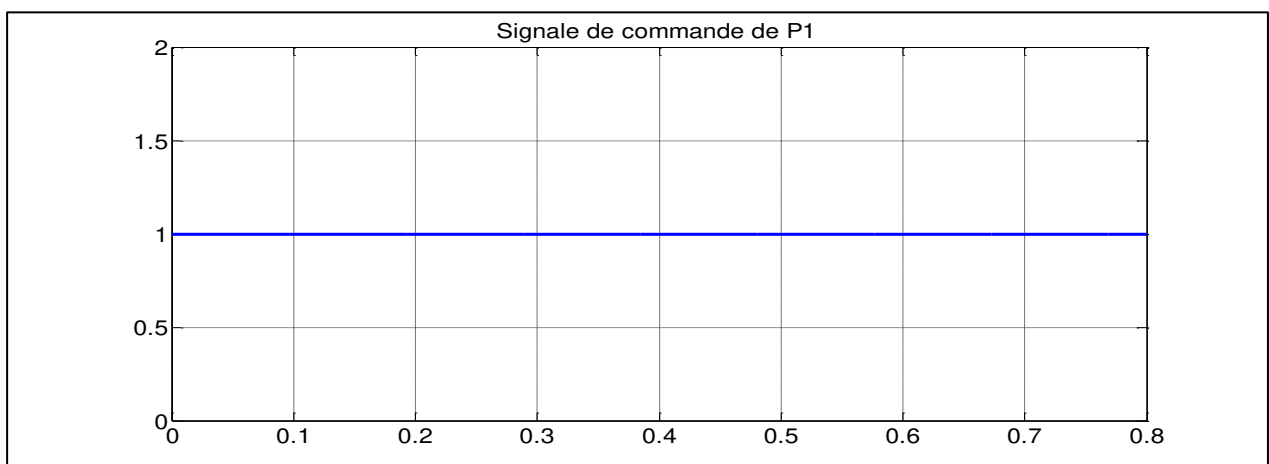


Fig.III.33. Blocs d'élimination du régime transitoire et de la temporisation

III.4.3. Résultats de la simulation de la protection directionnelle**a) 1^{er} cas : Charge entre deux protections directionnelles**

On procède à la simulation de la protection directionnelle pour une charge placée entre deux protections directionnelles. A l'état normal, les allures des courants et de la commande sont illustrées ci-après.

**Fig.III.34. Allures des courants vus par la protection directionnelle P1****Fig.III.35. Signal de commande la protection directionnelle P1**

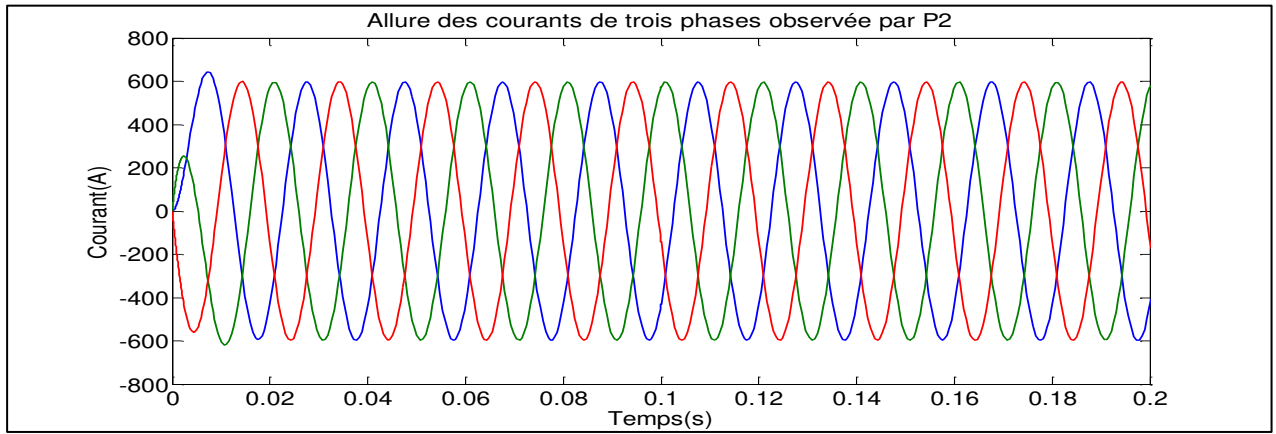


Fig.III.36. Allures des courants vus par la protection directionnelle P2

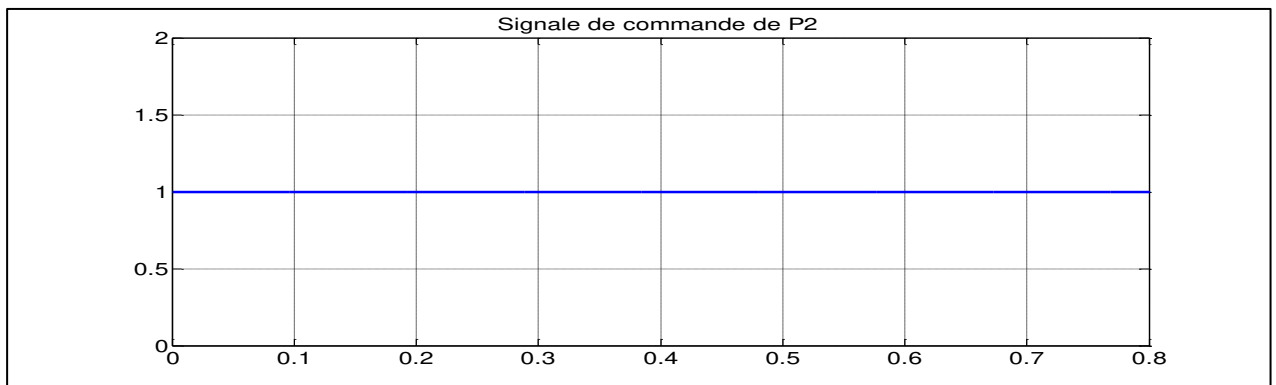


Fig.III.37. Signal de commande la protection directionnelle P2

b) 2eme cas : Charge coté source 1

Dans ce cas, la simulation nous a donné les résultats suivants :

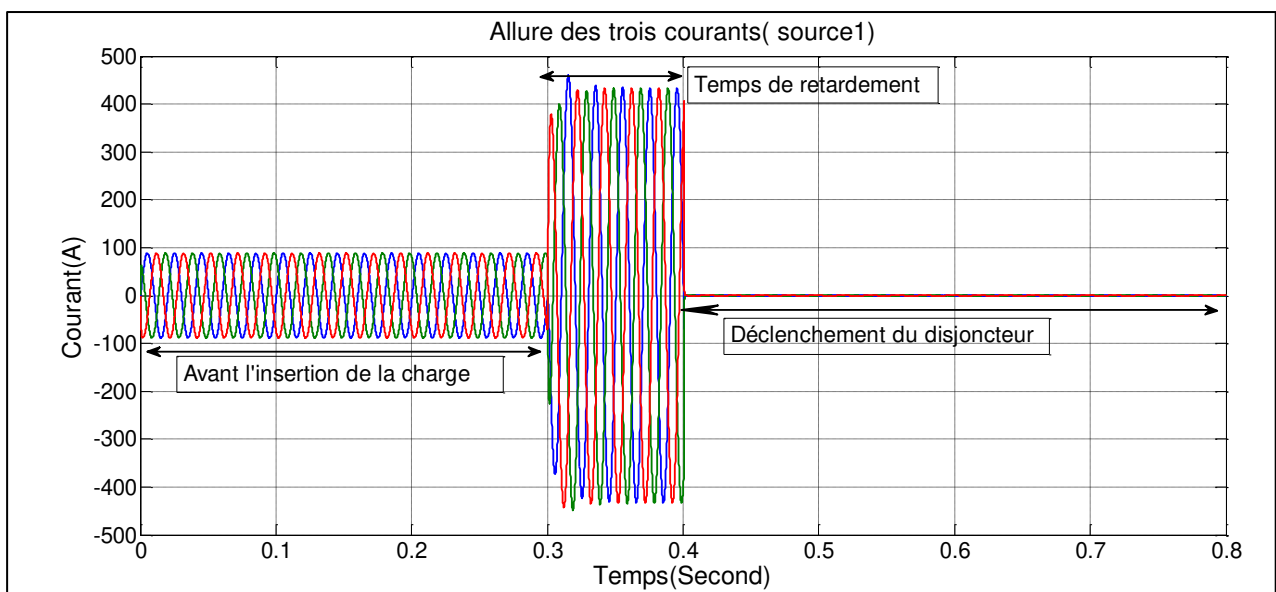


Fig.III.38. Allures des courants vus par P1

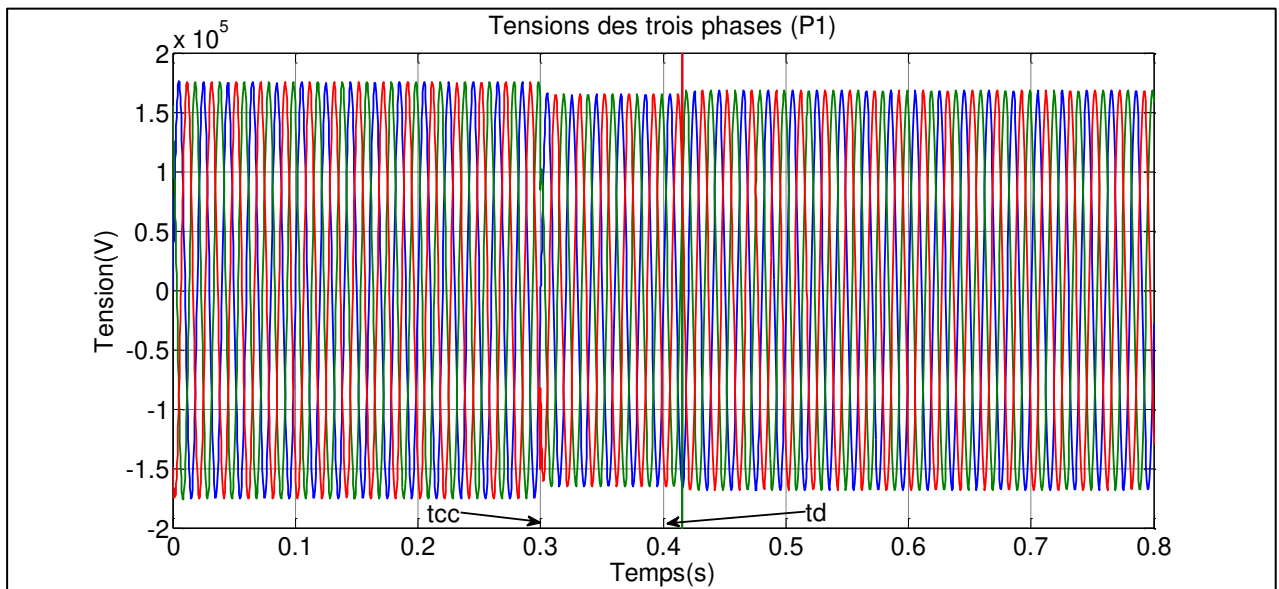


Fig.III.39. Allures des tensions vues par P1

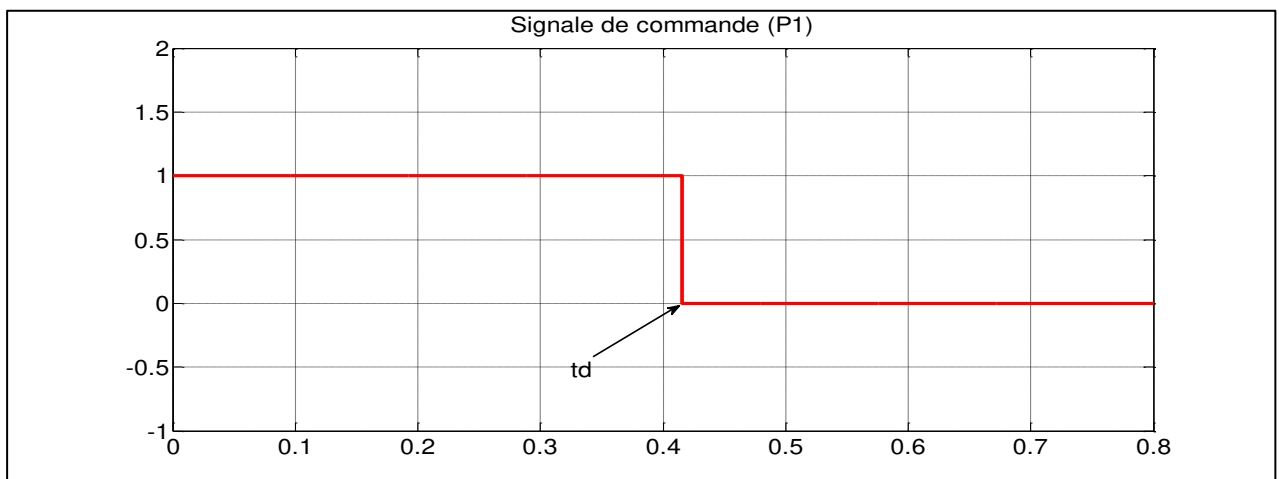


Fig.III.40. Signal de commande la protection directionnelle P1

Les allures des trois courants vus par le relais directionnel de la protection P2 sont illustrées sur la figure suivante **Fig.III.41** :

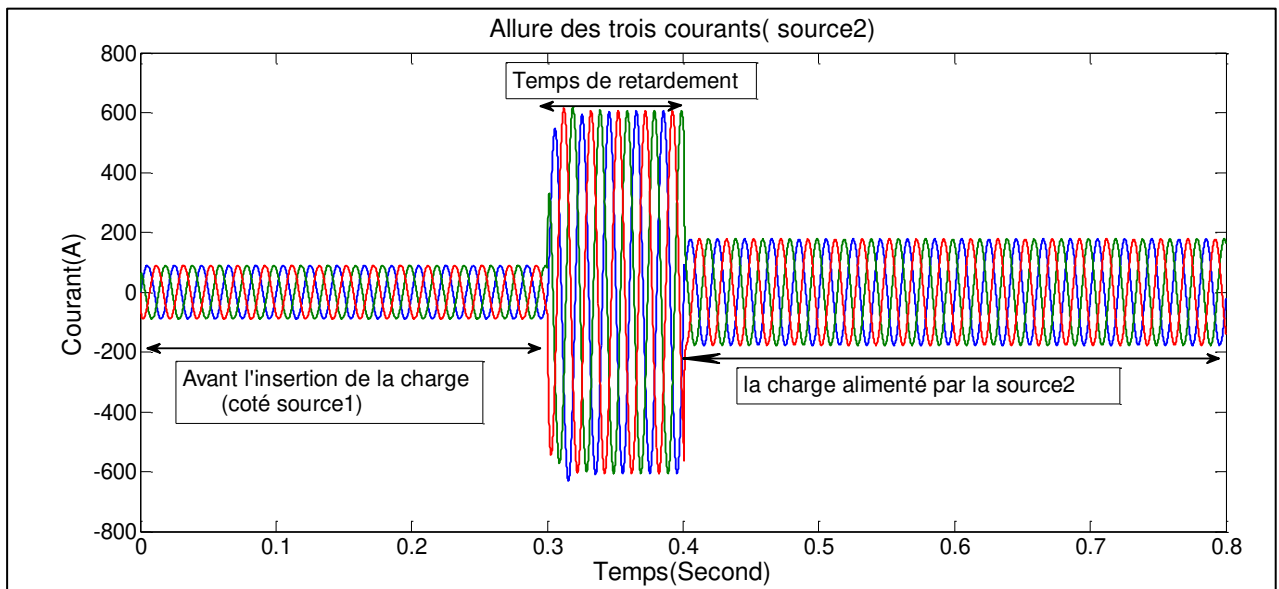


Fig.III.41. Allures des courants vues par la protection directionnelle P2

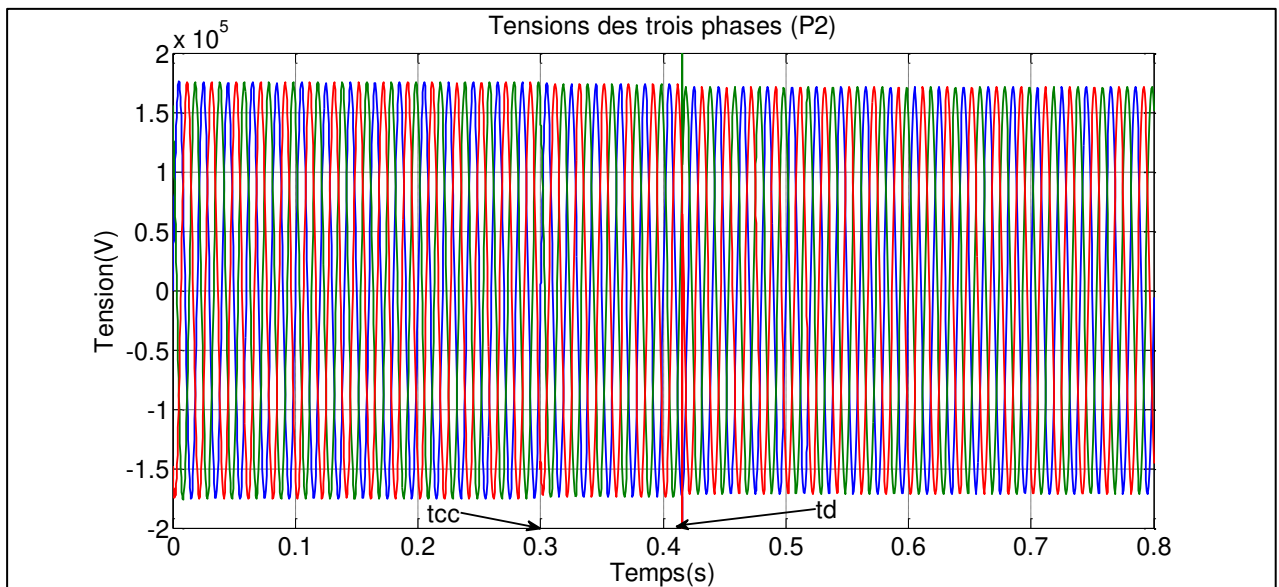


Fig.III.42. Allures des tensions vues par la protection directionnelle P2

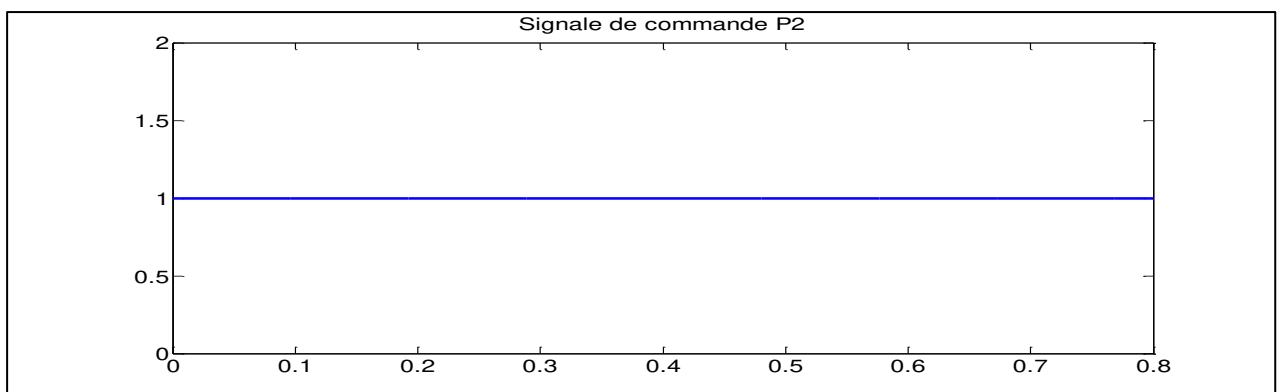


Fig.III.43. Signal de commande la protection directionnelle P2

Quand on insère une charge coté source 1, on constate que le relais directionnel P1 fait déclencher (actionner) le « breaker » par contre le relais directionnel P2 ne fait pas agir sur le « breaker » donc l'alimentation de la charge est assuré par la source2

C) 3eme cas : Charge coté source 2

On raccorde une deuxième charge en parallèle avec la source 2 ; après la simulation on relève les allures des courants vues par le relais directionnel de la protection P2 :

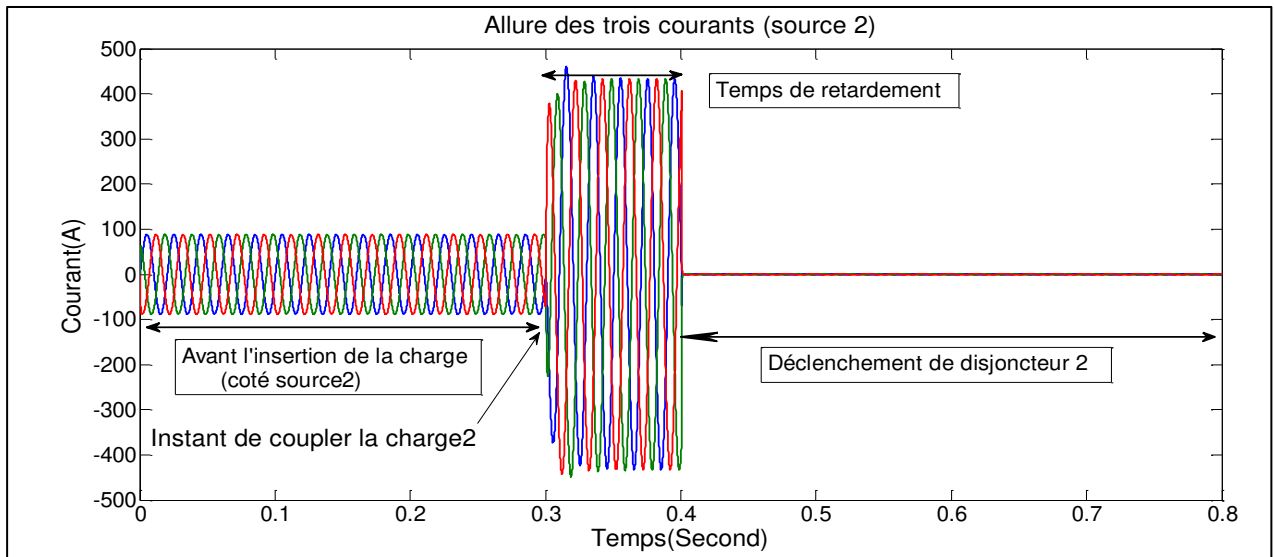


Fig.III.44. Allures des courants vues par P2

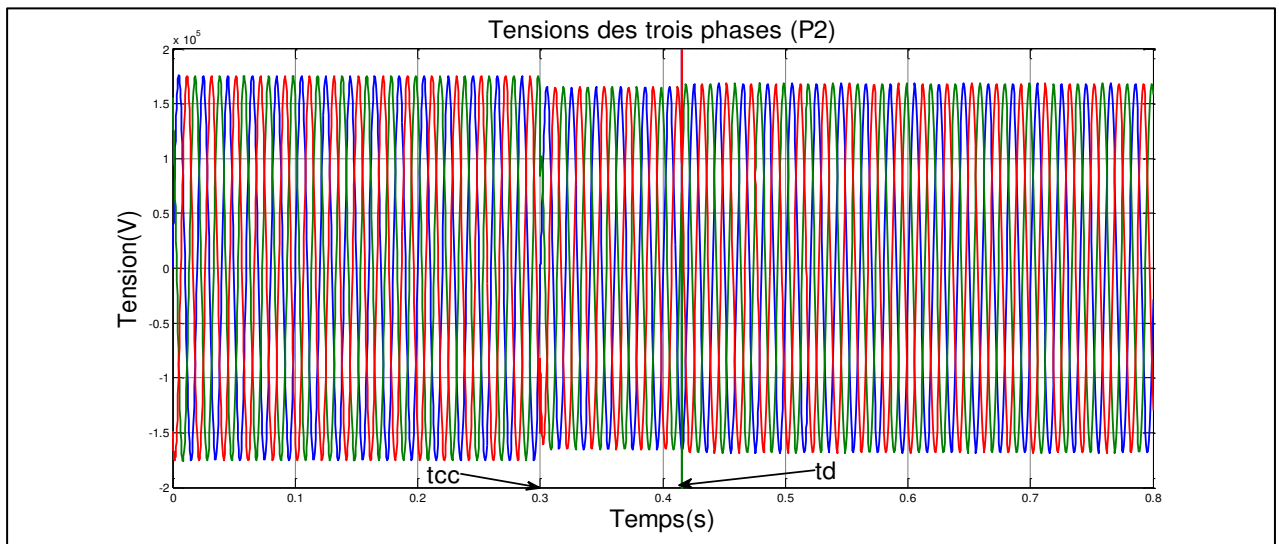


Fig.III.45. Allures des tensions vues par P2



Fig.III.46. Signale de commande la protection directionnelle P2

Les allures des trois courants vues par le relais directionnel de la protection P1 sont illustrées sur la figure suivante :

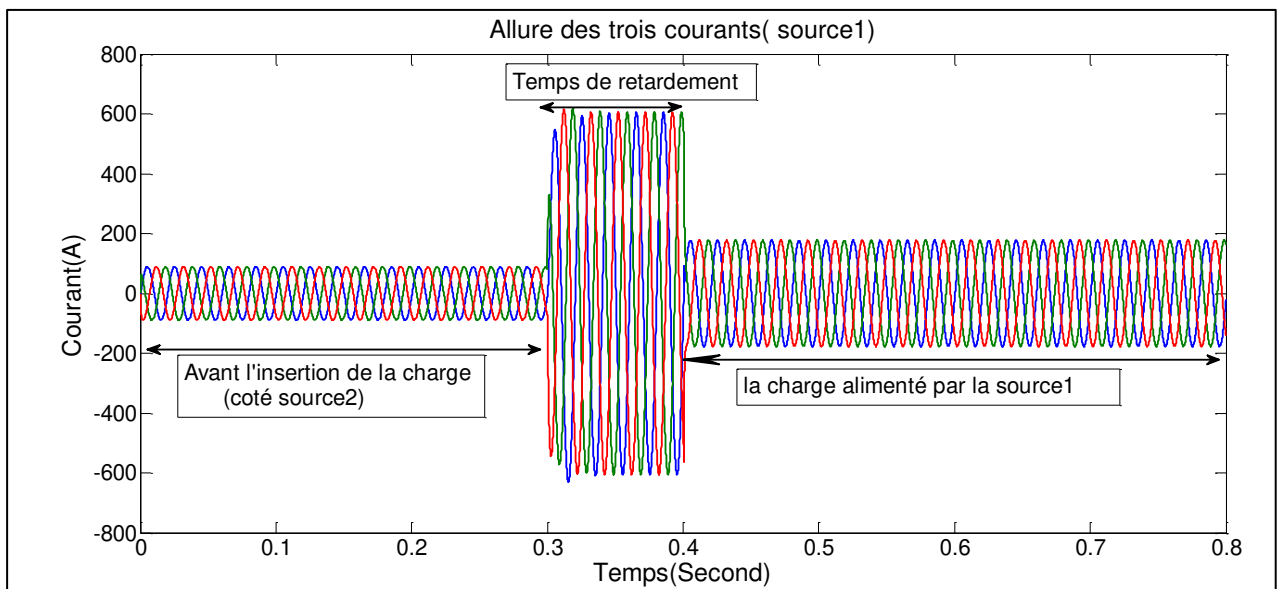


Fig.III.47. Allures des courants vues par P1

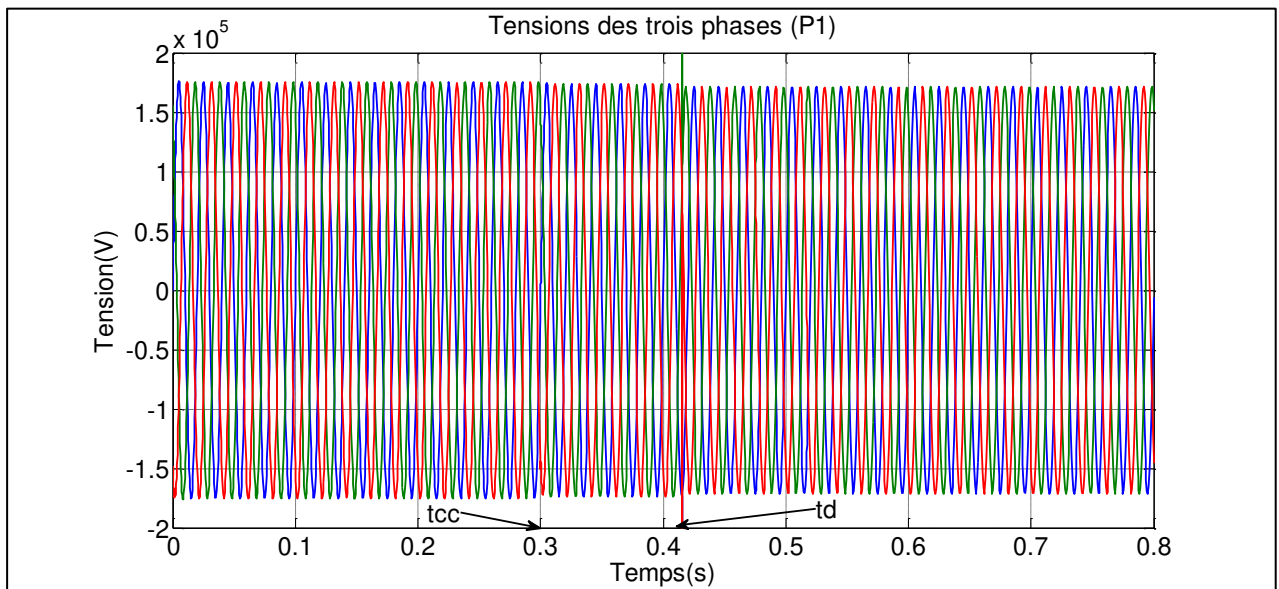


Fig.III.48. Allures des tensions vues par P1

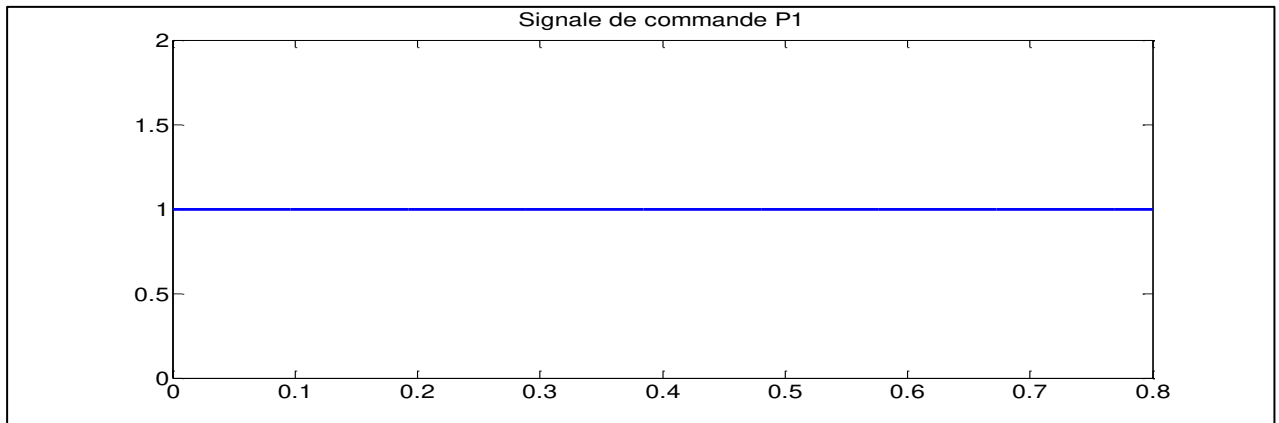


Fig.III.49. Signal de commande la protection directionnelle P1

III.5. Couplage des deux protections (min_Z et directionnelle)

Pour le couplage de la protection directionnelle et la protection min_z on suivra la logique donnée par le tableau de vérité **Tableau III.7**

Relais directionnel	Relais min_z	Commande (association des deux relais)
0	0	0
0	1	1
1	1	1
1	0	1

Tableau.III.7.Table de vérité (association des deux relais)

Dans le Tableau précédant, la valeur logique '0' désigne l'apparition d'un défaut et la valeur logique '1' désigne l'état normal (sans défaut). Ainsi, le schéma de couplage (d'association) est illustré sur la **Fig.III.50**:

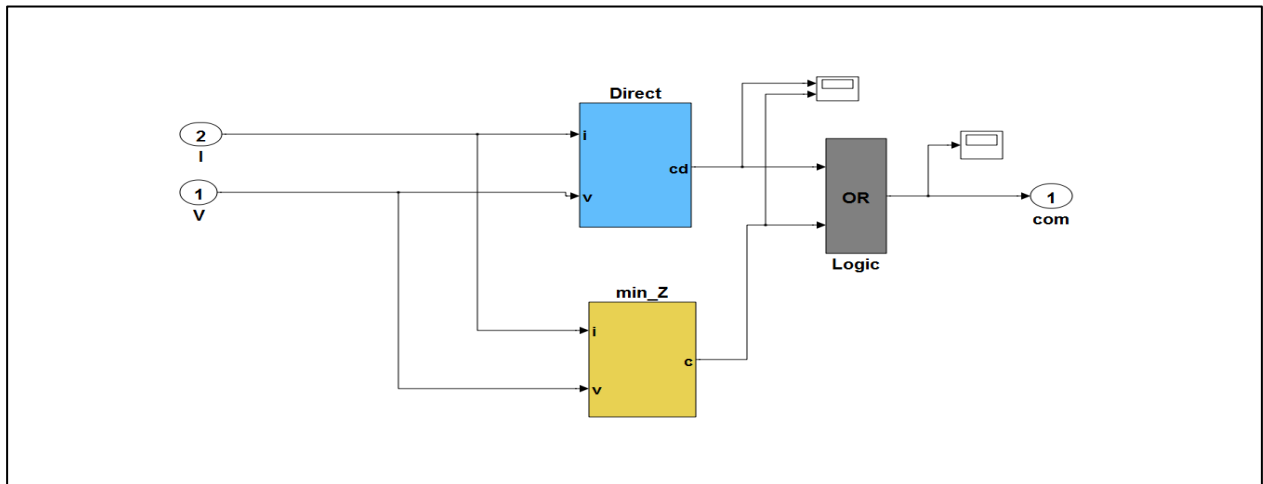


Fig.III.50. Association des relais min_Z et directionnel

III.6. Application du relais min_Z directionnel

L'objectif principal de cette application consiste à étudier un réseau électrique triphasé, qui alimente une charge équilibrée via deux lignes équipées par deux protections de type min_Z directionnelle.

III.6.1. Schéma SIMULINK de l'application

La figure.III.58 représente une description d'un réseau électrique à double ligne équipé par quatre systèmes de protection, dont ses éléments constitutifs sont :

- Une source sinusoïdale triphasée équilibrée 220kV, 50Hz.
- Deux lignes électriques de $R_L=7\Omega$ et $L_L=0.063H$
- Une charge triphasée équilibrée, avec $R_{ch}=100\Omega$ et $L_{ch}=0.3H$
- Deux relais min_z directionnels (P3 et P4)
- Deux relais min_z (P1 et P2)
- Quatre switches utilisés comme éléments de coupure.

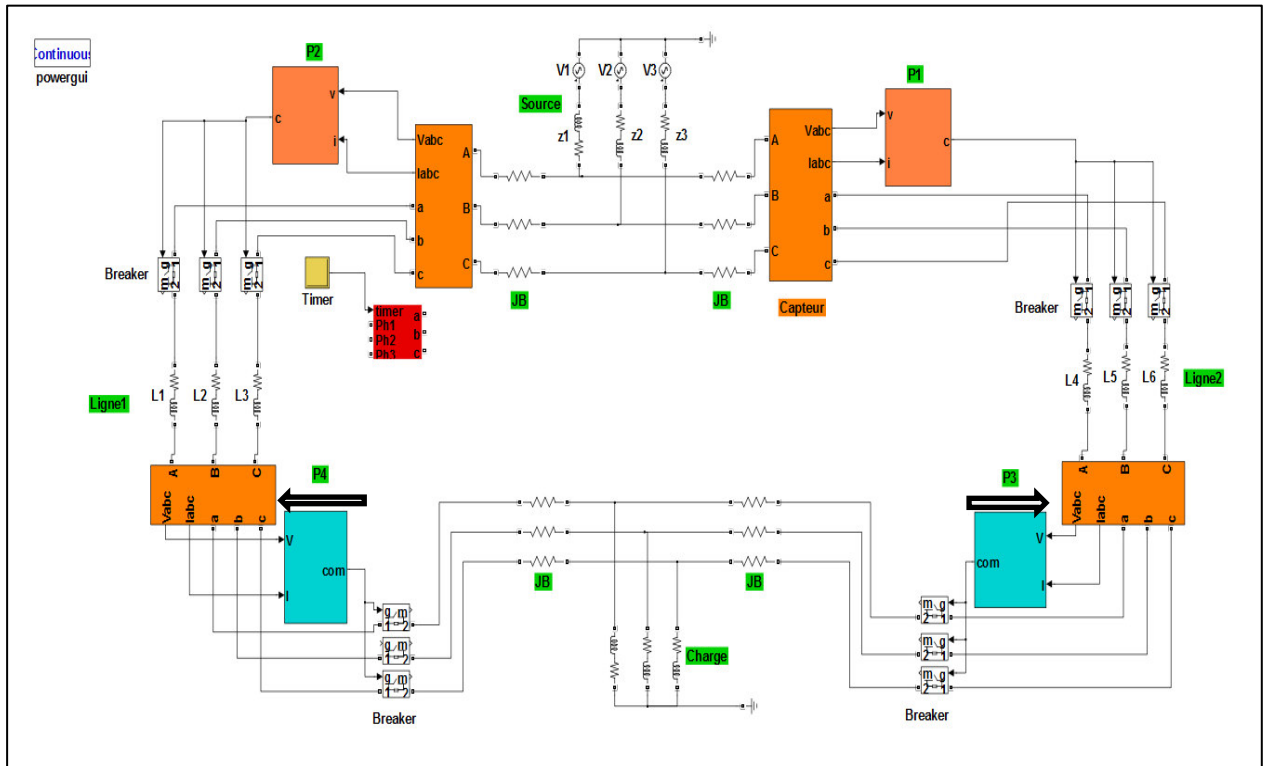


Fig.III.51 Schéma SIMULINK de l'application : charge alimentée par deux lignes

III.6.2. Résultats de la simulation

III.6.2.1. Défaut sur la ligne No.1

La simulation d'un défaut de court-circuit sur la ligne 1, nous a donné les résultats suivants :

a) Réaction de la protection min_z dir (P4)

Les allures des courants ainsi le signal de commande sont illustrés respectivement sur les figures suivantes :

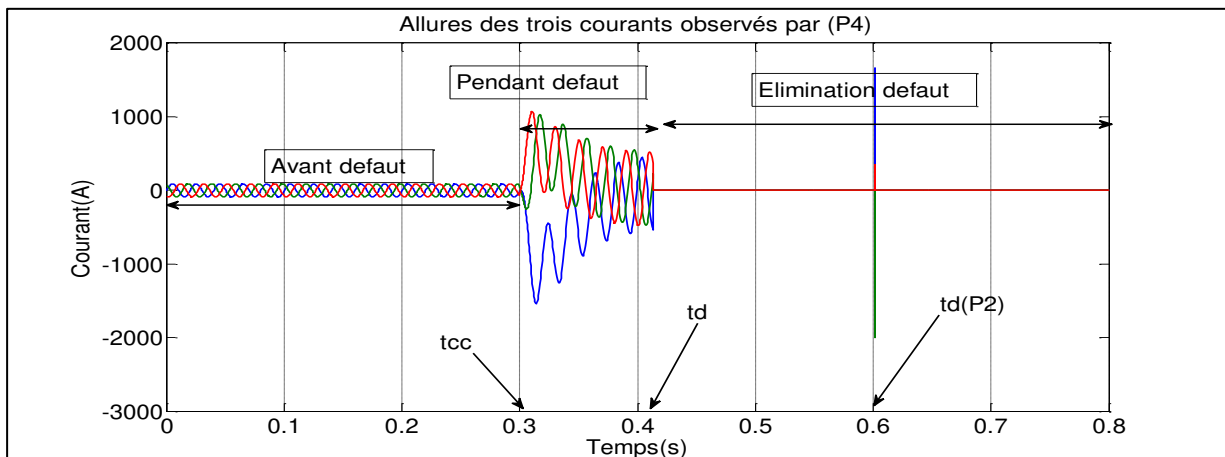


Fig.III.52. Allures des courants vues par le relais min_z-dir (P4)

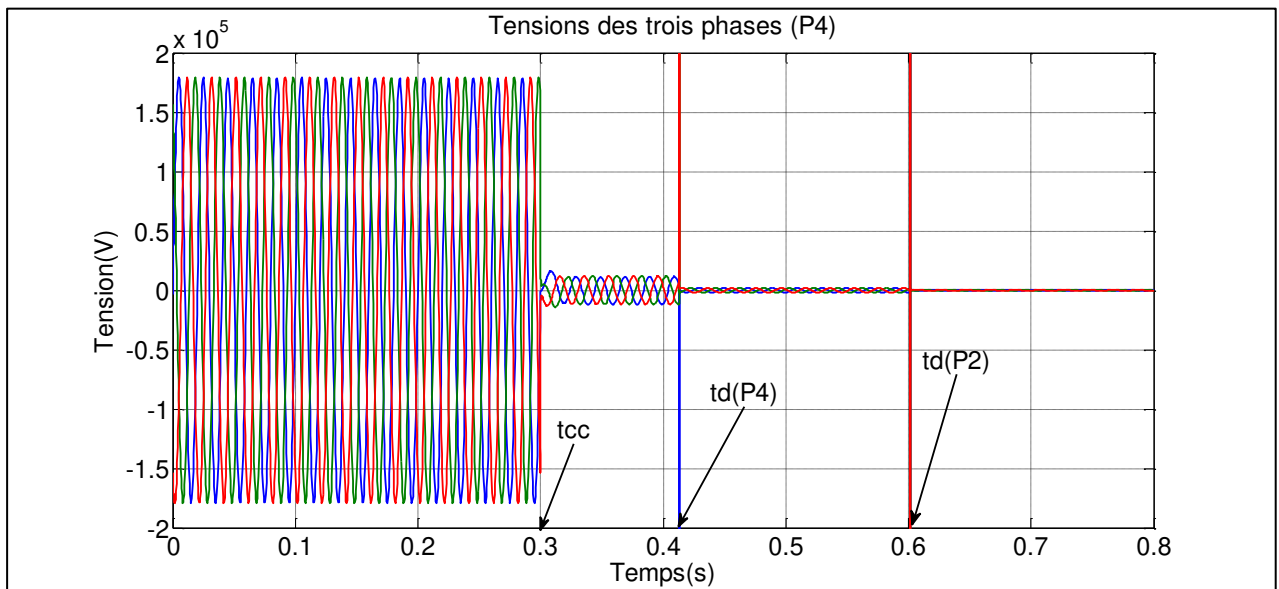


Fig.III.53. Allures des tensions vues par le relais min_z-dir (P4)



Fig.III.54. Signal de commande généré par le relais dir de la protection P4

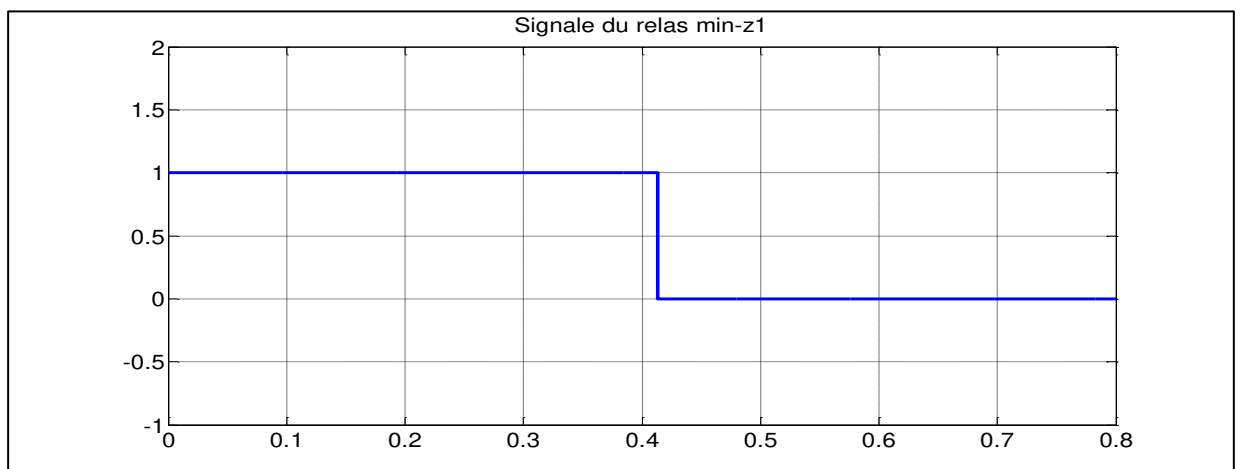


Fig.III.55. Signal de commande généré par le relais min-z de la protection P4

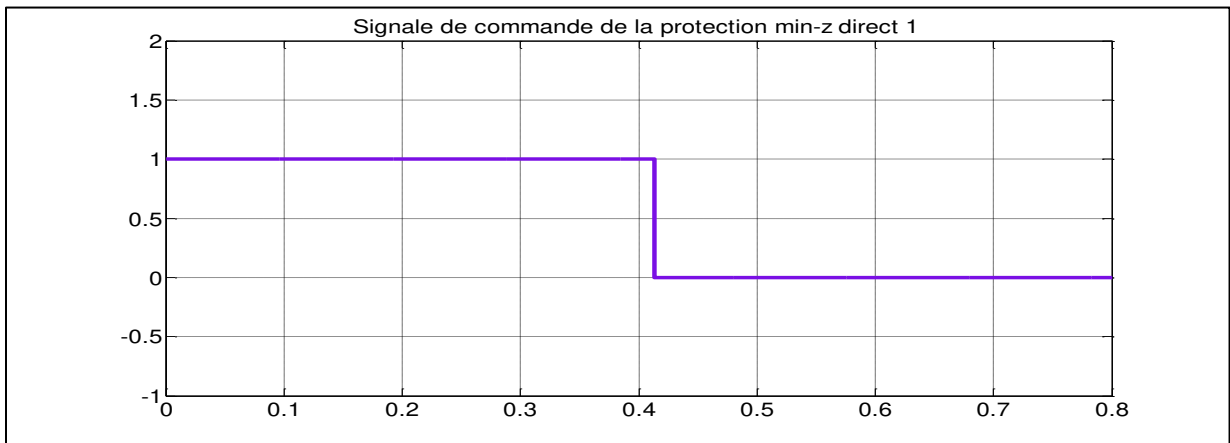


Fig.III.56. Signal de commande généré par association des deux relais de P4

La protection min_z_dir (P4) à donner l'ordre de déclenchement du « Switch » dès l'apparition de défaut de court-circuit avec une temporisation de 0.1s.

b) La protection min_z (P2)

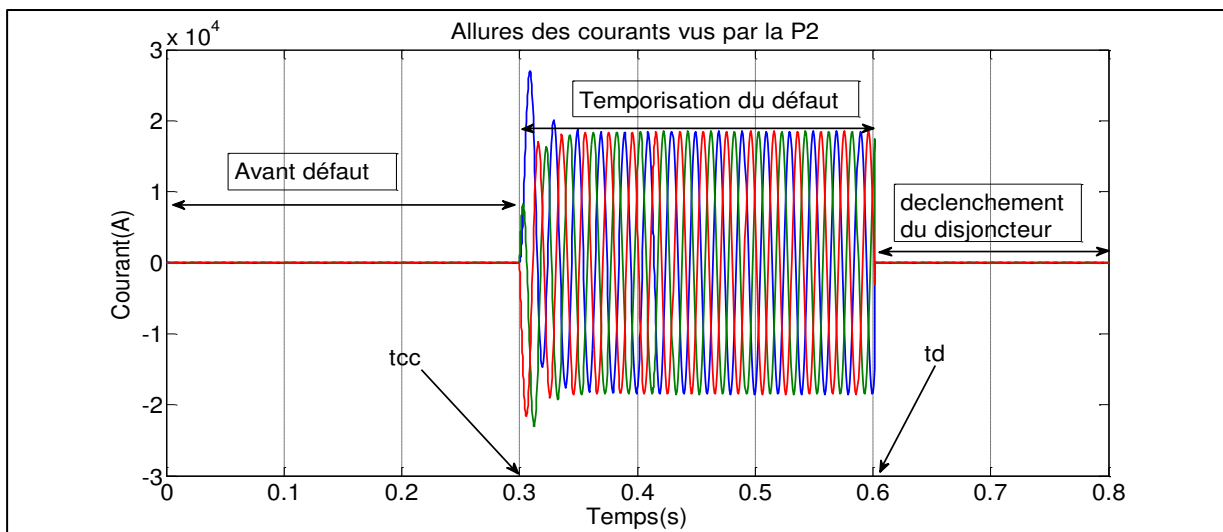


Fig.III.57 Allures des courants vues par le relais min_z (P2)

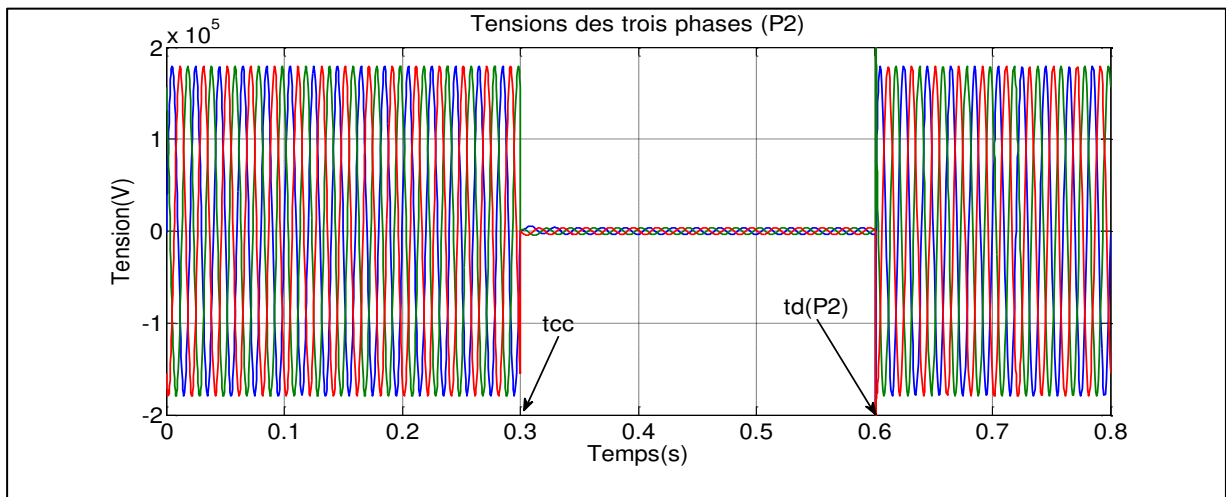


Fig.III.58 Allures des tensions vues par le relais min_z (P2)

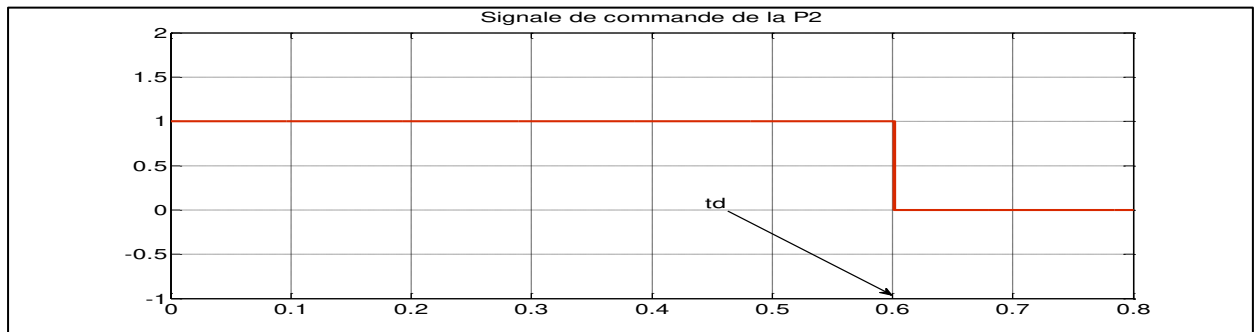


Fig.III.59. Signal de commande généré par la protection P2

La protection P2 à donner l'ordre de déclenchement du « Switch » dès l'apparition du défaut de court-circuit après une temporisation de 0.3s.

C) La protection min_z -dir (P3)

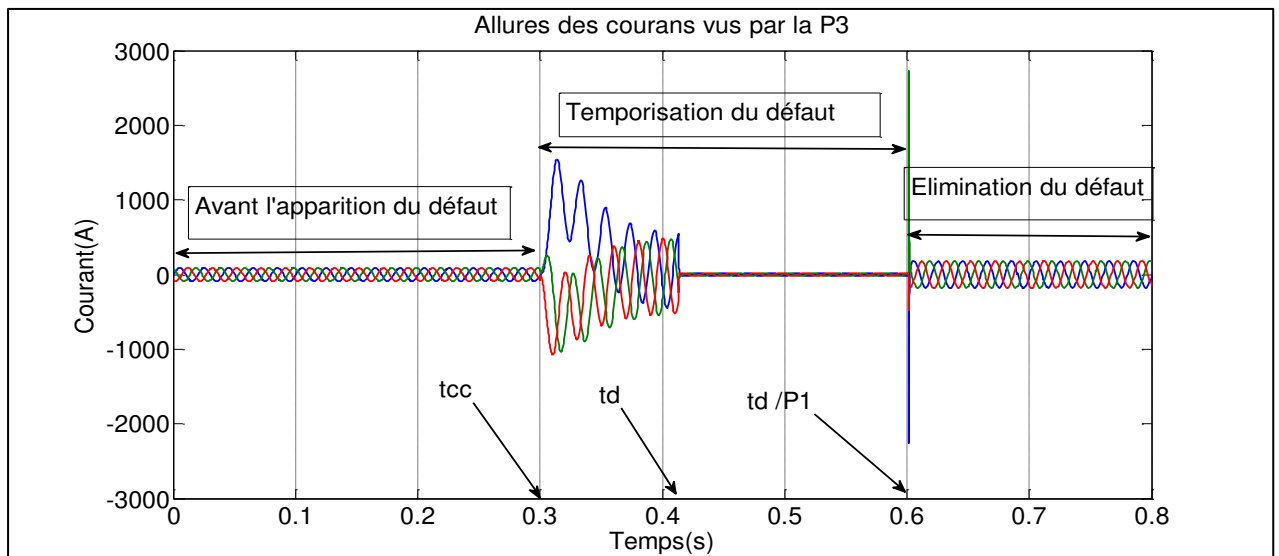


Fig.III.60. Allures des courants vues par le relais min_z (P3)

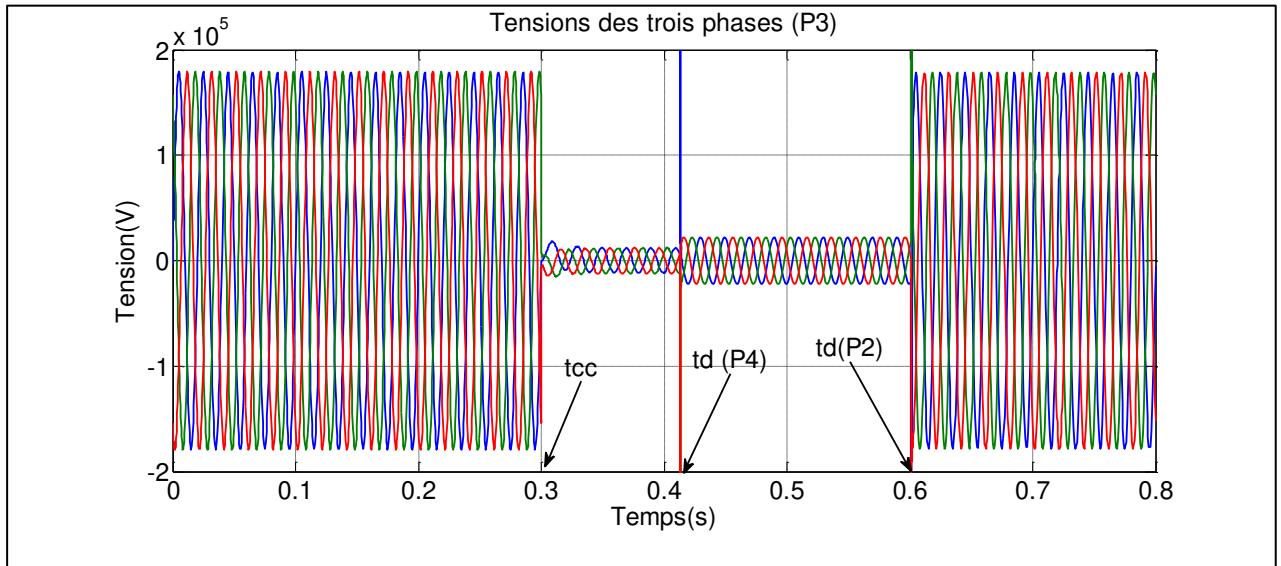


Fig.III.61. Allures des tensions vues par le relais min_z (P3)

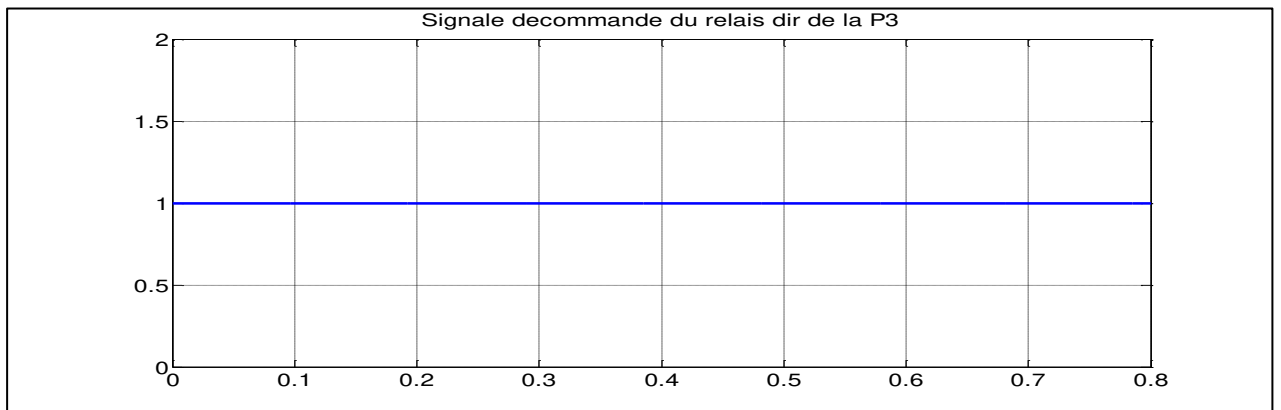


Fig.III.62. Signal de commande du relais directionnel (P3)

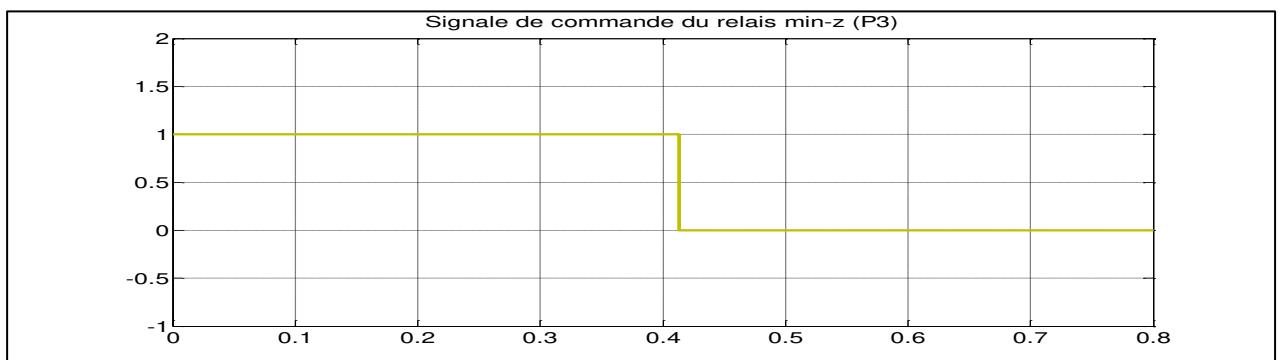


Fig.III.63. Signal de commande du relais min-z (P3)

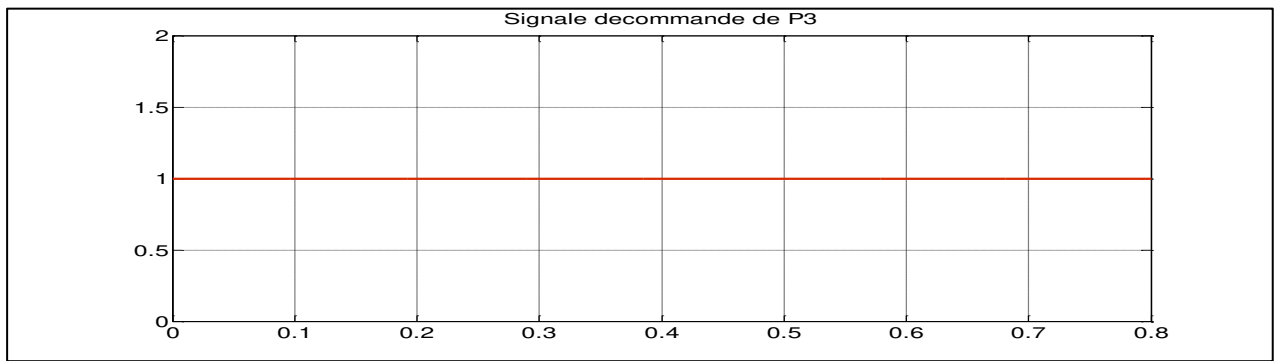


Fig.III.64. Signal de commande du relais min-z_dir (P3)

La protection min_z_dir (P3) n'a pas donné l'ordre de déclenchement au « Switch ».

D) La protection min_z (P1)

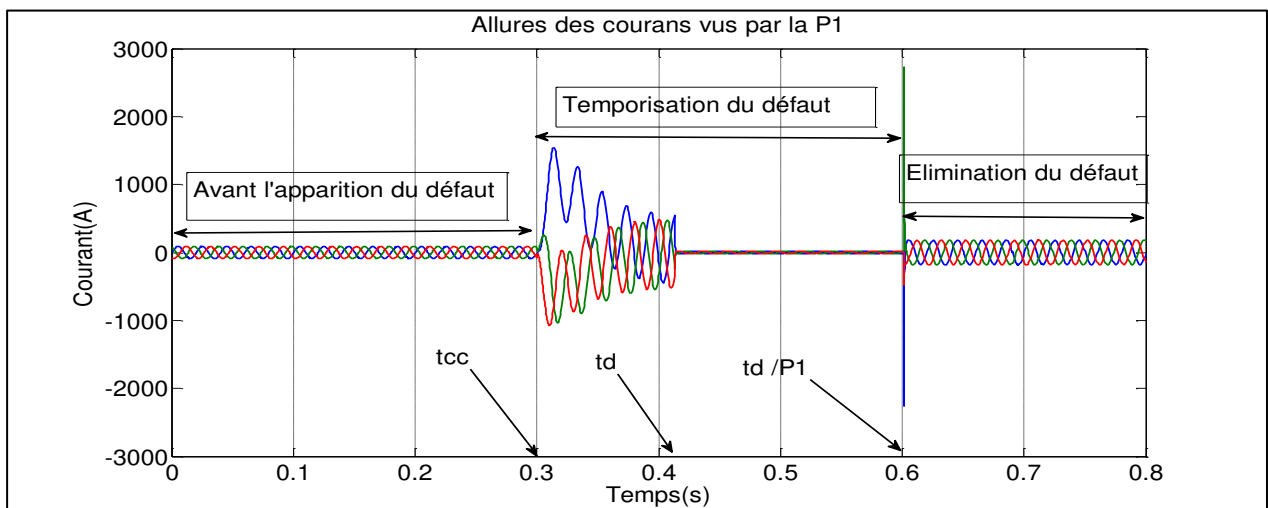


Fig.III.65. Allures des courants vues par le relais min_z (P1)

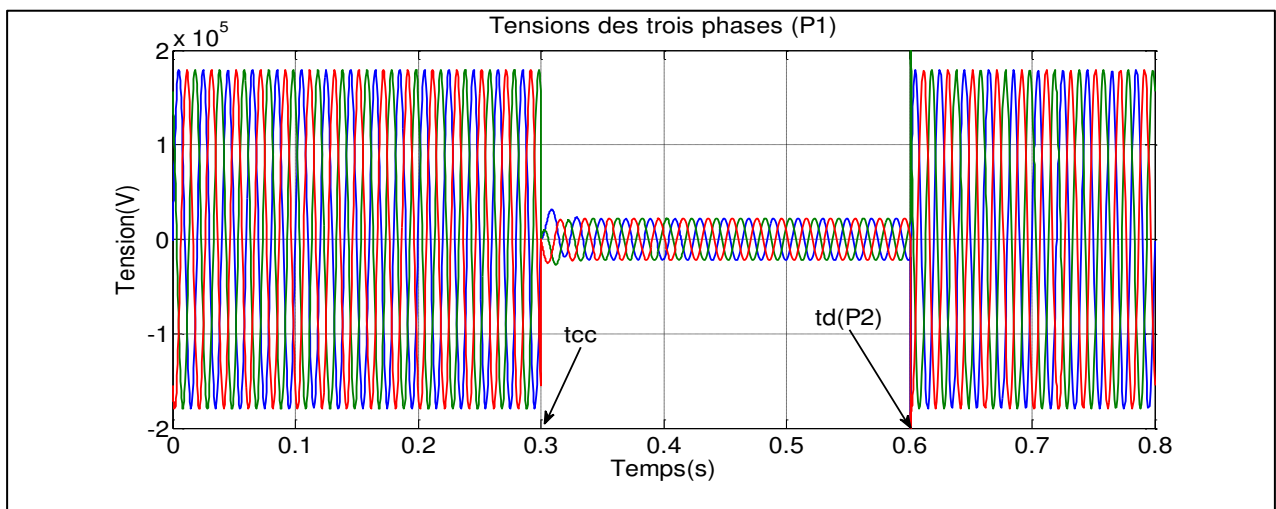


Fig.III.66. Allures des tensions vues par le relais min_z (P1)

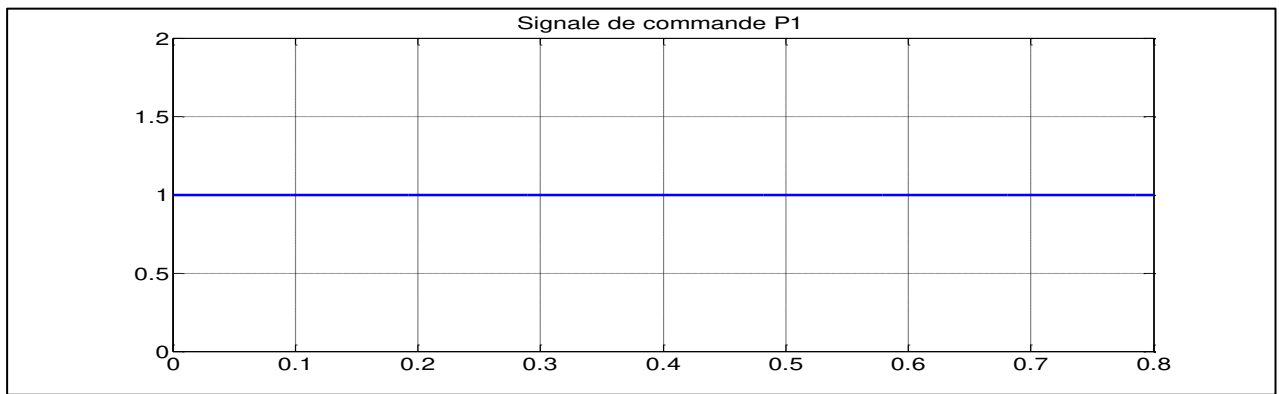


Fig.III.67. Signal de commande du relais min-z (P1)

La protection min_z (P1) n'a pas donné l'ordre de déclenchement du « Switch » dès l'apparition de défaut de court-circuit. D'après les résultats des quatre protections, on remarque que seule la ligne en défaut (ligne 1) est isolée et la continuité de service est assurée par la ligne 2

III.6.2.2. Défaut sur la ligne n° 2

a) La protection min_z_dir (P3)

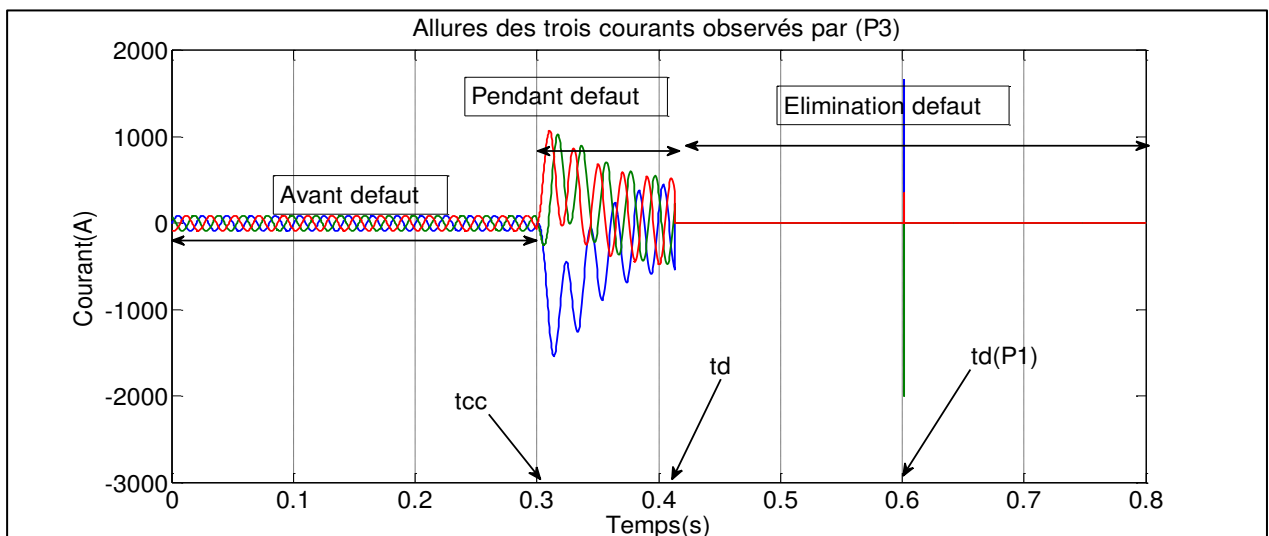


Fig.III.68. Allures des courants vues par le relais min_z-dir (P3)

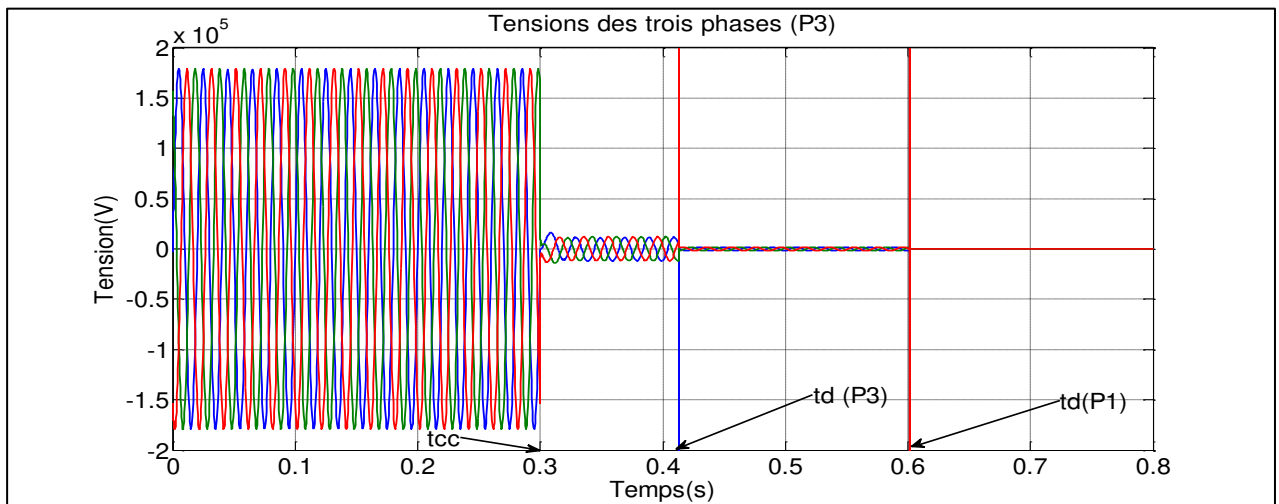


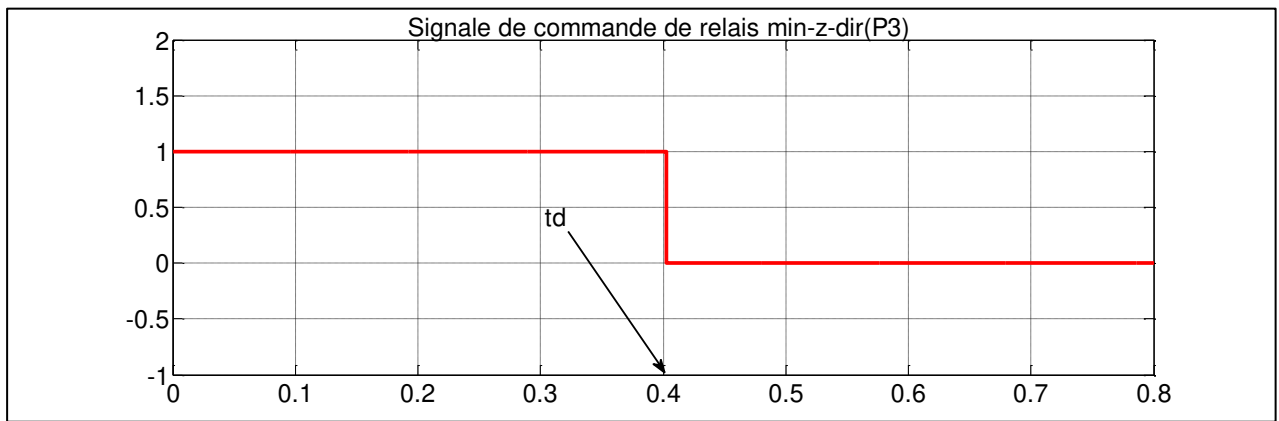
Fig.III.69. Allures des tensions vues par min_z-dir (P3)



FigIII.70. Signal de commande du relais directionnel (P3)



FigIII.71. Signal de commande du relais min-z (P3)



FigIII.72. Signal de commande du relais min-z-dir (P3)

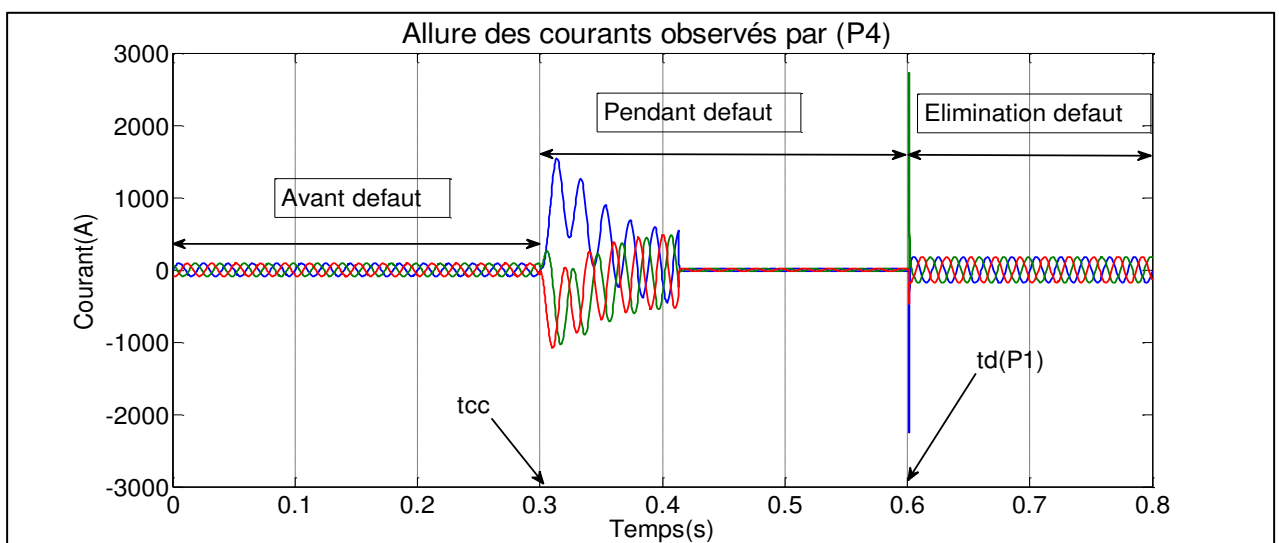


Fig.III.73. Allures des courants vues par le relais min_z-dir(P4)

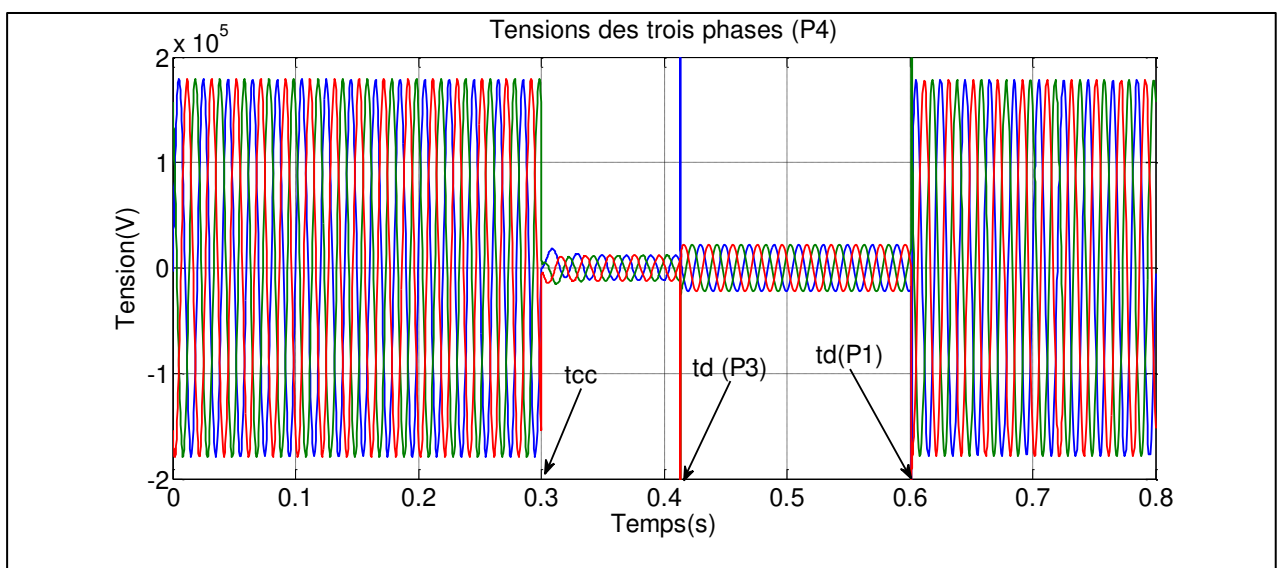
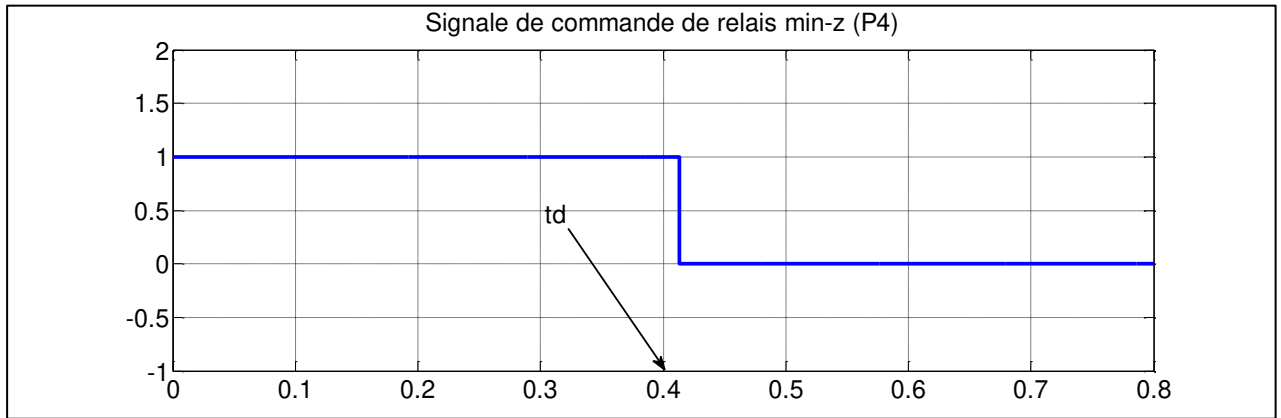
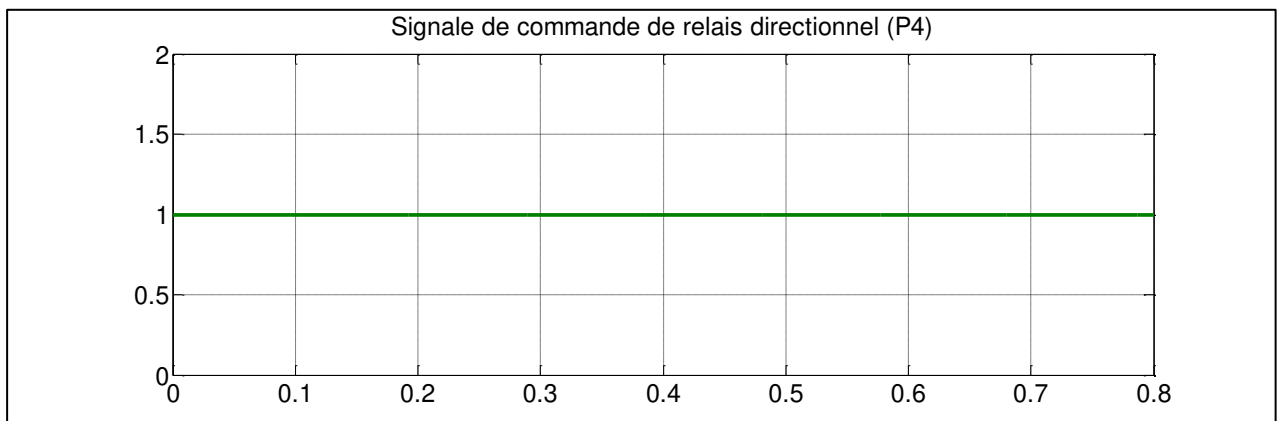


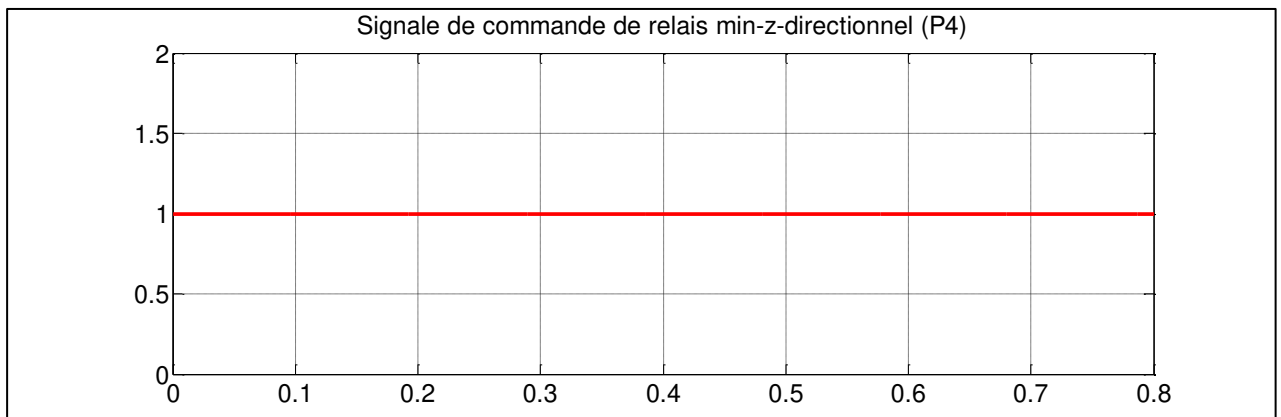
Fig.III.74. Allures des tensions vues par P4



FigIII.75. Signal de commande du relais min-z (P4)



FigIII.76. Signal de commande du relais directionnel (P4)



FigIII.77. Signal de commande du relais min-z-dir (P4)

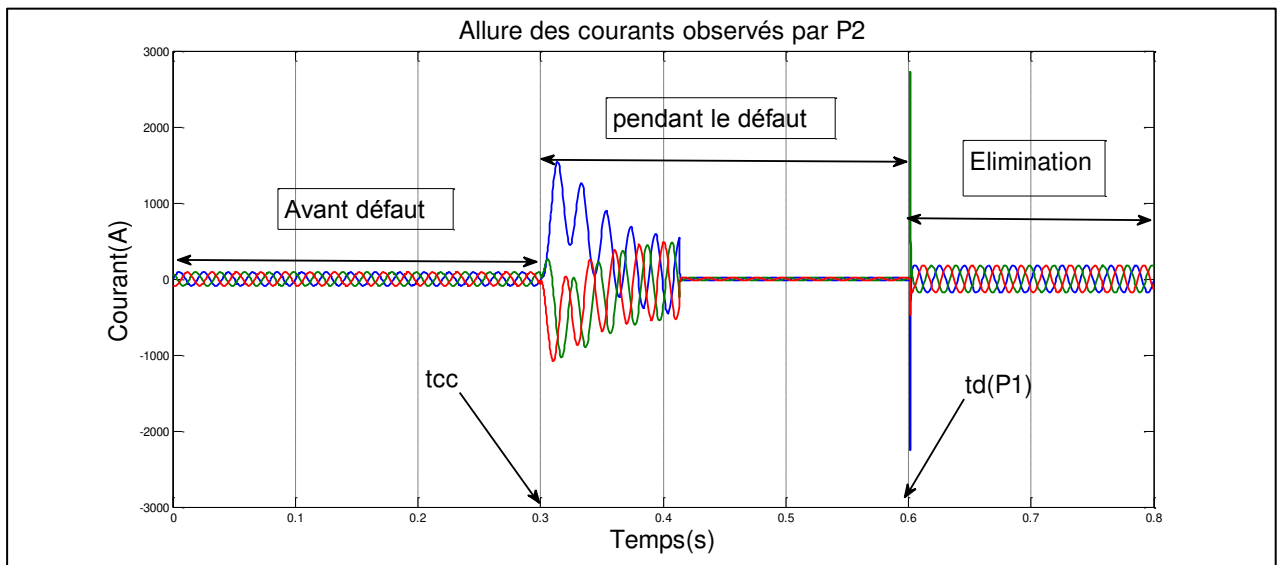


Fig.III.78. Allures des courants vues par le relais min_z (P2)

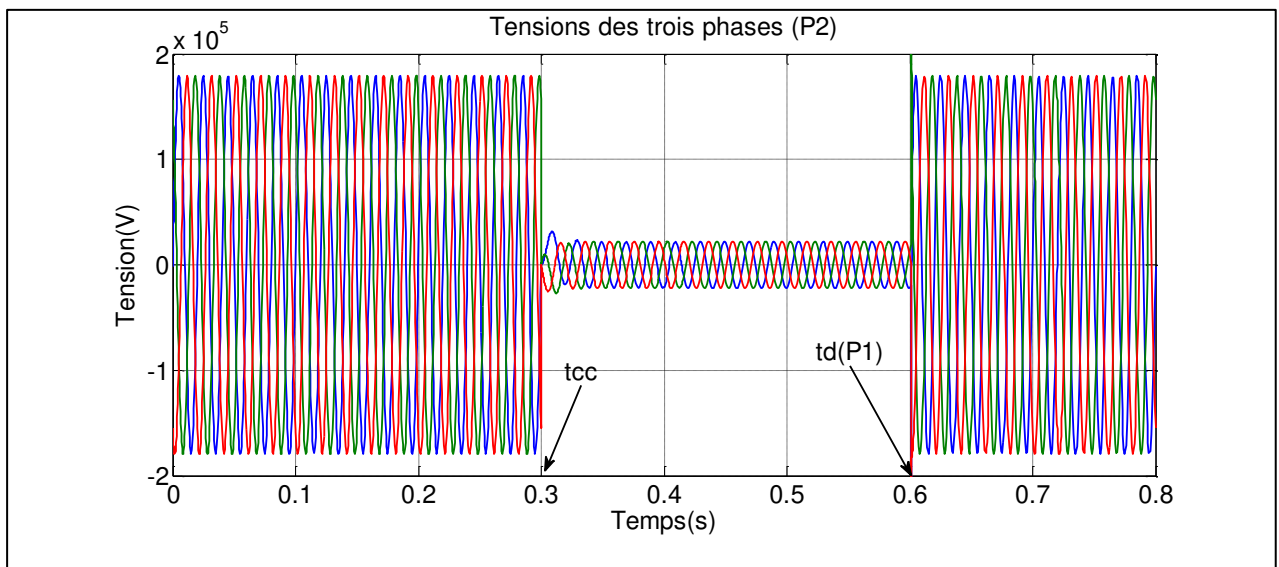


Fig.III.79. Allures des tensions vues par le relais min_z (P2)



FigIII.80. Signal de commande du relais min-z (P2)

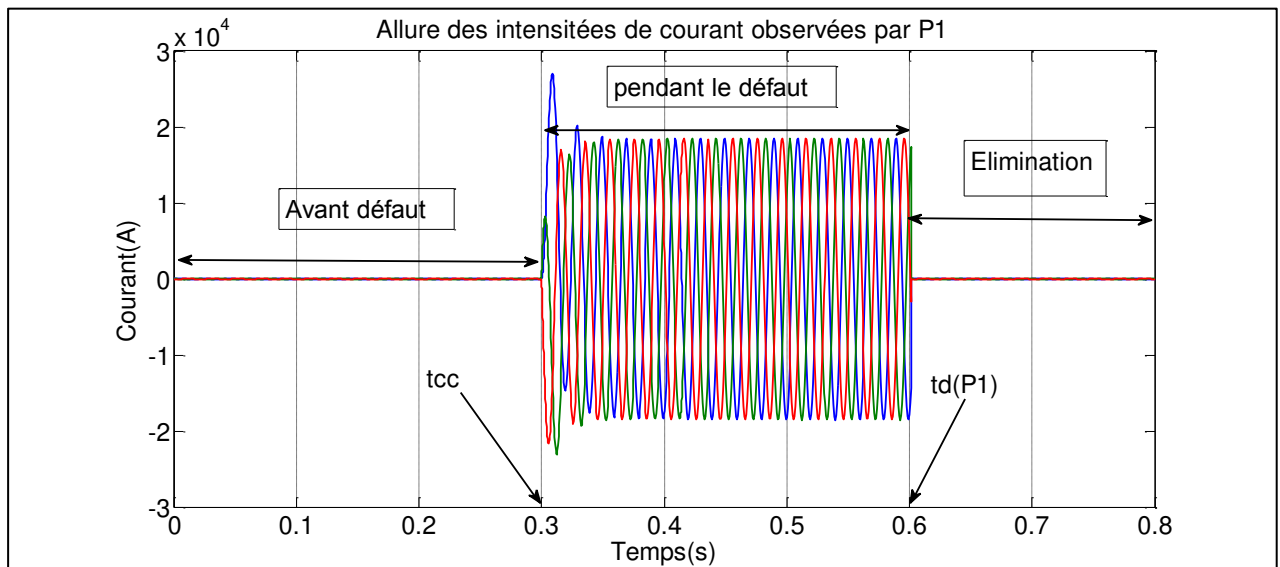


Fig.III.81. Allures des courants vues par le relais min_z (P1)

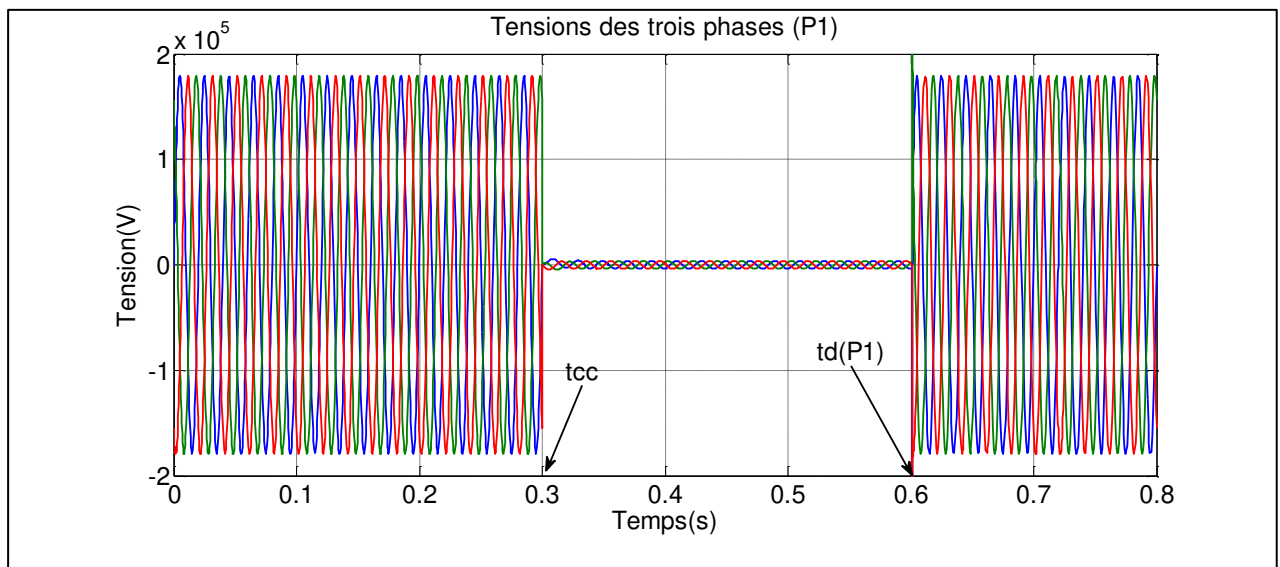


Fig.III.82. Allures des tensions vues par le relais min_z (P1)

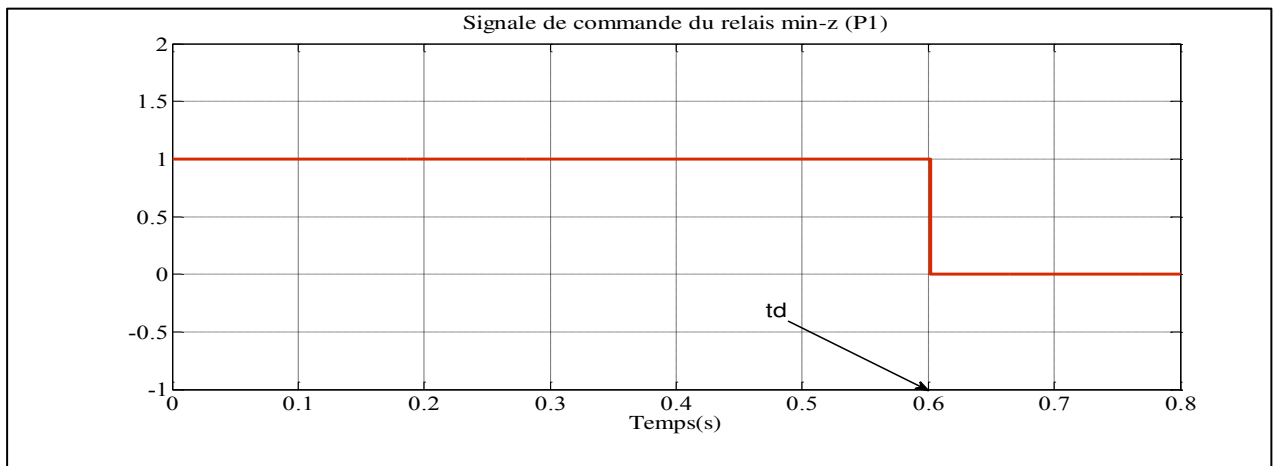


Fig.III.83. Signale de commande du relais min-z (P1)

III.7 Conclusion

Avec la présence de la protection min_z directionnelle (min_z_dir) dès l'apparition de défaut le courant de la phase en défaut évolué pendant un certain temps puis le relais min_z donne l'ordre de déclenchement au disjoncteur afin d'isoler la partie en défaut. En effet, la ligne en défaut est isolée par la réaction des deux protections installées dans cette ligne, mais avec des temporisations différentes, dans un premier temps c'est la protection min_z directionnelle et par la suite c'est la protection min_z. On remarque que la protection proposée (min_z_dir) dans ce chapitre fonctionne correctement dans les différentes situations à savoir sans défaut, défaut au niveau de la première ligne et pour un défaut dans la deuxième ligne. On remarque également que la continuité de service est assurée par la ligne saine.

CONCLUSION GENERALE

Conclusion générale

Un système de protection complet doit être mis en œuvre afin d'assurer la continuité de service et garantir une fonction de secours entre les différents éléments constitutifs de la chaîne de protection. Dans un premier lieu, nous avons fait un rappel sur les perturbations qui peuvent affectés le bon fonctionnement du réseau électrique ainsi que leurs origines et effets. Un rappel théorique a été évoqué sur quelques types de protection tels que la protection à maximum de courant, la protection à minimum d'impédance et la protection directionnelle.

L'objectif principal de ce mémoire consiste, à travers les simulations de la protection `min_z`, et la simulation de la protection directionnelle ensuite l'assemblage des deux protections de donner une idée sur l'importance de la sélectivité directionnelle en termes de temps de déclenchement qui est rapide et en termes de la fonction secours. Pour cela, nous avons considéré plusieurs tests en changeant la position du défaut.

Le programme de simulation que nous avons développé sous Simulink de Matlab peut être étendu pour l'analyse des défauts de court-circuit affectants une ligne électrique.

Avec la présence de la protection `min_z` directionnelle (`min_z_dir`) dès l'apparition de défaut le courant de la phase en défaut évolué pendant un certain temps puis le relais `min_z` donne l'ordre de déclenchement au disjoncteur afin d'isoler la partie en défaut. En effet, la ligne en défaut est isolée par la réaction des deux protections installées dans cette ligne, mais avec des temporisations différentes, dans un premier temps c'est la protection `min_z` directionnelle et par la suite c'est la protection `min_z`. On remarque que la protection proposée (`min_z_dir`) dans ce thème fonctionne correctement dans les différentes situations à savoir sans défaut, défaut au niveau de la première ligne et pour un défaut dans la deuxième ligne. On remarque également que la continuité de service est assurée par la ligne saine.

Bibliographie

BIBLIOGRAPHIE

- [1] BOUCHAHDANE Mohamed" Etude des équipements de protection de la nouvelle ligne 400 kv en ALGERIE" Mémoire de magisteruniversité MENTOURI Constantine 2009.
- [2] B. de Metz-Noblat, F. Dumas. G. Thomasset, «Calcul des Courants de Courts Circuits", cahier technique (CT) n° 158, Schneider Electric, 2000.
- [3] H.BEN CHIKH, « Protection Etage MT», document technique, institut de formation en électricité et Gaz (IFEG) Ain M'LILA, Groupe SONELGAZ, Décembre 2009.
- [4] : J.C.SABONNADIÈRE, N.HADJSAID, « Lignes et réseaux électriques 2 »livre, Hermès science, Paris, 2007
- [5]Christophe Prévé , « Protection des réseaux électriques » livre, Hermès, Paris, Juin 1998
- [6] : Nicolás Copérnico, « Causes des surtensions et mécanismes de propagation »application technologique, Parque tecnológico de Valencia.
- [7] : BOUDACHE Abdelkrim, GALOUL Fayçal : « étude par simulation d'un filtre actif parallèle » mémoire d'ingénieur d'état, M'SILA,2005/2006
- [8] :P. Millet, L. Perrault et J. Raymougué (EDF R&D),M. Clément(ERDF) « Réseaux HTA aériens - Détecteurs de défauts monophasés directionnels et polyphasés non directionnels »spécification technique EDF, Décembre 2009
- [9] : F. Rachidi, « La foudre et ses effets électromagnétiques »note de cours, École Polytechnique Fédérale de Lausanne, 2004
- [10] BOUGHAZALA Mohammed Salah «Etude et simulation d'un coupleur de signaux HF pour réseaux d'énergie électrique sélectivité logique des protections» mémoire de magister, Université de Biskra 2013
- [11] P.Cristophe, « protection des réseaux électriques »livre, Paris, 1998.
- [12] Philippe Dunand «Protection des installations électriques contre la foudre »livre, Dunod 2003
- [14]TOLBA Amrane, "Coordination orientee objet de la protection des réseaux électriques, " Thèse de doctorat, université de BATNA 2007.
- [15] Karim GUENIFI et Raouf DIREM, " Détection, classification et localisation des défauts dans les réseaux par les techniques intelligentes», mémoire d'ingénieur d'état ,université de Bejaia 2009

[16] : documente technique de Schneider « La protection différentielle dans les installations électriques basse tension » France, Juin 2001

[17] : Pierre Bertrand, « les protections directionnelles » cahiers technique n°181 de Schneider électrique

[18] : L.G.Hewitson ,MARK Brown et RameshBalakrishnan «Guide de la protection des équipements électriques» usine nouvelle 2007,

[20] :Internet
« http://fr.wikipedia.org/wiki/Protection_des_r%C3%A9seaux_%C3%A9lectriques » .

[21]:Internet
« http://membres.multimania.fr/allal_bachir/protection.htm ».

[22] : Document technique de Schneider «Protection des réseaux électriques (Guide de la protection) », France, 2008.

[23] : F. Sautriau « protection des réseaux par le système de la sélectivité logique » Cahiers technique de Schneider électrique , Septembre 1990.