الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

وزارة التعليم العالي و البحث العلمي

جامعة الدكتور يحي فارس بالمدية

Université Yahia Farès de Médéa

FACULTÉ DE TECHNOLOGIE

DÉPARTEMENT DE GÉNIE ÉLÉCTRIQUE

Projet de fin d'études présenté pour l'obtention du diplôme de :

MASTER EN GÉNIE ÉLÉCTRIQUE

Spécialité : RÉSEAUX ÉLÉCTRIQUES

Théme :

Etude et test fonctionnel des protections d'une ligne transport de l'électricité HTB (220 kV)

Sous la direction de :

Pr. SEBAA Karim.

Préparé par :

ZAHAFI AHMED.

BOUTOUMI MOHAMED.

ANNÉE UNIVERSITAIRE 2017-2018

Dédicaces

Louanges à ALLAH le tout puissant de m'avoir donnée la force et le courage pour accomplir ce modeste travail. J'ai l'honneur de dédier ce modeste travail à : A mes très chers parents, ma chere épouse et notres petits qui m'ont soutenu et encouragé durant toute la période de mes études et à qui je souhaite une longue et heureuse vie, que dieu les protège et me donne la force pour que je puisse leur rendre un petit peu de leur bienfait et leur bonté. A mon cher frère et ma chère sœur. A toute les personnes de ma famille. La famille ZAHAFI et La famille RAMDANI Je remercie mon ami et binôme BOUTOUMI Mohamed.Ainsi que tous mes autres amis, LADEK MOUSSA, AZZI BRAHIM, GUECHIDA MAHFOUD, CHKHAOUI MOHAMED, BELMDJAHED ELHADJ, SEMICHA NACERDINE, METOUI AISSA et de prés ou de loin ceux et celles que je n'ait pas cité. A toute ma promotion de RÉSEAUX ÉLÉCTRIQUES

AHMED

Dédicaces

Louanges à ALLAH le tout puissant de m'avoir donnée la force et le courage pour accomplir ce modeste travail. J'ai l'honneur de dédier ce modeste travail à : A mes très chers parents, ma chere épouse qui m'ont soutenu et encouragé durant toute la période de mes études et à qui je souhaite une longue et heureuse vie, que dieu les protège et me donne la force pour que je puisse leur rendre un petit peu de leur bienfait et leur bonté. A mes très chers frères et ma chère sœur. A toute les personnes de ma famille. La famille BOUTOUMI et La famille BENAISSA Je remercie mon ami et binôme ZAHAFI AHMED.Ainsi que tous mes autres amis, LADEK MOUSSA et de prés ou de loin ceux et celles que je n'ait pas cité. A toute ma promotion de RÉSEAUX ÉLÉCTRIQUES

MOUHAMED

Remerciements

Nous remercions notre Dieu, le tout puissant, de nous avoir donné la santé et la volonté pour compléter ce modeste travail.

Ainsi que l'ensemble des membres du jury qui ont examiné cette thèse pour leurs observations enrichissantes et leurs conseils. Et plus spécialement Pr. SEBAA Karim qui a accepté d'être le promoteur de notre thèse.

Résumé

Table des matières

Introduction général 1

1 Généralités sur le Réseau Électrique. 3

1.1 Introduction. 4

1.2 Structure de Réseaux Electrique. 4

1.2.1 Réseaux de transport et d'interconnexion 4

1.2.2 Réseaux de répartition 4

1.2.3 Réseaux de distribution 5

1.3 Nouveau Domaines de Tension 9

1.4 Généralités sur les protections et les automates 11

1.4.1 Les protections contre les courts-circuits 11

1.4.2 Caractéristiques des courts-circuits 11

1.4.3 Conséquences des défauts de court-circuit 11

1.4.4 Les protections contre les situations anormales de réseau 12

1.4.5 Les automates 13

1.5 Généralités sur les équipements de mesure, de comptage et de surveillance . . . 13

1.5.1 Mesure 13

1.5.2 Comptage 13

1.5.3 Surveillance Locale 14

1.5.4 Surveillance au pupitre de commande groupe (PCG) 14

1.5.5 Surveillance au centre régional de conduite (CRC) 14

1.6 Chaîne de protection 15

1.6.1 Transformateurs de mesure 15

1.6.2 Les relais de protection 18
1.6.3 Les disjoncteurs 19
1.6.4 Les sectionneurs 20
1.7 Conclusion 21

2 Les différentes techniques de protection du réseau électrique 22

2.1 Introduction 23
2.2 Sélectivité ampère-métrique 23
2.3 Sélectivité chronométrique 25
2.4 Sélectivité logique 27
2.5 Protection directionnelle 29
2.6 Protection de distance 31
2.6.1 Principe de base 31
2.6.2 Diagramme d'impédance 31
2.6.3 Caractéristiques des relais de distance 32
2.6.4 L'application de la zone de protection dans les relais de distance 40
2.6.5 Les erreurs de mesure dans la protection de distance 43
2.6.6 Fonction associées aux protections de distance 47
2.7 Conclusion 53

3 Discussion, Résultats et les essais fonctionnels 54

3.1 Introduction 55
3.2 Présentation des protections principales SIEMENS et ABB 55
3.2.1 But des deux protections 55
3.3 Programmation et paramètres des deux protections de distance numérique 7SA612 et REL316*4 55
3.3.1 Programmation et paramètres de la protection principale N°1 : 7SA612 . 55
3.3.2 Programmation et paramètres de la protection principale N°2 : REL316*4 56
3.4 Câblage 56
3.5 Pont de fonctionnement PP1, PP2 avec deux réenclencheurs 60

3.5.1 Schéma 60
3.5.2 Le principe de fonctionnement 60
3.5.3 Objectif 61
3.5.4 Le paramétrage 61
3.6 Ponts de fonctionnement de PP1, PP2 et défaillance de disjoncteur 63
3.6.1 Schéma 63
3.6.2 Le principe de fonctionnement 63
3.6.3 Objectif 64
3.6.4 Le paramétrage 64
3.7 Pont de fonctionnement de télé-action entre protections principales poste A, protections principales poste B 65
3.7.1 Schéma 65
3.7.2 Le principe de fonctionnement 65
3.7.3 Objectif 66
3.7.4 Le paramétrage 67
3.8 Caisse d'injection numérique CMC356 OMICRON 68
3.8.1 Matériels utilisés 68
3.9 Donnés de protection de distance 69
3.9.1 Donnés de la ligne étudiée 70
3.9.2 Donnés de la Travée ligne 71
3.10 Détermination des différentes zones de mesures 71
3.11 Simulation des essais sur la zone N°1 74
3.11.1 Simulation N°1 : On injecte un défauts monophasés 74
3.11.2 Simulation N°2 : On injecte un défauts biphasés 77
3.12 Simulation des essais sur la zone N°2 79
3.12.1 Simulation N°1 : On injecte un défauts monophasés 79
3.12.2 Simulation N°2 : On injecte un défauts biphasés 82
3.13 Simulation des essais sur la zone N°3 84
3.13.1 Une simulation : On injecte un défauts triphasé 84

3.14 Déclenchement de PP2 et réenclenchement avec le réenclencheur de PP1 87
3.15 Accélération de stade 89
3.15.1 Avant l'accélération de stade 90
3.15.2 après l'accélération de stade 91
3.16 Essais et simulation de la protection défaillance disjoncteur 92
3.17 Test de tir, de recherche et de vérification de la caractéristique la protection principal PP1 94
3.17.1 En monophasés 94
3.17.2 En biphasés 95
3.18 Test de tir, de recherche et de vérification de la caractéristique la protection principal PP2 97
3.18.1 En monophasés 97
3.18.2 En biphasés 99
3.19 Interprétation de la caractéristique des deux protections principals (PP1 et PP2) 101
3.20 Conclusion 102
Conclusion général 103
Bibliographie 107

Table des figures

1.1 Architecture générale d'un réseau d'énergies électrique 6

1.2 Schéma unifilaire d'une travée ligne 7

1.3 Schéma unifilaire d'une travée transformateur 8

1.4 Schéma unifilaire d'un couplage entre jeux de barres 9

1.5 chaîne principale de la protection électrique 15

1.6 Désignation des bornes du transformateur de courant 16

1.7 Transformateur de courant (TC) dans le réseau électrique 16

1.8 Désignation des bornes du transformateur de tension 17

1.9 Transformateur de tension (TT) 18

1.10 Disjoncteur mono-phasé 3AS-SIEMENS à gaz SF6 19

1.11 Sectionneur ligne 20

2.1 Deux sections de lignes séparées par un transformateur 24

2.2 Sélectivité temps-classé 27

2.3 Sélectivité logique 29

2.4 Sélectivité directionnelle pour les défauts phase-phase dans un réseau avec deux arrivées parallèles 30

2.5 Principe de base du fonctionnement 31

2.6 Impédance de court-circuit et de charge (transit) 32

2.7 Protection de Distance 33

2.8 Caractéristique purement réactive 34

2.9 Caractéristique purement impédante 35

2.10 Caractéristique Mho (L'impédance de la ligne ne passe pas systématiquement par le centre du cercle) . . . 36
2.11 Caractéristique Mho (L'impédance de la ligne passe par le centre du cercle) . . . 37
2.12 Caractéristique Quadrilatérale . . . 38
2.13 Caractéristique Lenticulaire . . . 39
2.14 Autres Caractéristiques utilisées . . . 39
2.15 Caractéristique des la Zone 1 Mho . . . 41
2.16 Caractéristique des trois Zones Mho . . . 42
2.17 Zones de la Protection de distance . . . 43
2.18 Ligne à double circuit (double terne) . . . 44
2.19 Effet de la résistance de l'arc . . . 46
2.20 Empiétement de la charge . . . 47
2.21 Principe de la détection de pompage . . . 50

3.1 Schéma technologique de la protection de distance numérique REL316*4 . . . 58
3.2 Schéma technologique de la protection de distance numérique 7SA612 . . . 59
3.3 Pont de fonctionnement PP1, PP2 avec deux réenclencheurs . . . 60
3.4 Paramétrage de PP1et PP2 avec deux réenclencheurs . . . 61
3.5 Schéma de dialogue inter protection et répartition tensions-courants . . . 62
3.6 Schéma de câblage de PP1, PP2 et défaillance disjoncteur . . . 63
3.7 Paramètres de PP1, PP2 et défaillance disjoncteur . . . 64
3.8 télé-action entre protections principales poste A, protections principales poste B 65
3.9 Paramétrage de la télé-action entre PP poste A, PP poste B . . . 67
3.10 Le module de test . . . 68
3.11 Matériels utilisés . . . 68
3.12 Modèle de ligne de transport de 220 KV entre BERROUAGHIA et AIN OUSSARA 70
3.13 Allure des trois courants pendant le défaut phase L1 - terre . . . 75
3.14 Allure des trois tensions pendant le défaut phase L1 - terre . . . 75
3.15 Caractéristique de fonctionnement en premier stade . . . 76

3.16 Les Tops logiques de la PP1 7SA612 76
3.17 Allure des trois courants pendant le défaut biphasé 77
3.18 Allure des trois tensions pendant le défaut biphasé 78
3.19 Les Tops logiques de la PP1 7SA612 78
3.20 Allure des trois courants pendant le défaut phase L2- terre 80
3.21 Allure des trois tensions pendant le défaut phase L2 - terre 80
3.22 Caractéristique de fonctionnement en deuxième stade 81
3.23 Les Tops logiques de la PP1 7SA612 81
3.24 Allure des trois courants pendant le défaut biphasé 82
3.25 Allure des trois tensions pendant le défaut biphasé 83
3.26 Les Tops logiques de la PP1 7SA612 83
3.27 Allure des trois courants pendant le défaut triphasé 84
3.28 Allure des trois tensions pendant le défaut triphasé 85
3.29 Caractéristique de fonctionnement en troisième stade 85
3.30 Les Tops logiques de la PP1 7SA612 86
3.31 Perturbographie de PP2 (REL),courant de la phase L1 pendant le défaut, courant du neutre, tension de la phase L1 87
3.32 Les Tops logiques de la REL 87
3.33 Perturbographie de PP1 (7SA612), courant de la phase L1 pendant le défaut, courant du neutre, tension de la phase L1 88
3.34 Les Tops logiques de la 7SA612 89
3.35 Perturbographie de PP1 (7SA), courant de la phase L1 pendant le défaut, courant de la phase L2 pendent le défaut, tension de la phase L1, tension de la phase L2 90
3.36 Les Tops logiques de la 7SA avant l'accélération de stade 90
3.37 Perturbographie de PP1 (7SA), courant de la phase L1 pendant le défaut, courant de la phase L2 pendent le défaut, tension de la phase L1, tension de la phase L2 91
3.38 Les Tops logiques de la 7SA après accélération de stade 92
3.39 Perturbographie de la protection défiance disjoncteur 93

3.40 Les Tops logiques de la protection défiance disjoncteur 93
3.41 Graphe de test de recherche sur la caractéristique polygonal 95
3.42 Graphe de test de recherche sur la caractéristique polygonal 97
3.43 Graphe de test de recherche sur la caractéristique polygonal 99
3.44 Graphe de test de recherche sur la caractéristique polygonal 101

Liste des tableaux

1.1 Tableau des domaines de tension 10
1.2 Les niveaux essentiels de tension en Algérie (SONELGAZ) 10

2.1 Réglage du rapport R/X 45

3.1 les zones de mesure 73
3.2 Résultats de teste de recherche (défaut L_1-E) 94
3.3 Résultats de teste de recherche (défaut L_2-E) 94
3.4 Résultats de teste de recherche (défaut L_3-E) 95
3.5 Résultats de teste de recherche (défaut $L_1 - L_2$) 96
3.6 Résultats de teste de recherche (défaut $L_2 - L_3$) 96
3.7 Résultats de teste de recherche (défaut $L_3 - L_1$) 96
3.8 Résultats de teste de recherche (défaut L_1-E) 98
3.9 Résultats de teste de recherche (défaut L_2-E) 98
3.10 Résultats de teste de recherche (défaut L_3-E) 98
3.11 Résultats de teste de recherche (défaut $L_1 - L_2$) 100
3.12 Résultats de teste de recherche (défaut $L_2 - L_3$) 100
3.13 Résultats de teste de recherche (défaut $L_3 - L_1$) 100

Liste des symboles

Symbole	Mot clé
	Ligne ou câble triphasé
	La terre
	Arrivée HTA
	Départ HTA ou BT
	Court-circuit
	Disjoncteur
	Interrupteur fusible
	Transformateur de puissance
	Fusible
	Transformateur de courant
	Transformateur de tension (potentiel)

Liste des abréviations

Abréviations	**Définitions**
HT,HTA ou HTB	Haute Tension
BT,BTA ou BTB	Basse Tension
TBT	Très Basse Tension
I_N	Courant Nominal
U_N	Tension Composée Nominale
kV	Kilo Volt
TC	Transformateur de Courant
TT	Transformateur de Tension
JB	Jeu de Barre
C.E.I	Commission Electrotechnique Internationale
I_A	Courant Phase A
I_B	Courant Phase B
I_C	Courant Phase C
ICC	Courant de Court Circuit
$PP1$	Protection Principale N°1
$PP2$	Protection Principale N°2
PDD	Protection de Défaillance d'un Disjoncteur
IS	Seuil de Fonctionnement
T	Retard de Fonctionnement (Temporisation)
V_A	Tension Simple Phase A
V_B	Tension Simple Phase B
V_C	Tension Simple Phase C
V_{AB}	Tension Simple Phase AB
V_{BC}	Tension Simple Phase BC
V_{CA}	Tension Simple Phase CA
U_{CC}	Tension de Court Circuit
Z_{Source}	Impédance de la Source
Z_{Ligne}	Impédance de la ligne
Z_{Charge}	Impédance de Charge
Z_{CC}	Impédance de Court Circuit
R_{Dfaut}	Résistance de Défaut
φ_{Charge}	Angle de Charge
P	Puissance Active
Q	Puissance Réactive
$X_1, X_2 et X_0$	Réactance Directe, Inverse et Homopolaire
$R_1, R_2 et R_0$	Résistance Directe, Inverse et Homopolaire
$Z_1, Z_2 et Z_0$	Impédance Directe, Inverse et Homopolaire
Z_{0M}	Impédance Mutuelle Homopolaire
$\omega = 2\Pi f$	Pulsation angulaire

Introduction général

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

Les lignes de transport et les poste d'énergie électrique haute tension HTB constituent une partie essentielle d'un réseau électrique qui doit assurer la continuité de l'alimentation en électricité aux consommateurs HTA et BT. Ce qui n'est pas toujours le cas, car ces lignes sont souvent exposées à des incidents ou défauts qui peuvent interrompre ce service et engendrer des pertes financières importantes pour les industriels et des désagréments pour les simples consommateurs.

La Commission Électrotechnique Internationale (CEI) définit la protection comme étant ensemble des dispositions destinées à permettre la détection des défauts et des situations anormales dans un réseau afin de commander le déclenchement d'un ou plusieurs disjoncteurs et, si nécessaire, d'élaborer d'autres ordres ou signalisations.

Dans ce contexte, notre travail consiste à étudier le comportement ainsi que le fonctionnement des protections de distances et de relais numérique lors des défauts que subisse le réseau électrique.

En outre, nous présentons dans ce travail les dialogues entre protections validées par des essais fonctionnels à l'aide d'une caisse d'injections professionnelle OMICRON, afin d'assurer une efficacité en matière de protection du réseau.

Ce mémoire est organisé de la manière suivante :

— Dans le premier chapitre, en commençant par une généralité sur le réseau électrique.

— Le deuxième chapitre présentera avec plus d'approfondissement Les différentes techniques de protection du réseau électrique

— Enfin le contenu du troisième chapitre présente les performances des protections numérique et tests obtenus.

— Nous terminons ce mémoire par une conclusion.

Chapitre 1

Généralités sur le Réseau Électrique.

1.1 Introduction.

Les réseaux électriques représentent des investissements considérables consentis par les compagnies d'électricité pour alimenter leurs clients aux meilleures conditions de coût et de qualité de service. Pour des raisons techniques et économiques évidentes, il n'est pas possible de construire des réseaux exempts de défauts de fonctionnement. Ils sont en particulier, exposés aux agressions naturelles comme la foudre. Les réseaux sont donc affectés de perturbations qui peuvent mettre en cause la pérennité matérielle et la qualité de service rendu. Il faut donc chercher à en minimiser les conséquences. Tout défaut doit donc être identifié immédiatement et, l'ouvrage affecté, séparé du réseau sans délai. C'est l'objet de la Protection des Réseaux.

1.2 Structure de Réseaux Electrique.

1.2.1 Réseaux de transport et d'interconnexion

Les réseaux de transport et d'interconnexion ont principalement pour mission [1], [2], [3] :

- De collecter l'électricité produite par les centrales importantes et de l'acheminer par grand flux vers les zones de consommation (fonction transport),
- De 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 400 kV,
- Neutre directement mis à la terre,
- Réseau maillé.

1.2.2 Réseaux de répartition

Les réseaux de répartition ou réseaux Haute Tension ont pour rôle 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, en grande part, constitués de lignes aériennes, dont chacune peut transiter plus de 60 MVA sur des distances de quelques dizaines de kilomètres. Leur structure 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], [3] .

En zone urbaine dense, ces réseaux peuvent être souterrains sur des longueurs n'excédant pas quelques kilomètres.

Ces réseaux 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) nécessite un raccordement à cette tension,

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

1.2.3 Réseaux de distribution

Les réseaux de distribution commencent à partir des tensions inférieures à 63 kV et des postes de transformation HTB/HTA avec l'aide des lignes ou des câbles moyenne tension jusqu'aux postes de répartition HTA/HTA. Le poste de transformation HTA/BTA constitue le dernier maillon de la chaîne de distribution et concerne tous les usages du courant électrique [4], [5].

Réseaux de distribution à moyenne tension

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

Réseaux de distribution à basse tension

- BTA (230 / 400 V),

— Neutre directement à la terre,

— Réseaux de type radial, maillés et bouclés.

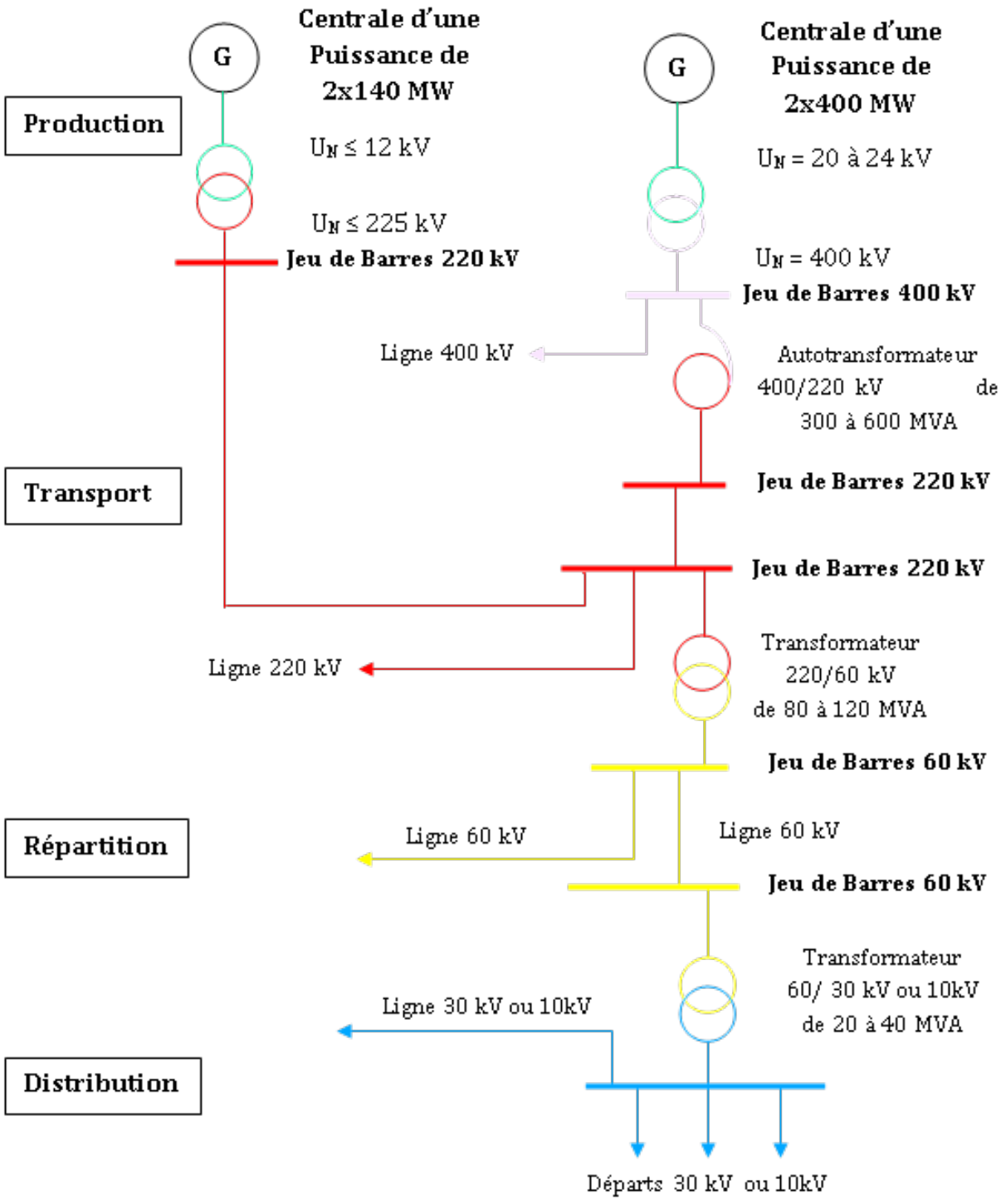


FIGURE 1.1 – **Architecture générale d'un réseau d'énergies électrique**

Les schémas les plus courants des travées haute tension sont les suivants :

*** travées ligne.**

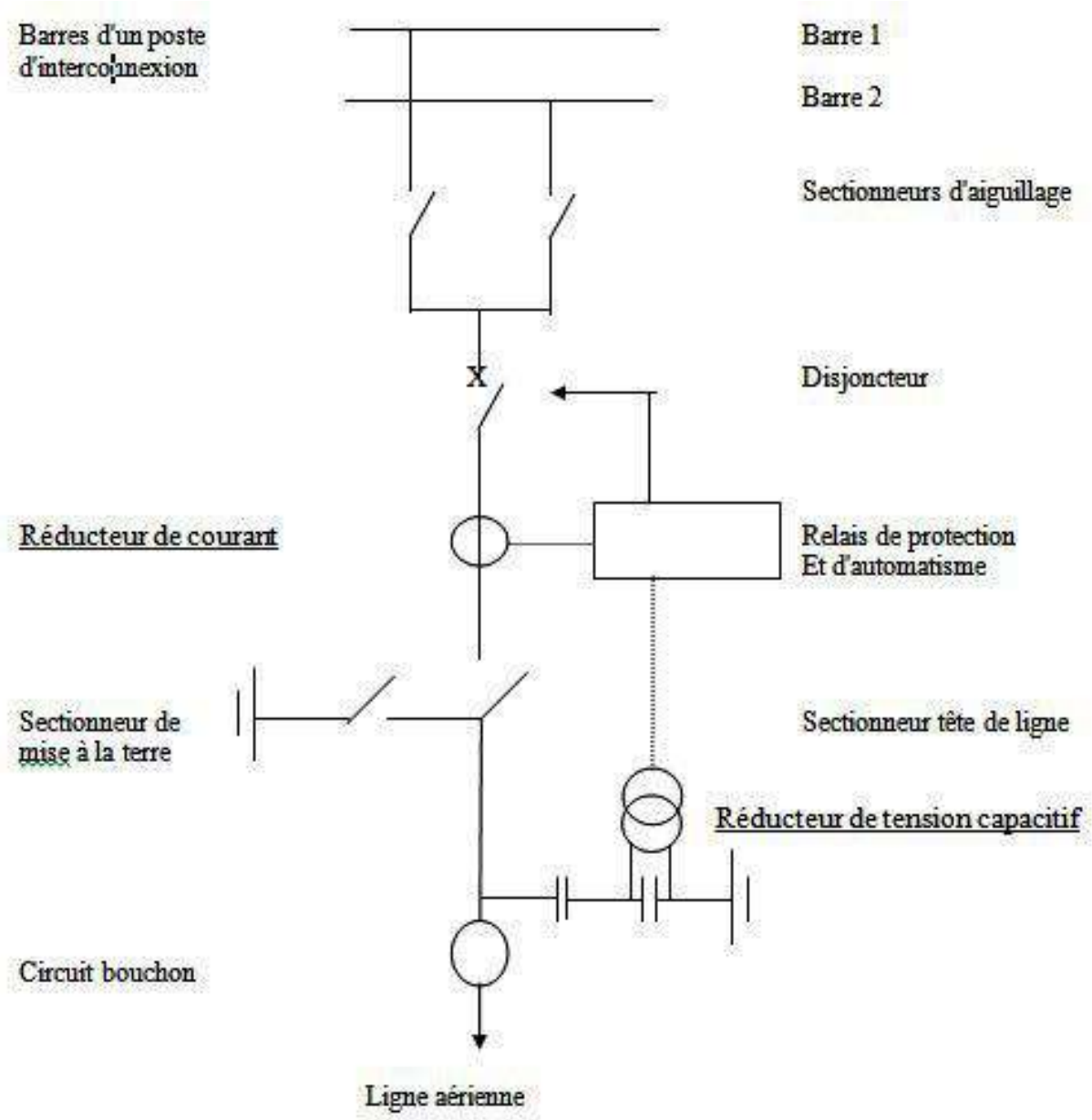


FIGURE 1.2 – **Schéma unifilaire d'une travée ligne**

*** travées transformateur.**

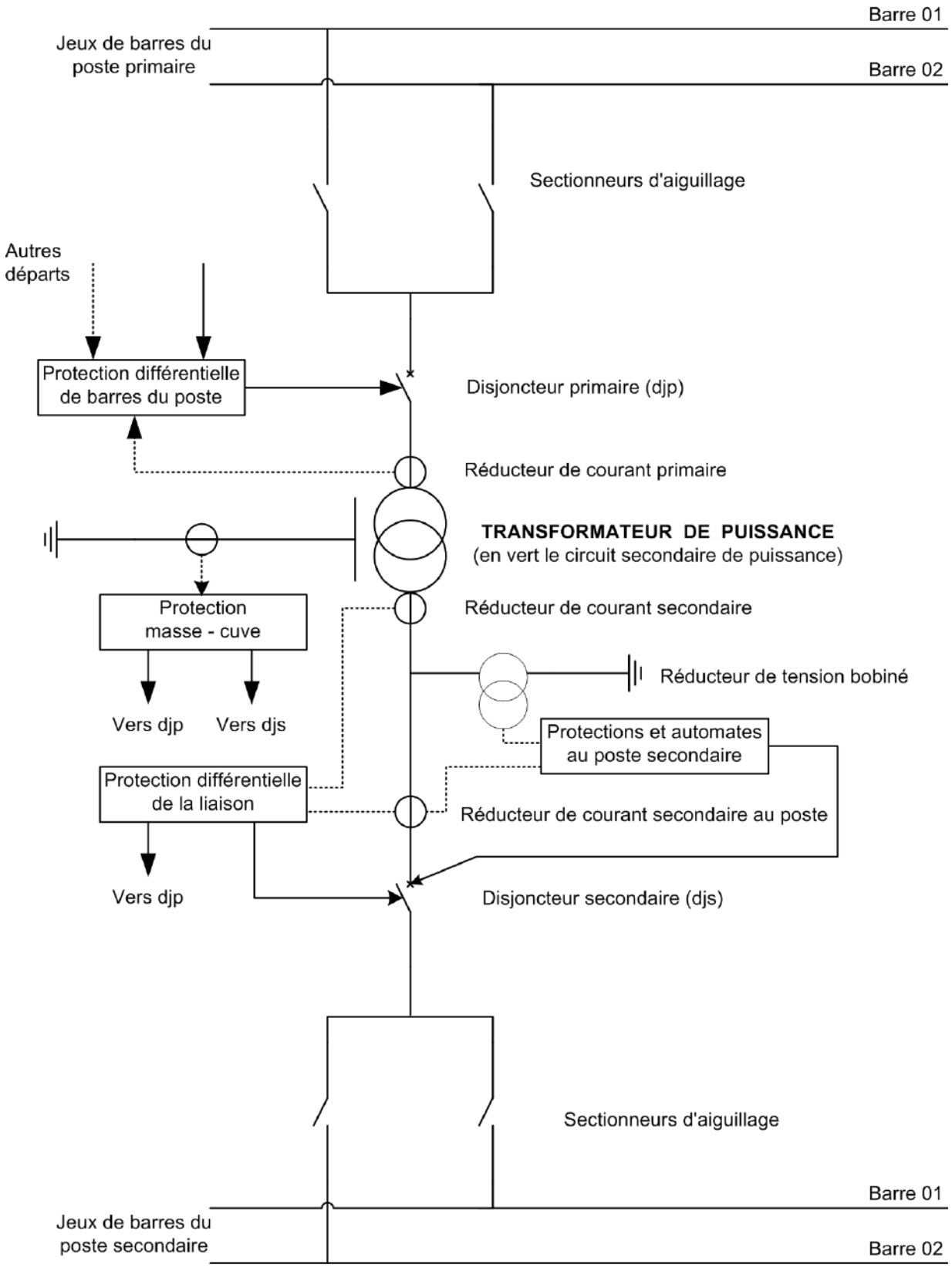


FIGURE 1.3 – **Schéma unifilaire d'une travée transformateur**

*** Couplage entre jeux de barres.**

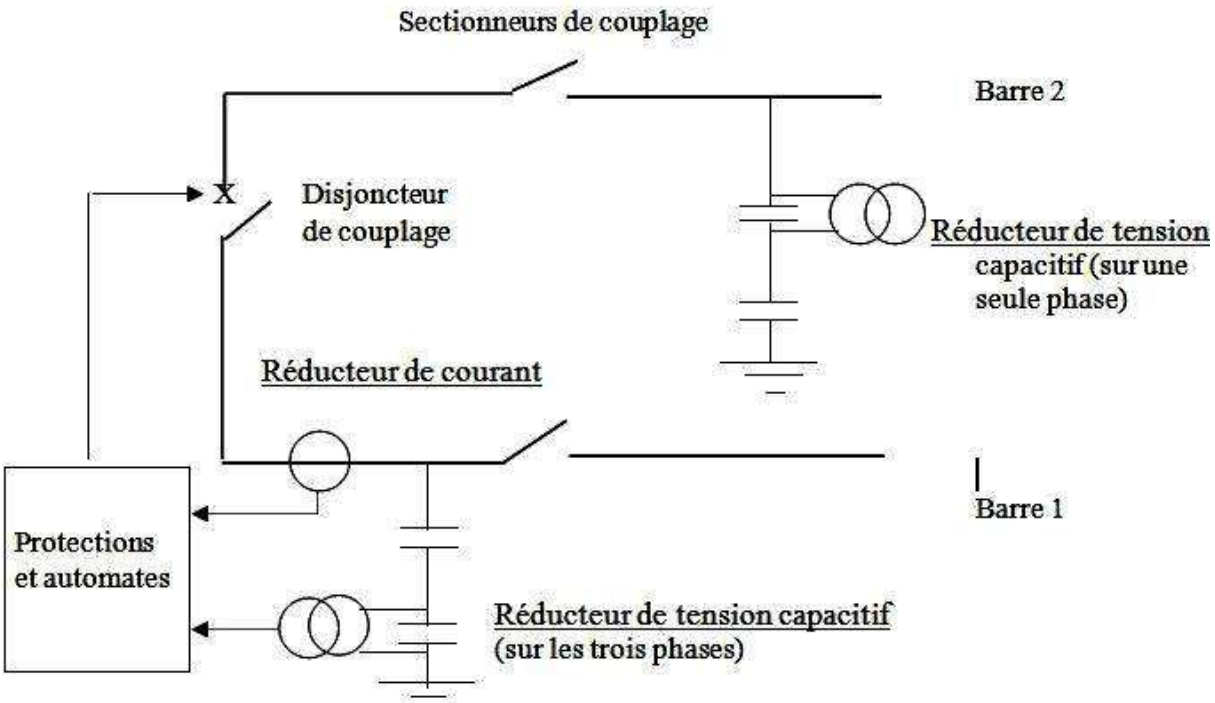


FIGURE 1.4 – **Schéma unifilaire d'un couplage entre jeux de barres**

les protections peuvent être utilisées soit comme protection de couplage, soit comme protection de ligne. Dans ce dernier cas, une barre est affectée à une seule ligne dont le disjoncteur est ponté ou condamné et les protections hors service. On dit alors que le couplage est utilisé en transfert.

1.3 Nouveau Domaines de Tension

Le choix du niveau de tension et de la fréquence dépend de résultat techno-économique et de considérations historiques. Donc chaque pays a ses différents niveaux de tensions et aussi ses fréquences [6].

La nouvelle norme en vigueur en Algérie (SONELGAZ) définit les niveaux de tension en courant alternatif et continu comme suit [7] :

Domaine de Tension		Valeur de la Tension Nominale (Un en Volts)	
		Courant Alternatif	**Courant Continu**
Très Basse Tension (TBT)		$Un \leqslant 50$	$Un \leqslant 120$
Basse Tension (BT)	**BTA**	$50 < Un \leqslant 500$	$120 < Un \leqslant 750$
	BTB	$500 < Un \leqslant 1000$	$750 < Un \leqslant 1500$
Haute Tension (HT)	**HTA**	$1000 < Un \leqslant 50000$	$1500 < Un \leqslant 75000$
	HTB	$Un > 50000$	$Un > 75000$

TABLE 1.1 – **Tableau des domaines de tension**

Cas particuliers de la Très basse tension (TBT)

Dans le cadre des travaux et interventions sur des installations ou équipements du domaine TBT, il y a lieu de distinguer ces réalités :

— En Très basse tension de sécurité (TBTS),

— En Très basse tension de protection (TBTP),

— En Très basse tension de fonctionnelle (TBTF).

HTB	60 kV - 90 kV - 150 kV - 220 kV - 400 kV
HTA	5.5 kV - 10 kV - 15 kV - 20 kV - 30 kV
BTA	400 V

TABLE 1.2 – **Les niveaux essentiels de tension en Algérie (SONELGAZ)**

1.4 Généralités sur les protections et les automates

Ce paragraphe traite de l'ensemble des protections et automates installés sur le réseau de transport. On distingue :

1.4.1 Les protections contre les courts-circuits

Lorsqu'un court-circuit apparaît sur un ouvrage, les protections provoquent le déclenchement des disjoncteurs encadrant cet ouvrage. Si cette fonction est correctement exécutée, les disjoncteurs des autres ouvrages ne doivent pas être déclenchés.

Dans le cas contraire, les disjoncteurs d'autres ouvrages doivent être déclenchés pour assurer l'élimination du défaut, mais en nombre aussi réduit que possible.

1.4.2 Caractéristiques des courts-circuits

Les courts-circuits se caractérisent principalement par leur durée selon qu'ils sont éphémères (auto-extincteur), fugitifs, semi-permanents ou permanents. Par ailleurs, ils auront également pour caractéristique seconde leur origine, susceptible de revêtir diverses natures : mécanique (rupture de conducteurs, liaisons électriques accidentelles entre deux conducteurs par un corps étranger conducteur, d'origine animale ou matérielle), une surtension endogène ou exogène (conditions atmosphériques) et enfin, en dégradation de l'isolation elle-même, consécutive à un excès de chaleur, d'humidité ou à une ambiance corrosive. La localisation d'un court-circuit peut être interne ou externe à une machine ou tableau électrique [8].

Enfin, les court-circuits se rangent statistiquement en trois types de courant .Ils sont répertoriés monophasés á raison de 80%, biphasés dans 15% des cas et triphasés dans 05% des cas observés.

1.4.3 Conséquences des défauts de court-circuit

Les conséquences relatives au défaut de court-circuits diffèrent en fonction de la nature et de la durée du défaut, du point concerné de l'installation et de l'intensité du courant.

1. Le point de défaut : Présence d'arcs de défaut avec :
   (a) Détérioration des isolants.
   (b) Fusion des conducteurs.
   (c) Incendie et danger pour les personnes.
2. Le circuit défectueux Les efforts électrodynamiques avec :
   (a) Déformation des JdB (Jeux de Barres).
   (b) Arrachement des câbles.
3. Suréchauffement par augmentation des pertes joule avec risque de détérioration des isolants.
4. Autres circuits électriques du réseau concerné ou de réseaux situés à proximité.
5. Creux de tension pendant la durée d'élimination du défaut de quelques millisecondes à quelques centaines de millisecondes.
6. Mise hors-service d'une partie plus ou moins grande du réseau suivant son schéma et la sélectivité de ses protections.
7. Instabilité dynamique et/ou perte de synchronisme des machines.
8. Perturbations dans les circuits de contrôle-commande.

1.4.4 Les protections contre les situations anormales de réseau

Elles comprennent :

— les protections de surcharge qui mettent hors tension les ouvrages parcourus par des intensités trop élevées, susceptibles de les détériorer ou de les rendre dangereux.

— les protections contre les ruptures de synchronisme, destinées á éviter le déclenchement des alternateurs des centrales lorsque l'un ou plusieurs d'entre eux, tournent à une vitesse différente de l'ensemble des autres alternateurs débitant sur le même réseau.

— les protections de délestage, destinées àrétablir l'équilibre production - consommation, et à éviter ainsi une chute de fréquence susceptible de conduire à un effondrement général des moyens de production.

1.4.5 Les automates

La plupart des défauts créés par la foudre sur les ouvrages aériens disparaissent spontanément au bout de quelques dixièmes de secondes après mise hors tension de l'ouvrage. Après certains contrôles, il est alors possible de remettre l'ouvrage sous tension. Des automates sont chargés de ces contrôles.

D'autres automates permettent, lorsque plusieurs ouvrages se trouvent hors tension, de remettre rapidement en service ceux qui peuvent l'être sans risque.

D'autres permettent d'éviter les déclenchements par surcharge en effectuant des manœuvres préventives sur d'autres départs.

D'autres enfin, sont utilisés pour maintenir une tension correcte sur le réseau, par action sur les régleurs des transformateurs [9].

1.5 Généralités sur les équipements de mesure, de comptage et de surveillance

1.5.1 Mesure

Les grandeurs, tension et courant, présents sur le réseau, ne sont pas directement utilisables ; il faut donc passer, là aussi, par des réducteurs de mesure. Au secondaire de ces réducteurs se trouvent connectés des capteurs qui élaborent des courants continus proportionnels aux grandeurs nécessaires à la conduite du réseau, à savoir la puissance active et la puissance réactive sur les ouvrages et la tension efficace sur les barres. Ils transmettent ensuite ces courants aux équipements de téléconduite.

1.5.2 Comptage

Utilisant les mêmes circuits secondaires, on trouve des compteurs d'énergie mais seulement sur les départs suivants :

— les centrales de production.

— les clients industriels.

— les compagnies de distribution non nationalisées.

— les points de livraison aux centres de distribution.

Ils sont á haute précision et doublés uniquement lorsqu'ils intéressent des sociétés extérieures (centrales á participation étrangère, clients industriels, distributeurs non nationalisés).

1.5.3 Surveillance Locale

On trouve dans chaque poste :

— un tableau synoptique ou une console de conduite permettant la conduite locale du poste en cas de panne de téléconduite.

— un consignateur d'état où sont imprimées les manœuvres et signalisations issues des appareils haute tension et équipements basse tension de chaque départ.

— des oscillo-perturbographes où sont restituées des grandeurs électriques lors d'un défaut

— éventuellement des localisateurs de défaut, calculant la distance d'un défaut sur une ligne

— des qualimètres, sur les départs client, permettant de mesurer les perturbations que ce client a subi.

1.5.4 Surveillance au pupitre de commande groupe (PCG)

Les PCG sont situés dans des postes où se trouve du personnel en permanence aux heures ouvrables. Le personnel attaché à un PCG exploite, outre le poste qui l'héberge, un ensemble de postes dits postes satellites. Par exploitation, on entend essentiellement l'entretien du matériel et en situation exceptionnelle, la conduite du réseau.

1.5.5 Surveillance au centre régional de conduite (CRC)

C'est de ce point que s'effectue la conduite du réseau en situation normale. Seules les informations nécessaires à cette conduite y sont envoyées. Les informations concernant la surveillance du matériel restent au PCG.

1.6 Chaîne de protection

Le système de protection se compose d'une chaîne constituée généralement des éléments suivants :

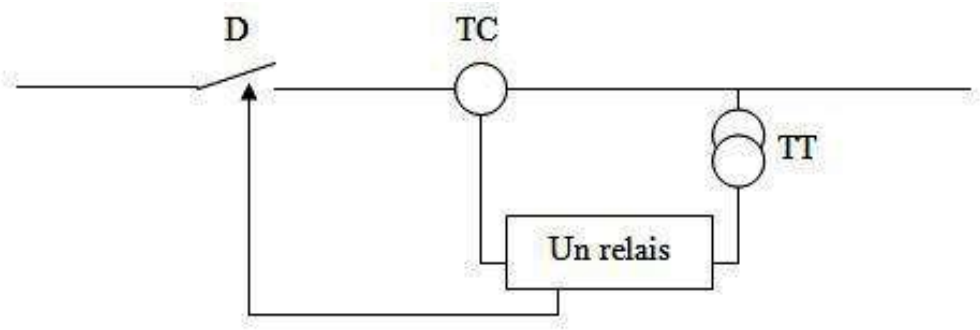


FIGURE 1.5 – **chaîne principale de la protection électrique**

1.6.1 Transformateurs de mesure

Les transformateurs de mesure doivent transmettre une information (un signal électrique) avec une précision garantie et assurer l'isolement entre le circuit primaire et le circuit secondaire (circuit de mesure). Cette isolation doit supporter la tension et la surtension du réseau ainsi que les courants de défauts.

Les transformateurs de mesure (réducteurs de mesure) sont principalement des transformateurs de tension (TT) et des transformateurs de courant (TC). Ils sont destinés à ramener les tensions et les courants sur les circuits principaux à des valeurs plus faibles et faciles à :

— Mesurer et afficher,

— Utiliser pour des installations de comptage, pour calcul des puissances P et Q ... etc,

— Utiliser pour alimenter des circuits de protections électriques ou des régulateurs.

a. Transformateurs de courant (TC)

Les courants dans le réseau électrique sont souvent trop importants pour traverser directement les appareils de mesure. Les transformateurs d'intensité (transformateurs de courant) permettent de ramener ces courants forts à des valeurs acceptables pour la plupart des appareils, généralement 1 à 5 ampères.

La fonction de ces transformateurs est de fournir au secondaire un courant proportionnel au courant primaire mesuré. Son utilisation concerne autant la mesure que la protection.

Le rapport de transformation du TC s'exprime par : $m = \frac{I_1}{I_2}$

Remarque :

— Il ne faut jamais laisser le secondaire d'un transformateur de courant ouvert.

— On ne peut pas utiliser un transformateur de courant en courant continu.

— On place un transformateur de courant dans chaque phase du réseau électrique.

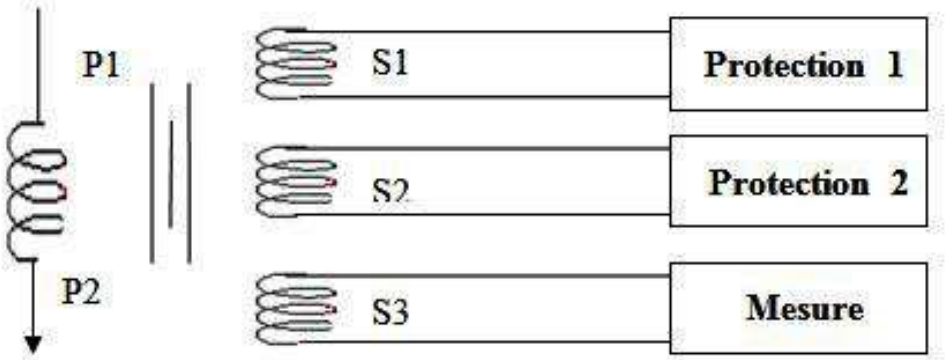


FIGURE 1.6 – **Désignation des bornes du transformateur de courant**

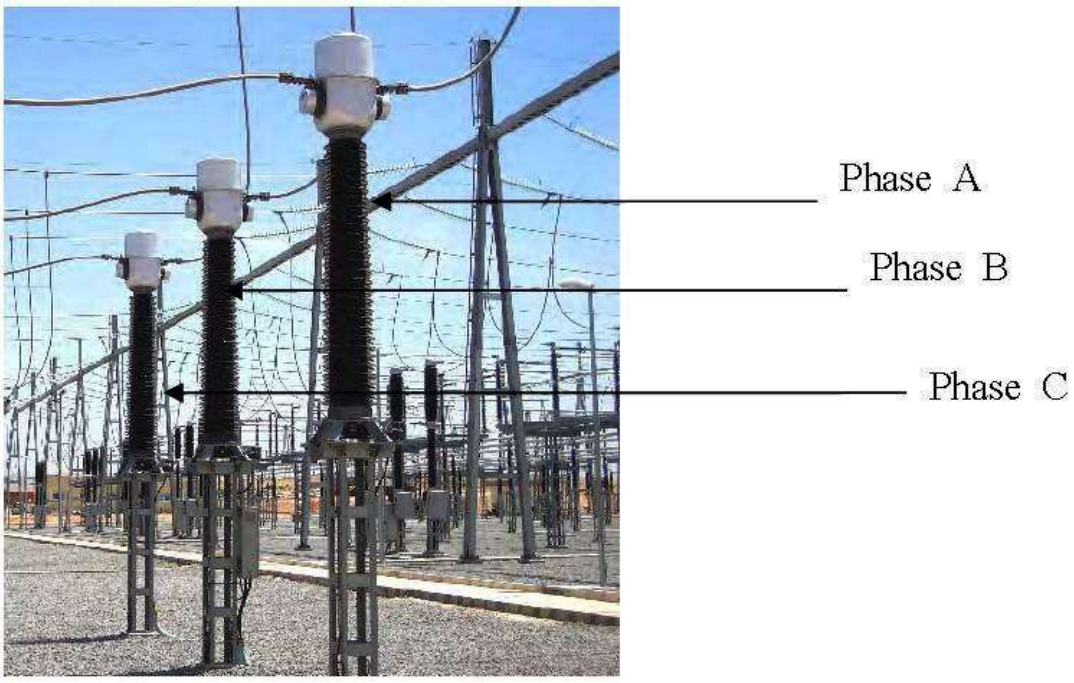


FIGURE 1.7 – **Transformateur de courant (TC) dans le réseau électrique**

Exemple de caractéristiques du TC :

— Enroulement de protection 5P20 :

  — erreur 5%.

  — saturation $20 * In$.

— Enroulement de mesure 0,5 :

  — erreur 0.5%.

— Rapport de transformation de TC est :

  — $1200A/1A$.

b. Transformateurs de tension (TT)

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

Le rapport de transformation de TT est : $m = \frac{V_1}{V_2}$

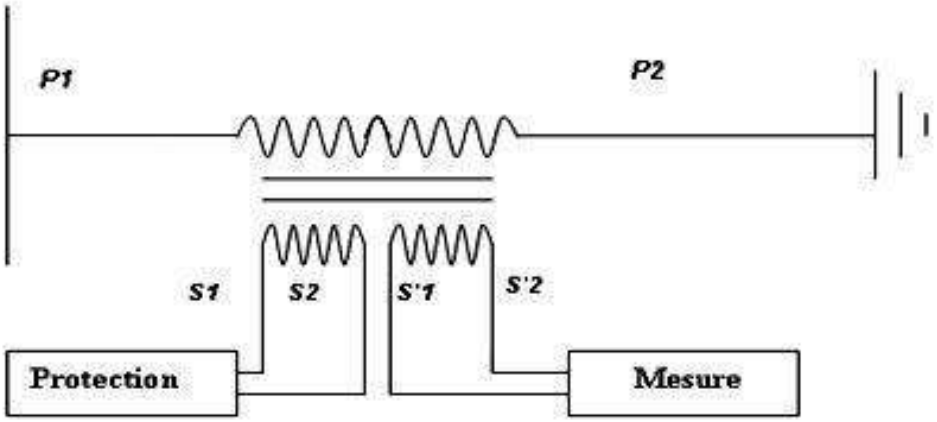


FIGURE 1.8 – **Désignation des bornes du transformateur de tension**

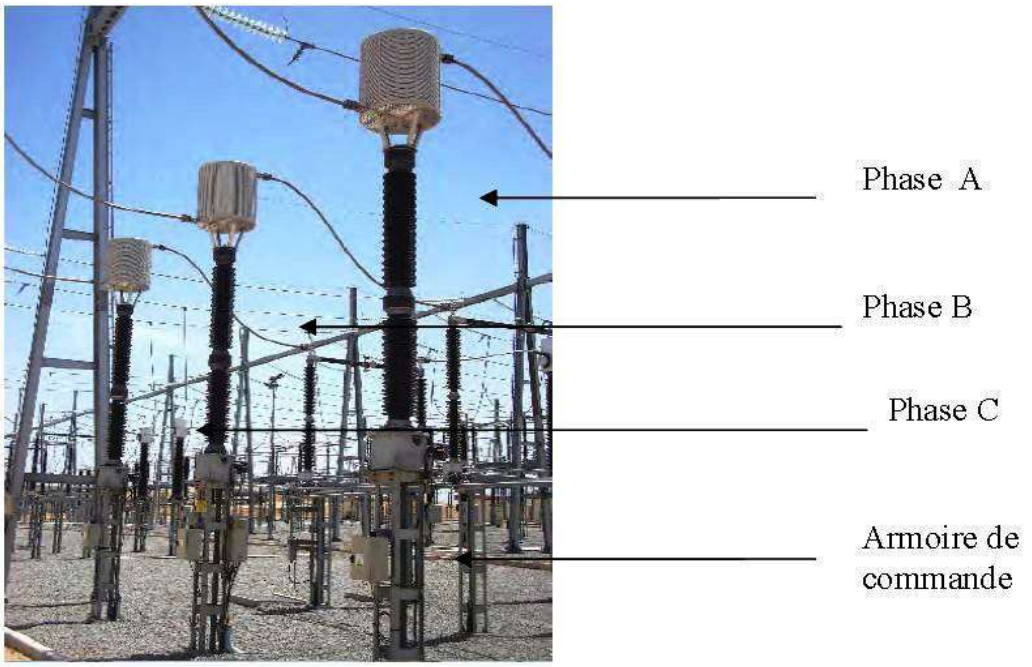


FIGURE 1.9 – **Transformateur de tension (TT)**

Exemple de caractéristiques de chaque enroulement du TT :

— Rapport de transformation de TT est :

— $(220kV/\sqrt{3})$ / $(100V/\sqrt{3})$.

1.6.2 Les relais de protection

Les relais de protection sont des appareils qui reçoivent une ou plusieurs informations (signaux) à caractère analogique (courant, tension, puissance, fréquence, température, ... etc) et les transmettent en un ordre binaire (fermeture ou ouverture d'un circuit de commande), lorsque ces informations reçues atteignent les valeurs supérieures ou inférieures à certaines limites qui sont fixées à l'avance.

Le rôle de ces relais de protection est donc, de détecter tout phénomène anormal pouvant se produire sur un réseau électrique tel un défaut (court-circuit), variation de tension, ... etc et ce, par une surveillance continue. Ils déterminent l'ordre de déclenchement des disjoncteurs.

1.6.3 Les disjoncteurs

Un disjoncteur est un organe électromécanique, de protection dont la fonction est le déclenchement automatique en cas d'un incident et de couper le courant de court circuit ; il permet donc la protection des équipements contre tout défaut, en assurant l'ouverture de circuit sur ordre des relais de mesure ; et il peut également effectuer des réenclenchements.

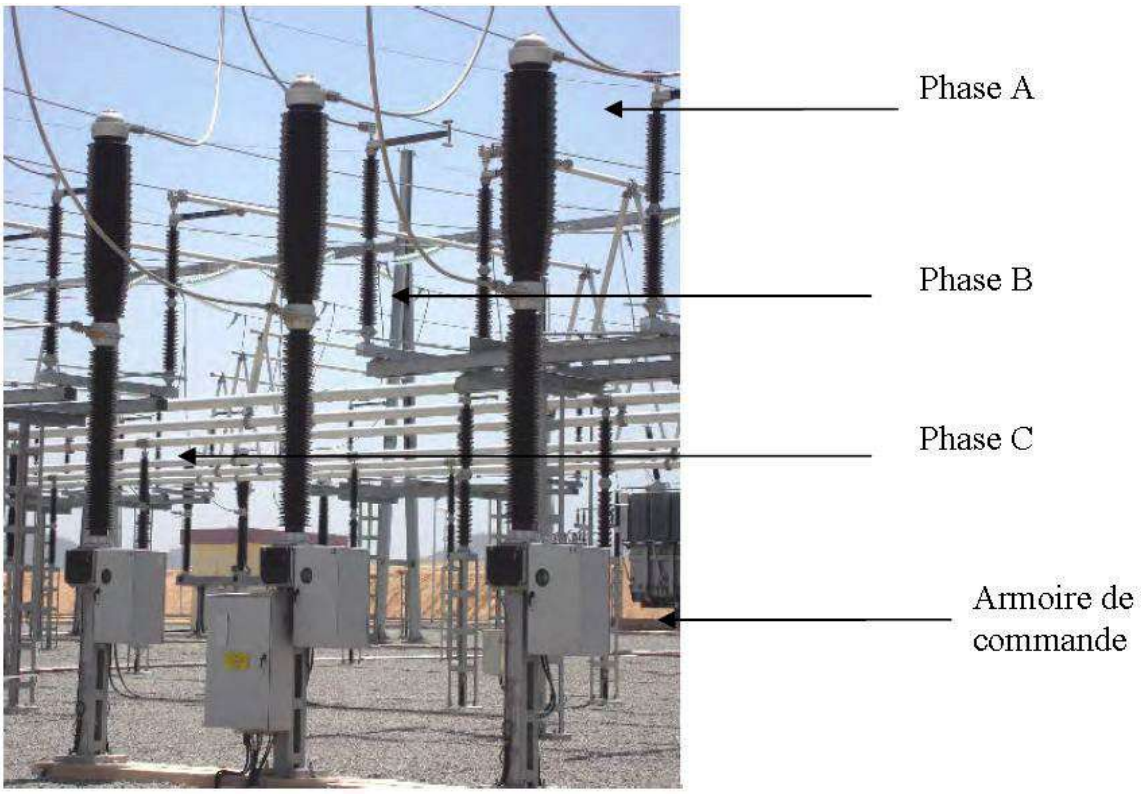


FIGURE 1.10 – **Disjoncteur mono-phasé 3AS-SIEMENS à gaz SF6**

1.6.4 Les sectionneurs

Le sectionneur est un appareil mécanique de connexion, Il est utilisé pour isoler de façon sûre et visible un appareil ou un circuit électrique donné. Il assure en position (ouvert) une coupure visible dans l'aire située entre deux conducteurs lors des travaux d'entretien en toute sécurité sur la zone mise hors tension. En position (fermé), il assure la liaison entre deux conducteurs situés sur un même plan horizontal ou les plans superposés et permet donc le passage du courant nominal. Le sectionneur doit résister aux courants de courts circuits.

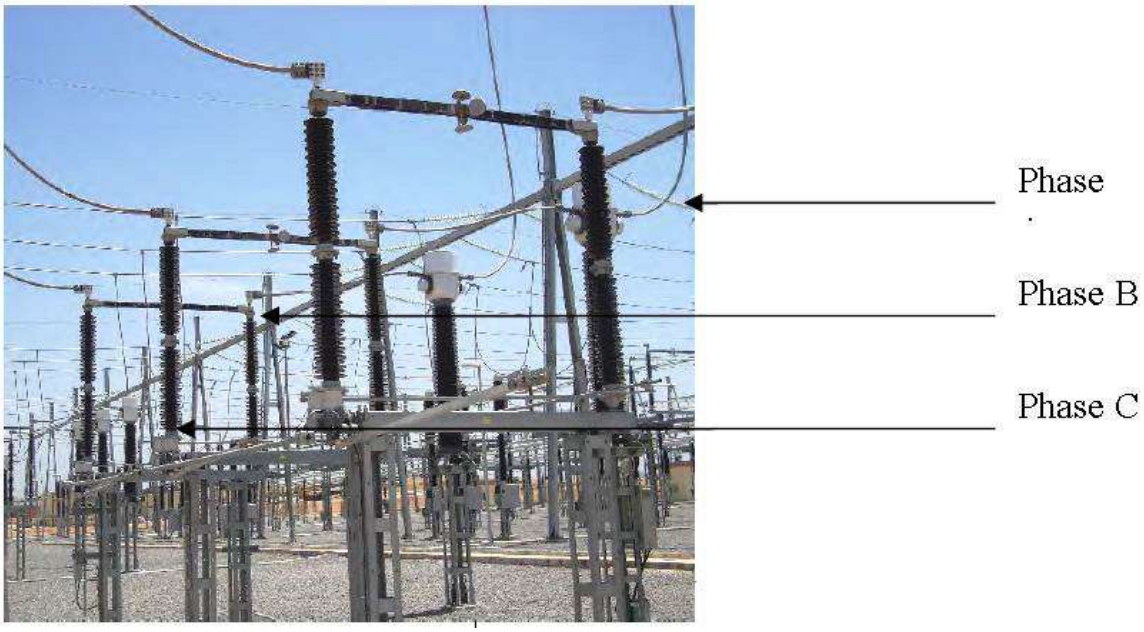


FIGURE 1.11 – **Sectionneur ligne**

1.7 Conclusion

Dans ce chapitre, on donne un aperçu général sur la structure d'un réseau électrique et les différents éléments qui constituent le départ ligne et le départ transformateur. Ces éléments sont très importants et très sensibles. Ils nécessitent par conséquent, une protection contre les différents types d'anomalies (court-circuits, surtensions, surintensités, ... etc). Ce qui a été introduit dans ce chapitre.

Chapitre 2

Les différentes techniques de protection du réseau électrique

2.1 Introduction

La fonction principale d'un système de protection est de mettre rapidement hors service tout ouvrage du réseau qui commence à fonctionner d'une façon anormale. En général les systèmes de protection ne peuvent pas toujours empêcher les dommages des équipements, ils fonctionnent toujours après la détection de dommages susceptibles de se produire.

Le but est de protéger le personnel, de minimiser les dommages que peuvent subir les équipements et de maintenir la stabilité du reste du réseau. De plus, pour n'importe quel type de défaut, le système de protection ne doit priver d'énergie qu'un nombre réduit de consommateurs. Cette propriété du système de protection est connue sous le nom de sélectivité, dont le résultat est une continuité de service maximale avec un minimum de déconnexions du réseau. Le système de protection doit être également fiable, rapide et économique autant que possible.

Pour atteindre ces objectifs, les systèmes de protection doivent être conçus convenablement et leurs relais de protection ajustés en coordination entre eux.

2.2 Sélectivité ampère-métrique

Pour assurer une sélectivité de type ampère-métrique, la grandeur à contrôler est le courant.

Un courant de circuit est d'autant plus faible sur un réseau que le point de défaut est éloigné de la source. Théoriquement, la sélectivité peut être obtenue par l'ajustement du seuil des dispositifs de protection au courant de court-circuit prévisible, selon leur emplacement dans la distribution (Figure 2.1).

Il n'y a pas de délai de fonctionnement (instantané) pour ce type de sélectivité, chaque protection étant indépendante des autres. Ce type est fréquemment utilisé en BTA terminale.

En revanche, il est plus absent en HTA du fait que les variations d'un courant de court-circuit entre deux points sont trop peu significatives (les impédances de liaison étant négligeables) et la sélectivité alors seulement partielle.

Il est à noter toutefois que, généralement en HT, un défaut d'impédance évolue très rapidement en défaut franc.

L'inconvénient majeur de cette sélectivité est qu'il n'existe pas de secours de l'aval par l'amont (pas de redondance).

L'exemple d'application le plus intéressant est le cas de deux sections de lignes séparées par un transformateur [10] :

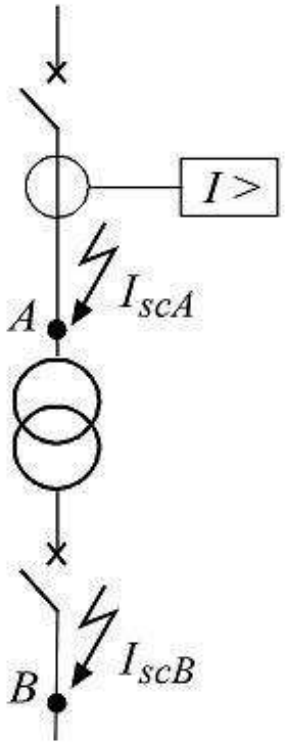


FIGURE 2.1 – **Deux sections de lignes séparées par un transformateur**

La protection des surintensités est fixé à un seuil Iset tel que :

$$I_{sc,max,B} < I_{set} < 0.8 I_{sc2,min,A} \tag{2.2.1}$$

— $I_{sc,max,B}$: maximum de courant de court-circuit au point B (généralement court-circuit triphasé symétrique) recalculé pour le niveau de tension en amont.

— $I_{sc2,min,A}$: minimum de courant de court-circuit au point A (généralement le court-circuit entre phase).

2.3 Sélectivité chronométrique

Dans ce type de sélectivité, la notion de temps est associée à la grandeur contrôlée qui est le courant : une temporisation est volontairement affectée à l'action des dispositifs de protection ampéremétrique.

A cet effet, les seuils d'interventions sont définis avec des temps de fonctionnement croissants de l'aval vers l'amont. Ainsi, en amont d'un défaut, plusieurs dispositifs sont sensibilisés (redondance) et seule la protection située immédiatement en amont déclenche : le défaut n'est alors plus alimenté et les autres protections cessent de le (voir) avant d'atteindre le terme de leurs temporisations respectives. L'on peut faire la vérification par comparaison (superposition) des courbes de fonctionnement (Figure 2.2) qui doivent être suffisamment espacées pour assurer cette sélectivité (par exemple : 0,3 s).

Néanmoins, lorsque deux dispositifs contrôlent un même courant nominal (avec ou sans changement de tension), il est nécessaire de prévoir aussi un écart de réglage des seuils d'environ 20% de l'aval vers l'amont pour s'affranchir des tolérances de fonctionnement. Quant aux temporisations, elles sont soit du type à temps dépendant de l'importance du courant de défaut, soit du type indépendant.

En raison de sa simplicité, la sélectivité chronométrique est fréquemment utilisée. Néanmoins, elle présente un inconvénient : le temps d'intervention augmente de 0,2 à 0,3 s à chaque (étage) et au fur et à mesure que l'on se rapproche de la source. Pareil écart est toutefois nécessaire pour tenir compte des tolérances des temps de réponse des éléments de la chaine de protection (capteurs, électronique, déclencheur et disjoncteur) ainsi que du temps d'arc du disjoncteur en aval.

Ce sont donc les défauts de plus forte énergie et situés au plus près de la source qui sont alimentés le plus longtemps (dégâts plus importants). L'objectif sureté n'est pas totalement atteint, mais en appliquant cette sélectivité entre deux ou trois étages, un compromis satisfaisant entre la sécurité et la disponibilité peut être trouvé .

On note que [10] :

— du fait de sa simplicité de mise en oeuvre, ce type de sélectivité est intéressant pour protéger une liaison entre deux sous-stations distantes.

— le mixage des sélectivités chronométriques est particulièrement intéressant pour protéger le primaire d'un transformateur.

En effet, les différences de courant de court-circuit entre les circuits primaire et secondaire sont très significatives. Elles permettent d'avoir une protection plus rapide (100 m/s) sur le circuit primaire si son seuil est réglé au-dessus du courant de court-circuit secondaire (vu) depuis le primaire.

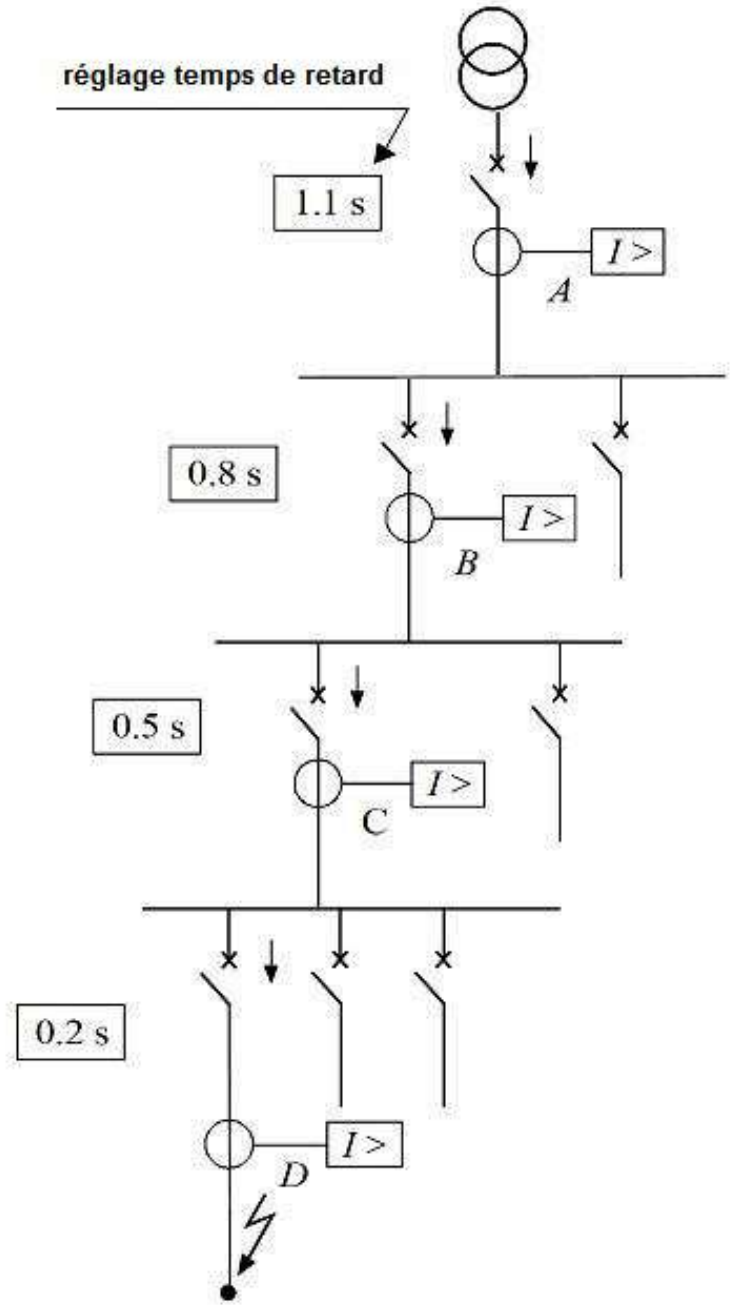


FIGURE 2.2 – **Sélectivité temps-classé**

2.4 Sélectivité logique

On appelle aussi ce type de sélectivité (Système de Sélectivité Logique) ou SSL. Son brevet a été déposé par Merlin Gerin et il met en oeuvre des échanges d'informations entre les unités de protection. Le courant y est représenté par la grandeur contrôlée.

L'ensemble des unités de protections SSL communiquent via une liaison filaire (liaison pilote) : par ce circuit la totalité des unités sollicitées par un défaut transmettent instantanément

une impulsion d'attente logique à l'unité dite en amont. Par conséquent, ne reste libre de fonctionner que la seule la protection située immédiatement en amont du défaut et ce, du fait qu'elle n'a pas reçu d'ordre d'attente logique. Ce qui est avantageux dans la SSL, c'est de pouvoir raccourcir les temps de déclenchement (Figure 2.3), notamment à proximité de la source [10] :

— Que ce soit en réglant toutes les unités avec la même temporisation,

— Ou alors en ayant les temps d'intervention qui sont réalisés de plus en plus courts de l'aval vers l'amont, contraires à la sélectivité chronométrique.

De même que pour la sélectivité chronométrique, toutes les protections situées en amont d'un défaut sont sollicitées (redondance).

Néanmoins, en dépit de la contrainte de devoir relier par une liaison pilote toutes les unités de protection SSL, ce type de sélectivité est plus satisfaisant dans la recherche de l'objectif de sureté que ceux présentés antérieurement.

On notera que l'application de cette sélectivité est intéressante pour la protection des arrivées et départs, les fils de liaison ne sont pas une contrainte d'installation, ils peuvent être intégrés en usine. Cette solution permet en outre des temps d'interruption de défaut sur les arrivées, inférieurs à ceux du départ.

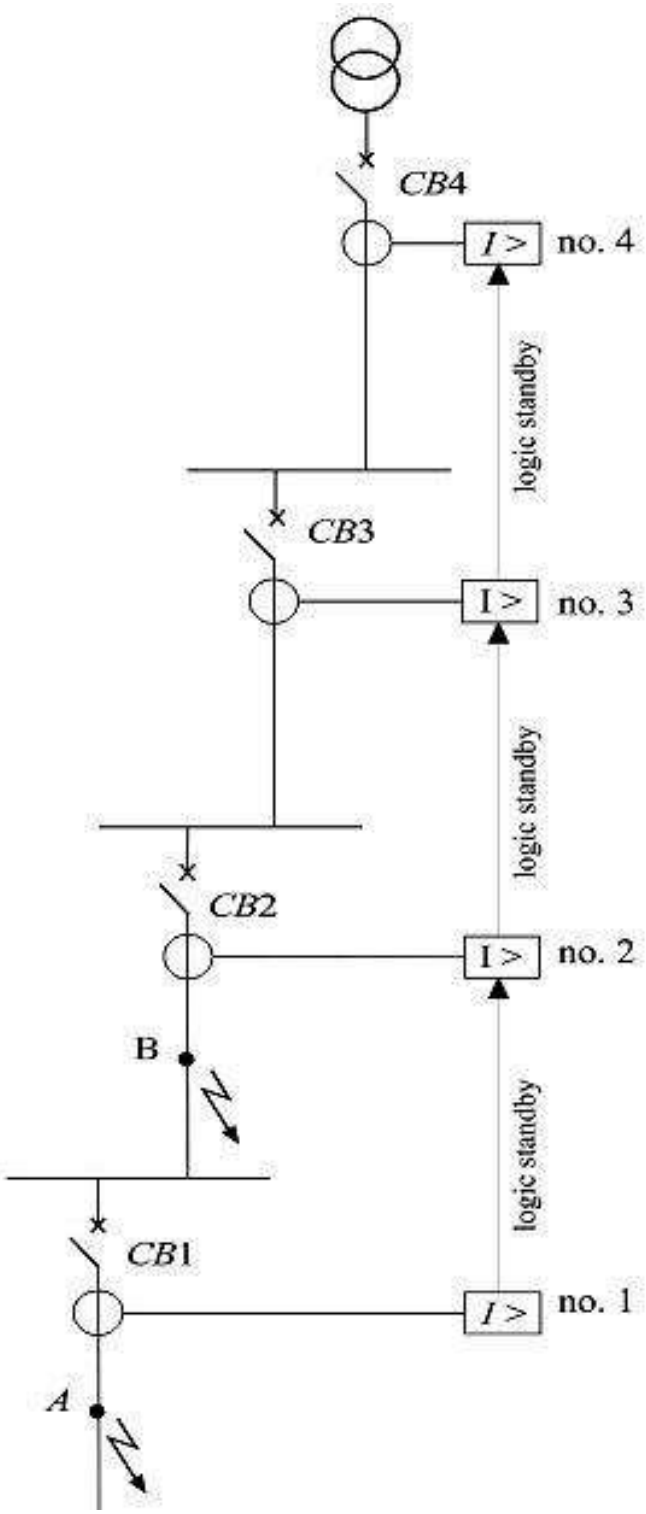


FIGURE 2.3 – **Sélectivité logique**

2.5 Protection directionnelle

C'est à partir du courant, de la tension et du sens de l'écoulement de l'énergie que fonctionne ce type de protection. Cette protection agit alors lorsque, simultanément, le courant ou la puissance dépassent un certain seuil et que l'énergie se propage dans une direction anormale

(Figure 2.4).

Plusieurs types de protection directionnelle existent :

— de courant de phase.

— de courant résiduel.

— de puissance active.

— de puissance réactive.

— de puissance homopolaire (principalement utilisée sur les réseaux de distribution publique à neutre compensé).

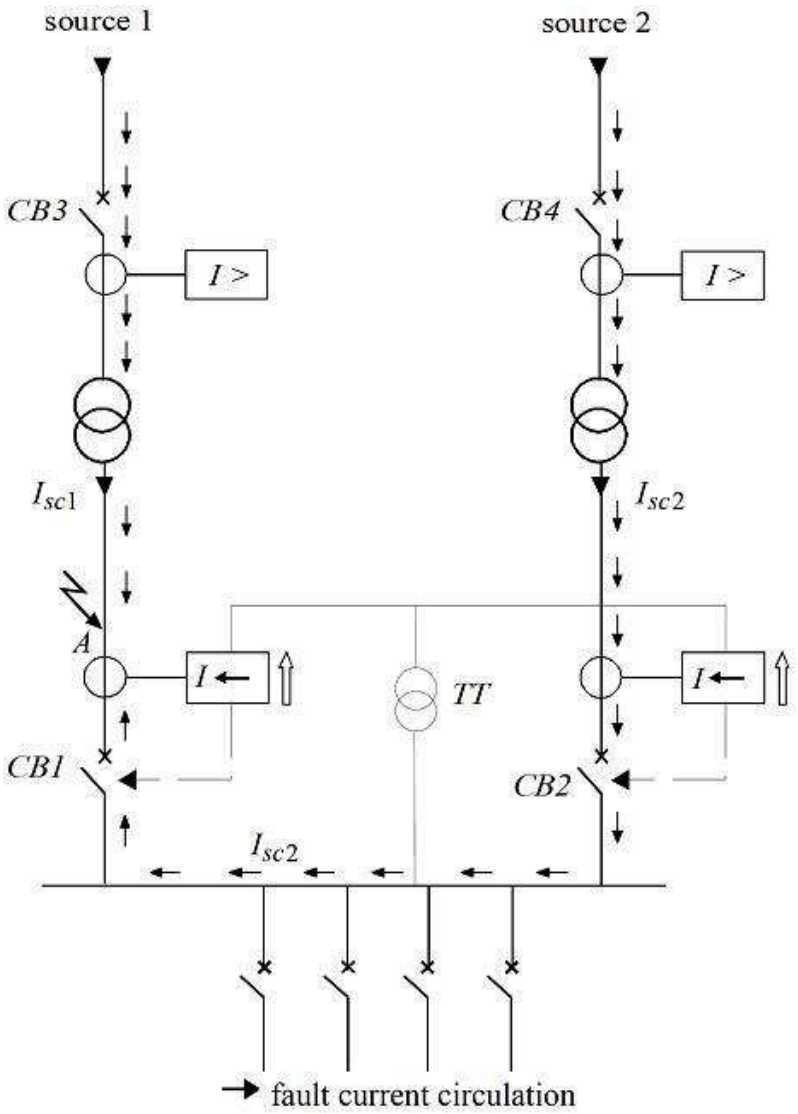


FIGURE 2.4 – **Sélectivité directionnelle pour les défauts phase-phase dans un réseau avec deux arrivées parallèles**

2.6 Protection de distance

2.6.1 Principe de base

Une protection de distance a la capacité de détecter un défaut à une distance prédéfinie sur une ligne de transmission ou un câble d'alimentation depuis son emplacement [11].

Chaque ligne électrique a une résistance et une réactance par kilomètre en fonction de sa conception et de sa construction ; ainsi, son impédance totale sera une fonction de longueur ou de la distance. Une protection de distance observe donc le courant et la tension et compare ces deux quantités en s'appuyant sur la loi d'Ohm (Figure 2.5).

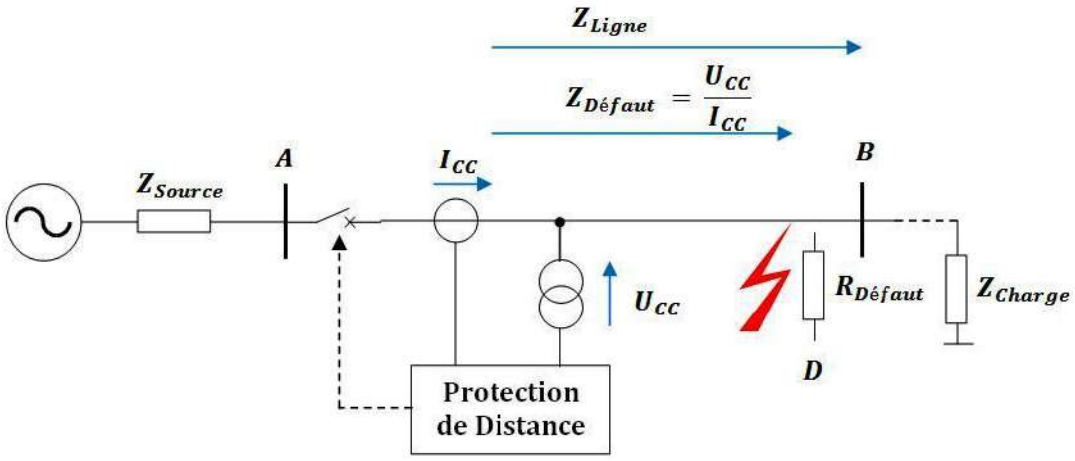


FIGURE 2.5 – **Principe de base du fonctionnement**

2.6.2 Diagramme d'impédance

Le diagramme d'impédance est un outil essentiel pour l'évaluation du comportement de la protection de distance. Dans ce diagramme la caractéristique du relais et la charge mesurée et l'impédance de court-circuit sont représentés dans le plan complexe R/X (Figure 2.6). Pendant le fonctionnement normal du système, l'impédance mesurée correspond à l'impédance de charge. Sa grandeur est inversement proportionnelle à la quantité de charge transitée [12].

$$Z_{Charge} = \frac{U_{Ligne}^2}{P_{Charge}} \tag{2.6.1}$$

L'angle entre le courant et la tension correspond à l'angle de charge φ_{Charge} (Figure 2.6).

Elle est dépendante du rapport entre la puissance active et réactive.

$$\varphi_{Charge} = Atan\left[\frac{Q}{P}\right] \tag{2.6.2}$$

Après apparition d'un défaut l'impédance mesurée passe à l'impédance de court-circuit Z_{Defaut}, ce qui est généralement plus petit à l'impédance de charge Z_{Charge}. Sa valeur correspond à l'impédance de la ligne entre l'emplacement de relais et la localisation de défauts.

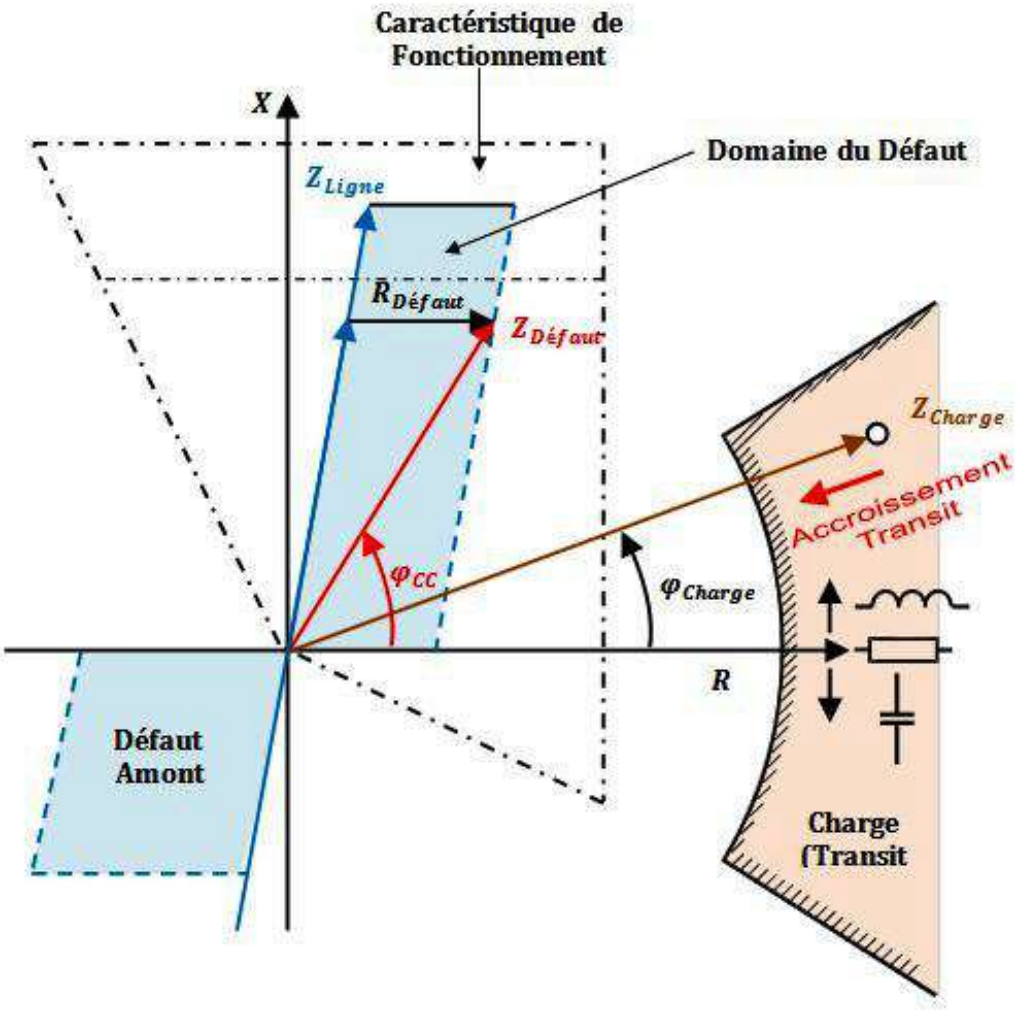


FIGURE 2.6 – **Impédance de court-circuit et de charge (transit)**

2.6.3 Caractéristiques des relais de distance

La protection de distance tente de faire la distinction entre impédance de défaut et impédance de charge. Il faut donc définir, une limite, une frontière entre les impédances que la protection va considérer comme normales, de charge et celles anormales associées à un dé-

faut. Cette limite est appelée ici caractéristique de déclenchement. Elles peuvent avoir plusieurs formes et sont représentées dans un plan R/X.

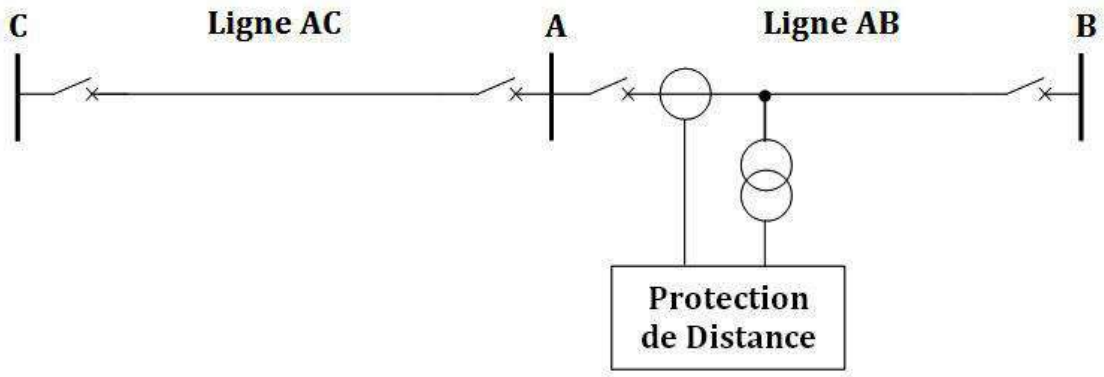


FIGURE 2.7 – **Protection de Distance**

Les relais numériques peuvent utilisés n'importe quelle caractéristique, il suffit de la programmer [13]. Par contre les relais statiques ou électromécaniques ont une caractéristique liée de leur principe de fonctionnement.

Caractéristiques Réactive

La mesure de la réactance a l'avantage de ne pas être sensible à la valeur de la résistance d'arc, mais est très sensible aux synchronisations de générateur et n'est pas directionnelle. Elle est du fait idéal pour les protection Phase-Terre [14],[15].

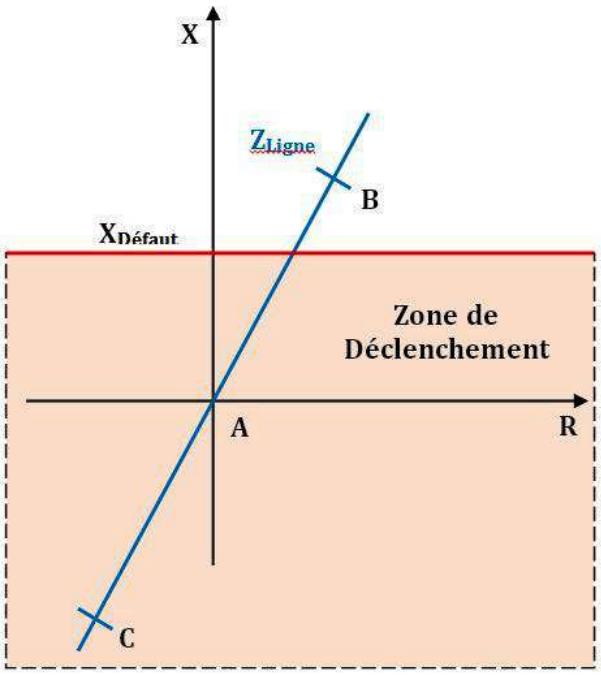


FIGURE 2.8 – **Caractéristique purement réactive**

Caractéristiques Impédante

La caractéristique impédante décrit un cercle sur le diagramme R/X, la limite est constituée de tout les Z tel que $|Z| = uneconstante$ [13]. Elle a le défaut de ne pas être directionnelle, ce qui empêche de faire une protection de zone efficace et sélective. Par ailleurs, la résistance d'arc menant au déclenchement dépend fortement de l'inductance. Enfin, elle est vulnérable aux oscillations des générateurs synchrones [16].

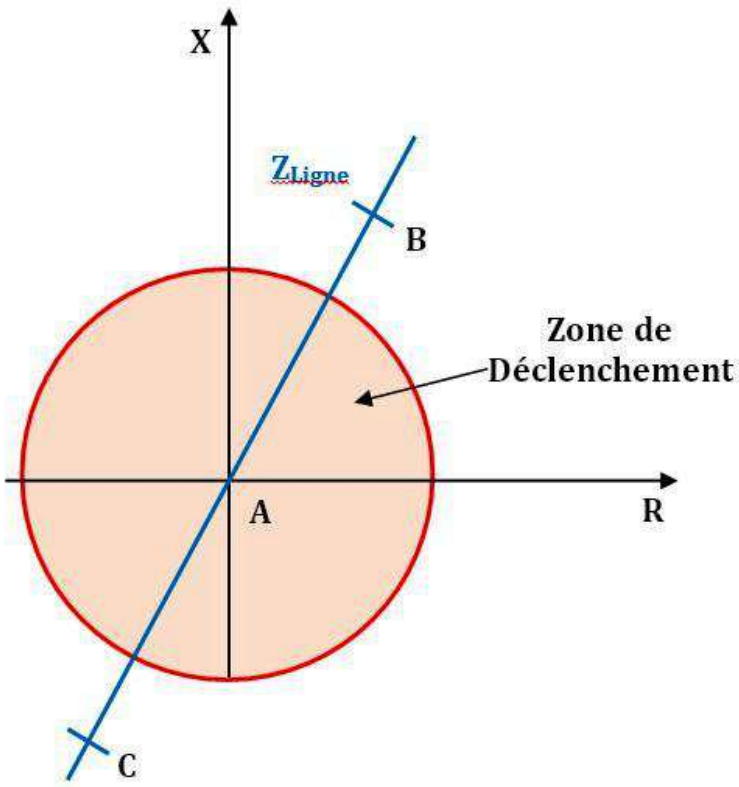


FIGURE 2.9 – **Caractéristique purement impédante**

Caractéristiques Mho

Les protections de distance ayant dans le plan R/X une caractéristique circulaire passant par l'origine porte le nom de (Mho) ou à admittance.

Les relais Mho auto polarisé sont les plus sélectifs de tous les relais à distance, car ils ne déclenchent que pour une gamme précise d'impédance qu'on peut représenter sur un diagramme R/X. Ils sont donc peu susceptibles de déclencher sur des éléments perturbateurs autres qu'un défaut de la ligne. Il est donc un élément privilégié pour les lignes de longues distances [14].

Les relais Mho sont intrinsèquement directionnels. Ils sont caractérisés par l'impédance sur le cercle et par l'angle caractéristique du relais φ, qui est l'angle entre l'axe R et la droite passant par l'origine et le centre du cercle. Cet angle doit être plus faible que celui formé avec l'impédance de la ligne, afin d'être plus sensible en cas de défaut avec un arc fortement résistif [16].

Un désavantage du Mho est qu'en cas de défaut proche du relais, la tension est trop faible et la sensibilité mauvaise. Pour contourner ce défaut, une solution consiste à introduire par-

tiellement la tension d'une autre phase, potentiellement saine pour soutenir la tension. La caractéristique reste alors circulaire, mais le centre du cercle se rapproche de l'origine. On parle de Mho à polarisation croisée.

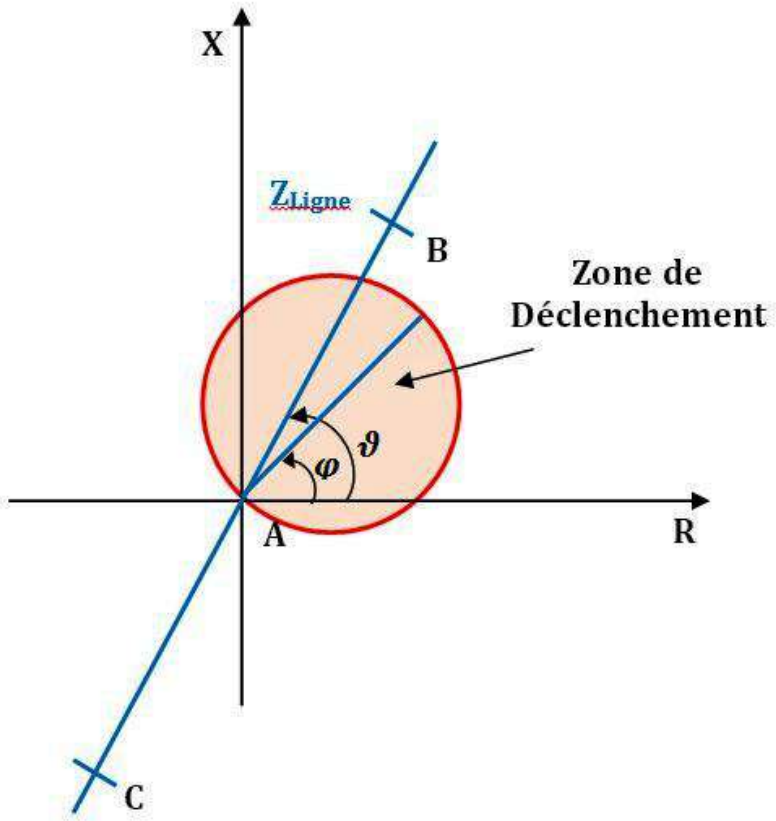


FIGURE 2.10 – **Caractéristique Mho (L'impédance de la ligne ne passe pas systématiquement par le centre du cercle**

Les Mho sont plus simple à configurer que les relais quadrilatéraux, mais sont moins sensible aux défauts résistifs en bout de ligne. Aux États-Unis, la caractéristique Mho est encore très utilisée dans les relais numériques [13].

Si on configure la caractéristique Mho de sorte que la droite de l'impédance de la ligne passe par le centre du cercle, on peut faire l'interprétation géométrique suivante :

$$\Delta U = (Z_{Relais} \times I) - (Z \times I) \tag{2.6.1}$$

Avec :

Z_{Relais} : L'impédance sur la ligne à partir de laquelle le relais déclenche. Z : L'impédance mesurée.

Si l'angle entre ΔU et $Z \times I$ est inférieur à 90° alors Z est en dehors du cercle, s'il est égal à 90 ° Z est sur le cercle et s'il supérieur à 90° Z est dans cercle (Figure 2.11) [16].

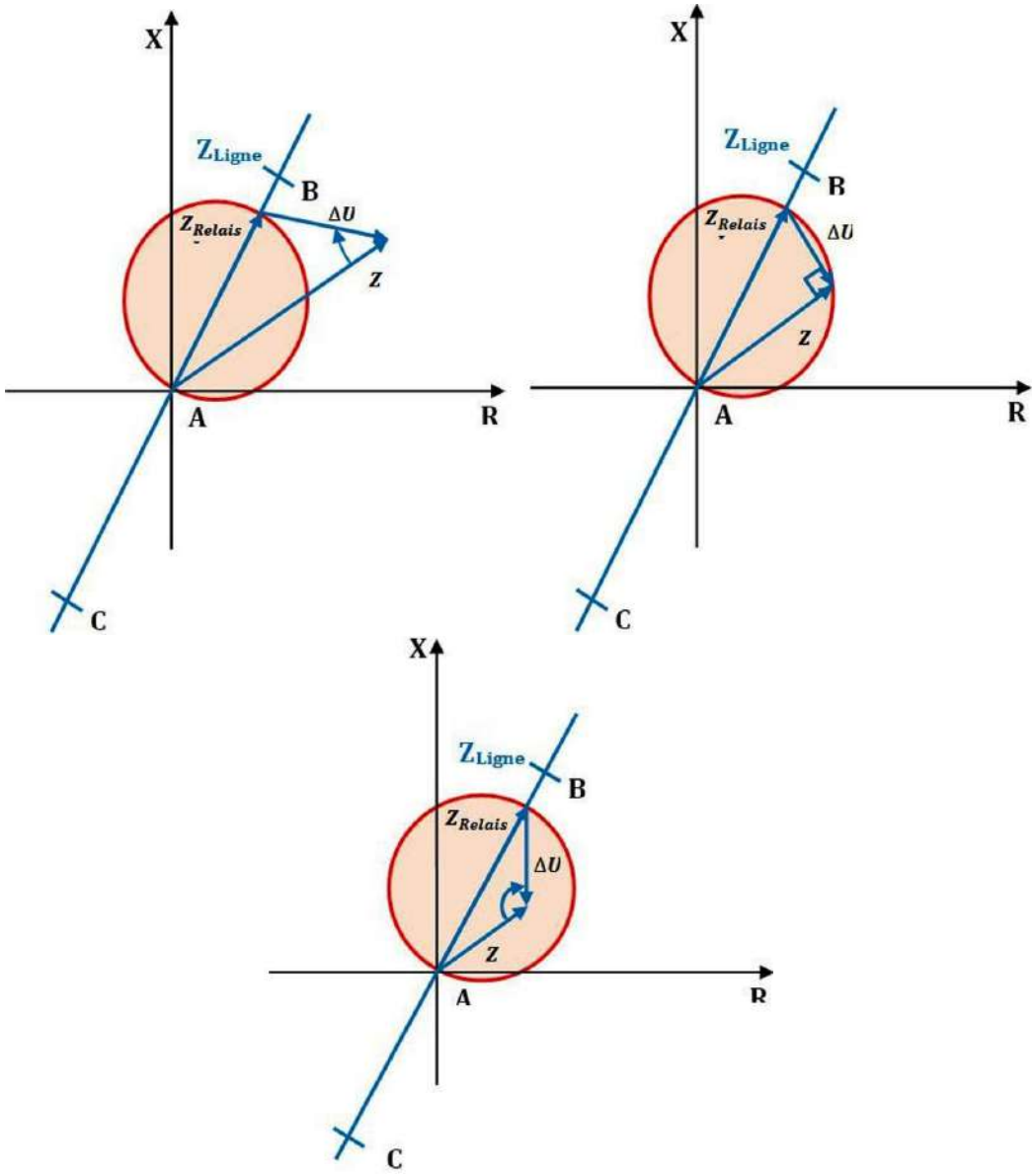


FIGURE 2.11 – **Caractéristique Mho (L'impédance de la ligne passe par le centre du cercle)**

Caractéristique Quadrilatérale

Une caractéristique quadrilatérale est délimitée par 4 droites [13]. Les relais quadrilatéral ont l'avantage d'être plus sensible aux défauts résistifs que les relais Mho. Ces caractéristiques sont très flexibles en terme d'impédance, aussi bien pour les défauts phase-phase que phase-terre. Pour cette raison, ils sont très utilisés par les relais analogiques et numériques [16].

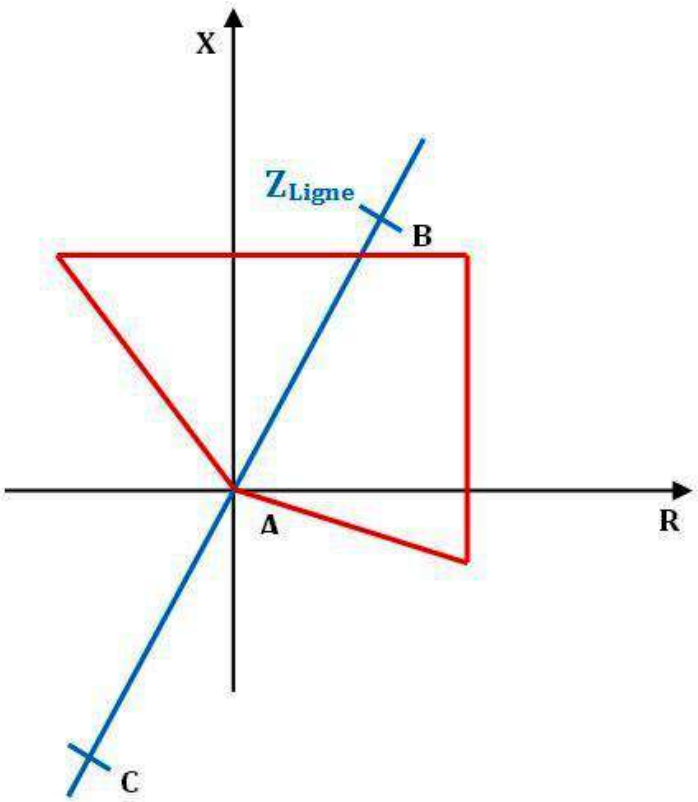


FIGURE 2.12 – **Caractéristique Quadrilatérale**

Caractéristique Lenticulaire

Une zone lenticulaire est formée par l'intersection de deux zones circulaires de type Mho. L'axe de la lentille est celui de la ligne. La sensibilité au défaut résistif est limitée, par contre la probabilité de déclenchement due à des oscillations de puissance est très faible. En pratique, ce type de zone n'est plus utilisé.

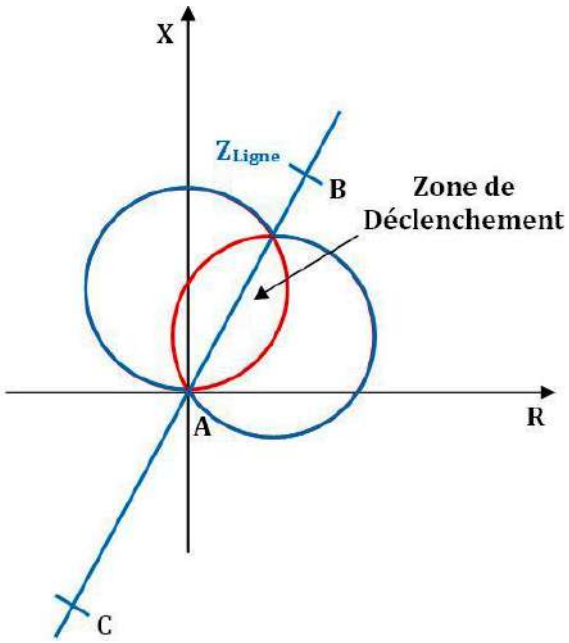


FIGURE 2.13 – **Caractéristique Lenticulaire**

Autres Caractéristique

D'autres formes de caractéristiques plus complexe telles que : Ovale, en hélice, en cornet à glace, en trou de serrure, etc. sont également utilisées (Figure 2.14) [17].

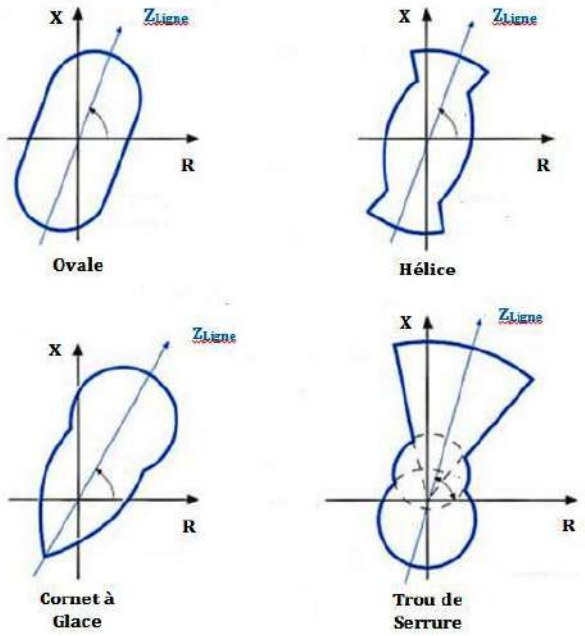


FIGURE 2.14 – **Autres Caractéristiques utilisées**

2.6.4 L'application de la zone de protection dans les relais de distance

Une coordination correcte des relais de distances est obtenue grâce à la présence d'une Zone 1 de protection directionnelle instantanée et d'une ou deux zones à protection différée. Une ligne de transmission à une résistance et une réactance proportionnelles à sa longueur qui également son propre angle caractéristique. Elle peut donc être représentée comme ci-dessous dans un diagramme R/X [11].

Zone 1

Une caractéristique de relais a également été ajoutée, à partir de laquelle on notera que la portée de l'élément de mesure a été définie à approximativement 80% de la longueur de la ligne (Figure 2.15). Cette portée a été choisie pour éviter un débordement dans la section suivante de la ligne et garantir une sélectivité stable pour les raison suivantes :

— Il n'est pas pratique de mesurer avec précision l'impédance d'une ligne de transmission qui peut être très longue (disons 100 km) ; des longueurs témoin sont normalement utilisées qui peuvent entrainer des erreurs jusqu'à 10 % ;

— Des erreurs sont également présentes dans les transformateurs de courant et de tension, non sans oublier de mentionner les performances transitoires possibles de ces appareils ;

— Il existe des tolérances de fabrication concernant la précision de la mesure des relais, etc...

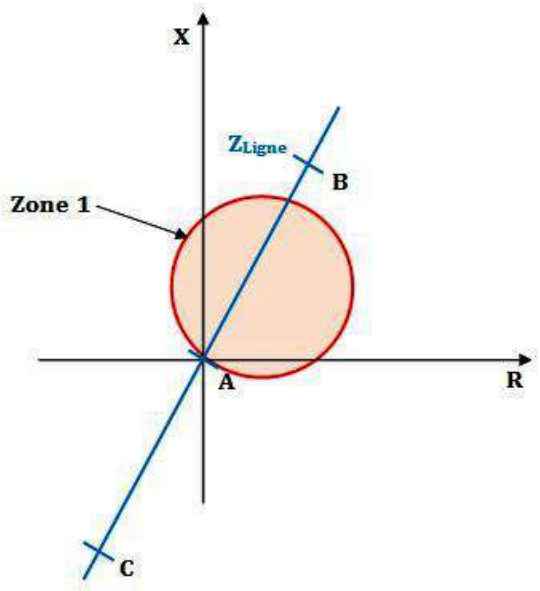


FIGURE 2.15 – **Caractéristique des la Zone 1 Mho**

Cet élément de mesure, connu sous le nom, de zone 1 du relais distant, est instantanément en fonction.

Zone 2

Pour couvrir les 20 restants de la ligne, un second élément de mesure peut être ajoute et défini pour dépasser la ligne à condition d'être temporisé d'environ 0,5 s pour fournir la nécessaire coordination avec le relais aval. Cet élément de mesure est appelé zone 2. Non seulement il couvre les 20 % restants de la ligne, mais il offre aussi un moyen de secours pour la prochaine section de la ligne dans le cas ou un déclenchement échouerait pour quelque raison que ce soit.

Zone 3

Une troisième zone est invariablement ajoutée comme élément de démarrage et elle prend la forme d'une caractéristique Mho (1mho=1 Siemens=1) de décalage. Ce décalage fournit une fonctionnalité de fermeture sur défaillance, car les éléments Mho peuvent ne pas fonctionner dans ces conditions en raison d'un effondrement complet de la tension pour la défaillance voisine.

La courte portée arrière offre aussi un secours localise lors d'une défaillance de barre omnibus. Cet élément peut également être utilisé pour lancer un signal modulé à l'autre extrémité de la ligne.

L'élément zone 3 possède également une fonction très utile. Comme démarreur, il peut être utilisé pour commuter l'élément zone 1 en zone 2, intervenir après disons 0.5 s, et, de ce fait, réduire les coûts en faisant économiser l'installation d'un second élément de mesure zone 2 (Figure 2.16).

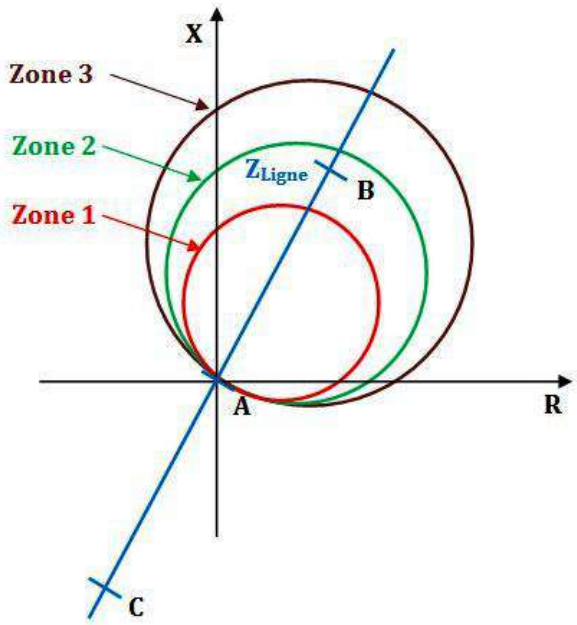


FIGURE 2.16 – **Caractéristique des trois Zones Mho**

Cet élément de mesure, connu sous le nom, de zone 1 du relais distant, est instantanément en fonction.

Zone 4

Dans certaines situations, il est pratique de fournir des relais de distance avec une quatrième zone de protection. La Zone 4 (Zone en amont) est utilisé pour fournir une protection de secours pour le jeu de barre local, normalement en établissant un cadre de portée inverse de 25 % de l'impédance de la zone 1 [18].

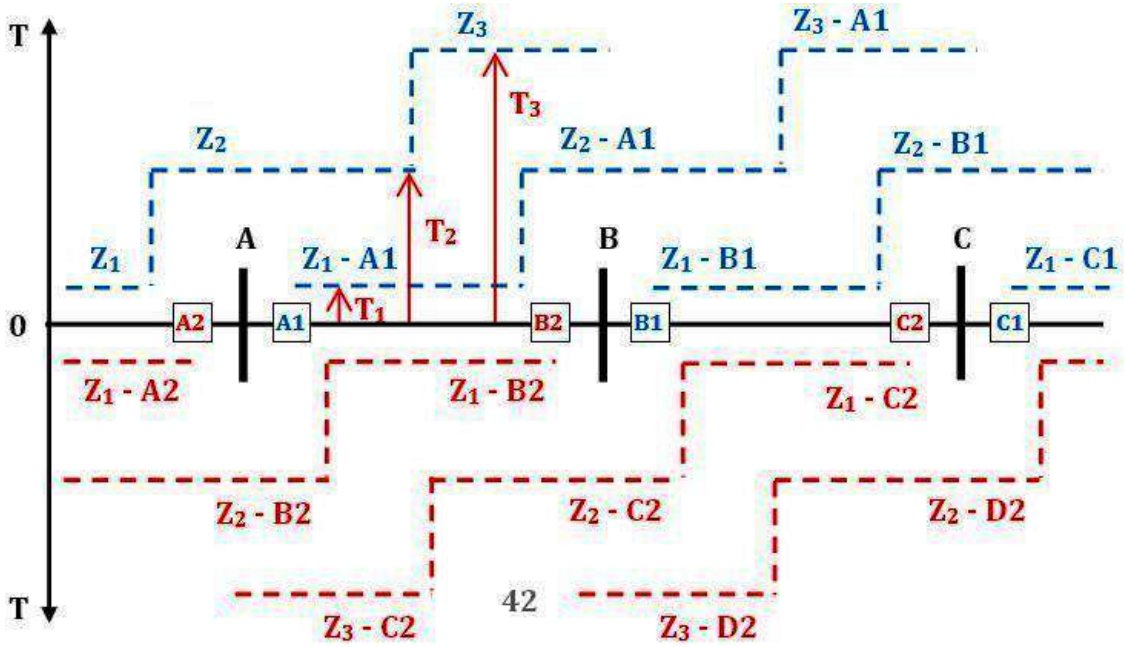


FIGURE 2.17 – **Zones de la Protection de distance**

2.6.5 Les erreurs de mesure dans la protection de distance

Les erreurs de mesure proviennent de tout le matériel qui intervient dans la détermination de la distance au moyen de l'impédance qui devrait y correspondre. Parmi ces erreurs on trouve [19] :

Variation des impédances le long de la ligne

Il est assez fréquent que des lignes soient constituées par la réunion, bout à bout, de deux ou plusieurs lignes d'armements différents. Les impédances directes, inverse et surtout homopolaire peuvent être différentes sur les divers tronçons.

De même, l'hétérogénéité du sol le long d'une ligne peut entraîner des variations locales en surface ou en profondeur de sa conductibilité électrique (sans compter la présence éventuelle de voies ferrées ou de conducteurs enterrés longeant la ligne sur tout ou partie de son parcours). Il peut en résulter des variations non négligeables de l'impédance homopolaire kilométrique [20] [19].

Les valeurs à retenir sont les valeurs globales, jusqu'aux points qui doivent correspondre à des limites de contrêle des relais, car c'est en ces points seulement que la précision est requise

pour les relais de protection.

Influence du couplage mutuel dans les lignes à double circuit

Lorsque deux lignes se trouvent sur le même pylône (ligne à double ternes) ou lorsqu'elles se trouvent proches l'un de l'autre (Figure 2.18), le courant homopolaire circulant dans l'une crée une tension homopolaire dans l'autre [21].

L'impédance mutuelle homopolaire Z_{0M} comporte un terme réel dû à l'élévation de potentiel du sol créé par le courant de terre des deux lignes, et un terme imaginaire représentant l'inductance mutuelle homopolaire entre les deux lignes. Son argument est plus faible que celui de l'impédance de la ligne Z_L, et même que celui de l'impédance homopolaire Z_0.

Dans ce cas, le défaut est vu plus loin qu'il n'est réellement. Par exemple, un défaut situé près du poste B peut être vu au-delà de la limite de deuxième zone.

D'où la possibilité, dans certaines protections, d'introduire une compensation à partir du courant résiduel de la ligne adjacente. En fait cette possibilité est peu utilisées, car le plus souvent les lignes ne se trouvent pas disposées en parallèle d'une extrémité à l'autre, et n'aboutissent pas dans les mêmes postes.

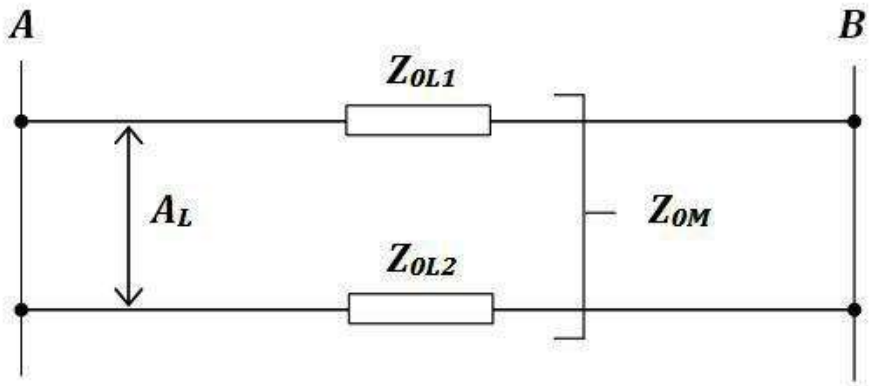


FIGURE 2.18 – **Ligne à double circuit (double terne)**

L'impédance mutuelle homopolaire de la ligne à double circuit sans fils de garde est donnée par l'équation suivante [12] :

$$Z_{0M} = \left(3 \cdot R_E + j\omega \cdot 6 \cdot ln\frac{\delta}{A_L}\right) \tag{2.6.1}$$

Avec :

— $\omega = 2\pi f$: Pulsation angulaire (s^{-1}) ;

— $\delta = 1650\sqrt{\frac{\rho}{\omega}}$: Profondeur de pénétration (m) ;

— ρ : Résistance spécifique de la terre $(\Omega.m)$;

— R_E : Résistance de terre (Ω/km) ;

— A_L : Distance entre les conducteurs.

Influence du rapport R/X

Les erreurs angulaires des transformateurs de tension (δ_U) et des transformateurs de courant (δ_I) provoquent une rotation de l'impédance de court-circuit vers l'axe des R, ce qui provoque une erreur négative (Dépassement) dans la mesure de X [12].

Avec un réglage élevé du rapport R/X, nous constatons une inclinaison importante de la droite de réactance X. En revanche, pour un rapport R/X faible, nous constatons une inclinaison importante de la droite de résistance [21].

Pour les lignes longues, nous cherchons à minimiser l'erreur sur la portée inductive afin d'éviter tout déclenchement intempestif, le Tableau 2.1 représente des paramétrages typiques pour le rapport R/X suivant la longueur de la ligne :

Longueur de la Ligne ou Câble	**Rapport R/X**
Câble Court : 0.5 à 3 km	3 à 5
Câble Long > 3 km	2 à 3
Ligne Courte < 10 km	2 à 5
Ligne < 100 km	1 à 2
Ligne Longue : 100 à 200 km	0.5 à 1
Ligne Longue > 200 km	≤ 0.5

TABLE 2.1 – **Réglage du rapport R/X**

Effets de la résistance de l'arc de défaut

La résistance de l'arc de défaut peut aussi avoir un impact sur les performances des relais de distance, comme on peut le voir sur le diagramme R/X suivant (Figure 2.19).

On notera que la résistance de l'arc de défaut sort l'impédance de défaut de la caractéristique de déclenchement du relais, de sort qu'il ne détecte pas cette situation.

L'effet de la résistance de l'arc est très significatif sur les lignes courtes où la protée du relais est faible. Il peut y avoir un problème si le défaut survient au bout de la portée [11].

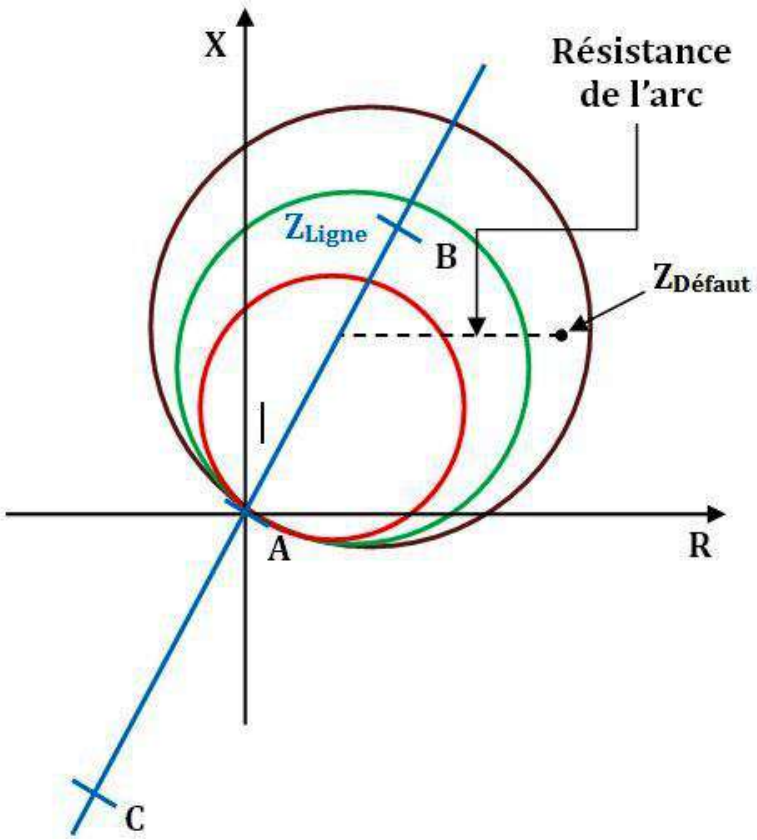


FIGURE 2.19 – **Effet de la résistance de l'arc**

Erreurs des réducteurs de courant

Si les réducteurs de mesure ont en général une bonne précision dans les conditions normales d'exploitation, les réducteurs de courant surtout sont susceptibles de fausser la mesure d'impédance lors des défauts qui produisent de très fortes intensités.

Dans ce cas, en effet, les circuits magnétiques se saturent et les courants qui alimentent le relais peuvent être réduits de 3 % au moins [22], [19].

Influence de la charge

Le courant de charge peut aussi être exprimé sous forme l'impédance par la simple application de la loi d'Ohm. On peut voir sur le diagramme R/X la présence d'une zone grisée dont les limites angulaires sont déterminées par le facteur de puissance de la charge[11].

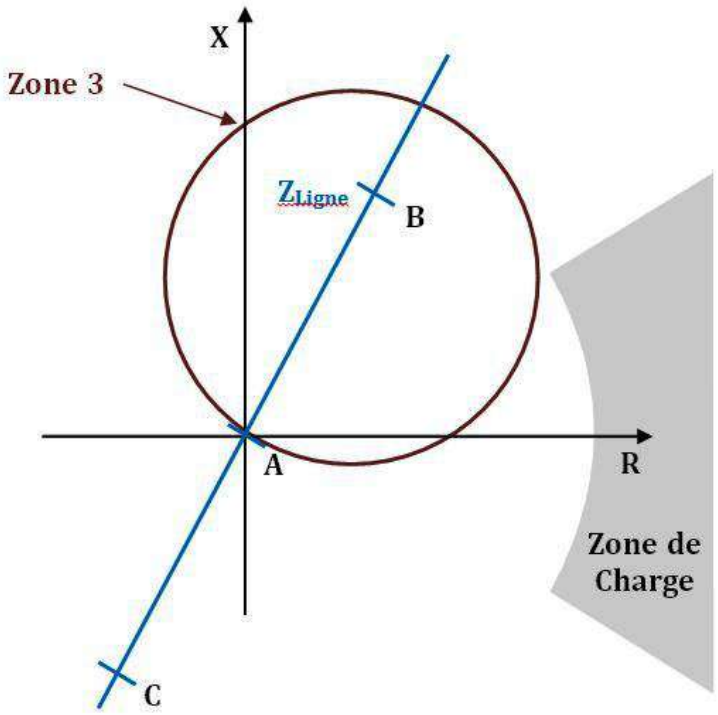


FIGURE 2.20 – **Empiétement de la charge**

Lorsqu'on configure des relais de distance, particulièrement en Zone 3 qui a la plus longue portée, il est important que leurs caractéristiques n'empiètent pas sur la zone de charge, sinon des déclenchements inutiles pourraient survenir immanquablement (Figure 2.20)

2.6.6 Fonction associées aux protections de distance

Fonction mise en route et sélection de phase

La mise en route permet de discriminer les défauts résistants des fonctionnements stables hors défaut les plus contraignants, c'est à dire les reports de charge temporaires lors d'un défaut sur une ligne voisine.

Le sélecteur de phase détermine la, ou les phases en défaut. Dans la plupart des protections ces deux fonctions sont réalisées par le même élément. Or la sélection de phase ne fonctionne

pas bien avec les impédances définies pour les mesures de distance car le courant de défaut intervient dans les boucles saines. C'est pourquoi on utilise généralement des caractéristiques tracées dans les plans d'impédance : V_A/I_A ; V_B/I_B ; V_C/I_C ; $(V_A - V_B)/I_A$; $(V_B - V_C)/I_B$; $(V_C - V_A)/I_C$ [21].

Mais dans certaines protections, la sélection de phase est réalisée par un élément distinct de la mise en route. Dans ce cas la mise en route est réalisée à partir des mêmes impédances que la mesure de distance.

Les protections peuvent comporter soit 3 éléments de mise en route impédance-métrique, commutés par un relais de courant homopolaire et servant à la sélection de phase, soit 6 éléments de mise en route impédancemétriques fonctionnant en parallèle et un relais de courant homopolaire, la sélection de phase étant élaborée à partir des informations de ces éléments, soit 6 boucles de mise en route, 6 boucles de sélection de phase, et un relais de courant homopolaire.

Fonction mesure de distance

Un relais de mesure de distance est un relais à minimum d'impédance dont le rôle est de faire une mesure assez précise de l'impédance de la boucle de circuit en défaut avec une erreur de l'ordre de 5 %, alors que les relais de mesure de mise en route ont en général une erreur de mesure de 10 à 15 %. Cette précision est obtenue en réduisant l'influence des principales causes d'erreur telles que la résistance de défaut, le courant de transit, les distorsions des signaux dues au régime transitoire, afin d'évaluer au mieux la distance entre le point de mesure et l'endroit du défaut

Fonction directionnelle

Il est réalisé par comparateur de phase entre un courant supposé en phase avec le courant de défaut et une tension aussi peu affectée que possible par le défaut, par exemple la tension directe. Cette tension est généralement maintenue par un système de mémoire afin de permettre une orientation correcte, même en cas de défaut triphasé prés du poste où se trouve la protection [21].

Fonction anti-pompage

Le pompage est un phénomène d'oscillation de puissance entre deux parties du réseau dù à une rupture de synchronisme ou à l'oscillation d'un groupe à la suite d'un défaut.

La fonction antipompage est quelquefois réalisée par un relais d'antipompage indépendant. Souvent cette fonction est liée à la fonction de mise en route.

Lors d'un tel phénomène, le vecteur représentatif de l'impédance de transit d'une ligne qui n'est pas en défaut peut traverser une zone de fonctionnement du relais de distance. Or, dans ce cas, le relais ne doit pas émettre d'ordre de déclenchement triphasé qui risquerait d'accroître, par rupture d'une liaison électrique, la perte de stabilité du réseau. Le relais d'antipompage verrouille le déclenchement triphasé du relais de distance dès l'apparition d'un phénomène d'oscillation important.

Le principe de fonctionnement le plus souvent retenu est la mesure du temps Δt de passage de l'extrémité du vecteur impédance $\overrightarrow{OM}$ entre deux caractéristiques concentriques, la caractéristique intérieure est celle de mise en route (Figure 2.21).

Si le temps de passage Δt du point M de A à A' est supérieur à une temporisation, il y a présomption de pompage et verrouillage de la protection.

Dans certaines protections, ce verrouillage est supprimé à partir d'un certain seuil de courant homopolaire I_0 pour permettre, en présence de pompage, l'élimination d'un défaut monophasé sur la liaison par un déclenchement monophasé, la liaison électrique étant alors conservée sur les deux autres phases.

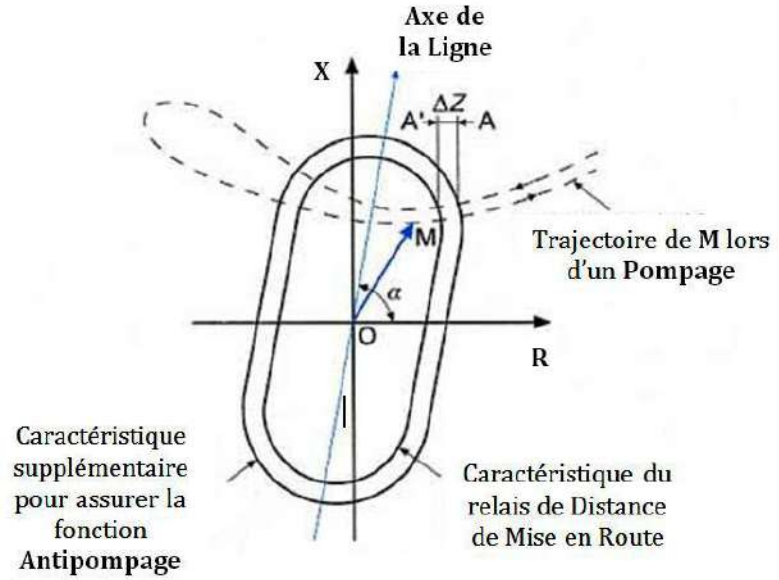


FIGURE 2.21 – **Principe de la détection de pompage**

Fonction surveillance tension

Si un réducteur de tension est défaillant, ou si son circuit secondaire est coupé, la boucle correspondante de la protection reçoit une tension nulle, et un courant non nul. Elle voit donc une impédance nulle, et émet un ordre de déclenchement. Deux systèmes sont utilisés pour éviter cet inconvénient [21] :

A. Chaque phase est protégée par un fusible :

La mise hors tension d'une phase provoque l'apparition d'une tension homopolaire, alors que les courants restent équilibrés. Cette situation provoque le verrouillage de la protection. Notons que pour vérifier que les courants sont équilibrés, on vérifie non seulement l'absence de courant homopolaire, mais aussi l'absence de courant inverse, pour pallier les cas où le réseau situé en aval de la protection fonctionne à neutre isolé,

B. les trois phases sont protégées par un disjoncteur triphasé :

Le disjoncteur doit alors posséder un contact auxiliaire qui s'ouvre avant les contacts principaux. L'ouverture de ce contact provoque le verrouillage de la protection.

Fonction déclenchement rapide sur enclenchement sur défaut

Pour accélérer le fonctionnement de la protection de distance lors d'une fermeture du disjoncteur sur défaut (enclenchement manuel intempestif d'un ouvrage mis à la terre à la suite de travaux ou réenclenchement sur défaut), la protection reçoit l'information enclenchement du disjoncteur et, s'il y a en même temps fonctionnement du relais mise en route, la protection émet instantanément un ordre de déclenchement triphasé.

Fonction détection des défauts résistant

Les défauts résistants sur les lignes, qui peuvent mettre en cause la sécurité des personnes s'ils ne sont pas éliminés rapidement, sont souvent mal détectés par les relais à minimum d'impédance. Aussi, dans les protections statiques modernes, les constructeurs proposent-ils un module optionnel de détection des défauts résistants souvent constitué par un relais de courant homopolaire à temps inverse très sensible. Il a une temporisation fixe de base pour éviter son fonctionnement lors d'un cycle de réenclenchement monophasé. L'ajustement du relais aux caractéristiques du réseau est obtenu en sélectionnant une courbe caractéristique à temps inverse parmi celles disponibles dans le relais.

Cette fonction est traitée aussi par la protection complémentaire qui utilise un autre principe de mesure.

Fonction Réenclencheur

Les protections de distances actuelles intègrent en général une fonction réenclencheur. La fonction réenclencheur (ANSI 79) est destinée à l'élimination des défauts fugitifs et semi-permanents de lignes aériennes, qui sont statistiquement nombreux, de l'ordre de 95 % des défauts [21], en limitant au minimum le temps d'interruption de service. Elle génère automatiquement des ordres de refermeture de disjoncteur pour réalimenter une ligne aérienne après défaut, et procède en plusieurs étapes :

— A l'apparition du défaut, déclenchement du disjoncteur pour mise hors tension du circuit ;

— Temporisation nécessaire à la reconstitution de l'isolement à l'endroit du défaut, de

l'ordre d'1 seconde ;

— Réalimentation du circuit par réenclenchement du disjoncteur.

Si le réenclenchement échoue, il est très probable que le défaut soit permanent et la protection arrête de réenclencher aprês une ou plusieurs tentatives [21]. L'activation du réenclenchement est assurée par les protections des liaisons. Le réenclencheur peut être monophasé et/ou triphasé [23].

Fonction logiques principales de la protection

Ces fonctions constituent une partie importante de la protection ; elles déterminent largement les performances de l'équipement. Chaque constructeur s'efforce d'avoir une logique efficace qui permette d'éliminer sélectivement tous les types de défaut, quels que soient le mode d'exploitation et la méthode de mise à la terre du réseau. les fonctions logiques et les fonctions mesure d'une protection de distance.

Les fonctions principales sont :

— La sélection de phase pilotée par les relais de mise en route et les relais de courant homopolaire ou courant inverse ;

— La logique programmable de traitement de l'émission et de la réception de signaux de commande de la protection située à l'autre extrémité de la ligne pour réaliser les différents schémas de protections à signaux de commande ; elle utilise les informations de la fonction directionnelle ;

— La logique de déclenchement pour donner un ordre de déclenchement monophasé pour tout défaut monophasé et un ordre triphasé pour tout défaut polyphasé sur la zone protégée.

2.7 Conclusion

Les techniques de protection sont nombreuses et variées et il convient de bien les connaître avant de faire un choix. C'est ce qui a été évoqué dans ce chapitre utile pour la suite de ce travail.

La protection des réseaux électriques nécessite la mise en œuvre de nombreuses et différentes techniques dont l'organisation, ou plan de protection, nécessite les compétences de spécialistes.

En effet, ce travail impose de connaître les règlements et les normes, mais aussi de concilier des aspects technico-économiques qui parfois s'opposent aux premiers.

Ces spécialistes doivent satisfaire le besoin de l'exploitant en termes de sécurité et de disponibilité de l'énergie électrique.

L'atteinte de cet objectif de sûreté dépend pour une très grande part de la sélectivité entre les dispositifs de protection.

Chapitre 3

Discussion, Résultats et les essais fonctionnels

3.1 Introduction

Dans ce chapitre, on va présenter en première partie le système de communication interne (inter-dialogue) entre deux protections de distance numérique PP1 (7SA612) et PP2 (REL316), installées dans une travée ligne 220 kV.

La deuxième partie on discutera les résultats des essais fonctionnels réalisés par un équipement de test par injection marque Omicron type CMC356, et cela via des résultats des graphes explicatifs.

3.2 Présentation des protections principales SIEMENS et ABB

3.2.1 But des deux protections

Les protections de distance numérique sont destinées à assurer la sélectivité des réseaux à neutre connecté directement à la terre.

Ces protections offrent des caractéristiques spécialement adoptées aux lignes de tout type longues ou courtes, un temps rapide de déclenchement quelle que soit la position du défaut par rapport à la limite de distance surveillée.

3.3 Programmation et paramètres des deux protections de distance numérique 7SA612 et REL316*4

3.3.1 Programmation et paramètres de la protection principale N°1 : 7SA612

Pour la programmation nous avons utilisé un logiciel, DIGSI V4.88 de SIEMENS :

— Le DIGSI 4 Manager est un outil graphique pour gérer des composantes au sein des systèmes de protections SIEMENS. Il sert à gérer.

— Des appareils SIEMENS SIPROTEC 2, SIEMENS SIPROTEC 3 et SIEMENS SIPROTEC 4 avec leurs données.

3.3.2 Programmation et paramètres de la protection principale N°2 : REL316*4

Pour la programmation nous avons utilisé un logiciel, CAP2/316 de ABB et nous avons suivi les étapes suivantes :

Réglages par défaut du CAP2/316

Les réglages par défaut de la communication avec le relais sont : 9600 bauds, $PortCom1$, langue anglaise, protocole $TC57$, type d'appareil RE.316.

Lancement du CAP2/316 en différé

L'utilisateur doit choisir le type d'appareil en mode différé. Le CAP2/316 peut être réglé en mode différé normal ou en mode simulé.

En mode normal différé, le CAP2/316 peut être utilisé pour établir un réglage de relais.

En mode simulé, le CAP2/316 montres aussi une partie de sa fonctionnalité seulement disponible en mode direct, par exemple : Affichage de mesures, liste d'événements.

Lancement du CAP2/316 en direct

En mode direct, le type d'appareil est lu depuis celui-ci. Il est aussi possible de régler le CAP2/316 en mode différé ou simulé.

3.4 Câblage

Câblage de la protection REL316*4 de ABB (Figure 3.1)

À câbler est constitue par :

— Des entrées-sorties analogiques qui relie des transformateurs de mesures aux borner entrées-sorties courants $[T1, T2, ...T8]$ et entrées tensions borner $[T11, T12, ...T14]$,

— Des entrées binaires qui sont des optocoupleurs $[OC101, OC102, ...OC104]$ et $[OC201, ...OC208]$,

— Des sorties binaires qui sont des relais $(S101, S102, ...S110)$, $[S201, S202, ...S206]$ et $[C101, C101, C201, C202]$,

— Une prise pour l'alimentation du courant continu $(127Vcc)$.

Câblage de la protection 7SA612 de SIEMENS (Figure 3.2)

À câbler est constitue par :

— Des entrées-sorties analogiques qui relie des transformateurs de mesures aux borner entrées-sorties courants $[IL1, IL2, ...I4]$ et entrées tensions borner $[VL1, VL2, ...V4]$,

— Des entrées binaires qui sont des optocoupleurs $[BI1, BI2, ...BI21]$,

— Des sorties binaires qui sont des relais $[BO1, BO2, ...BO24]$ et WD,

— Une prise pour l'alimentation du courant continu $[127Vcc]$.

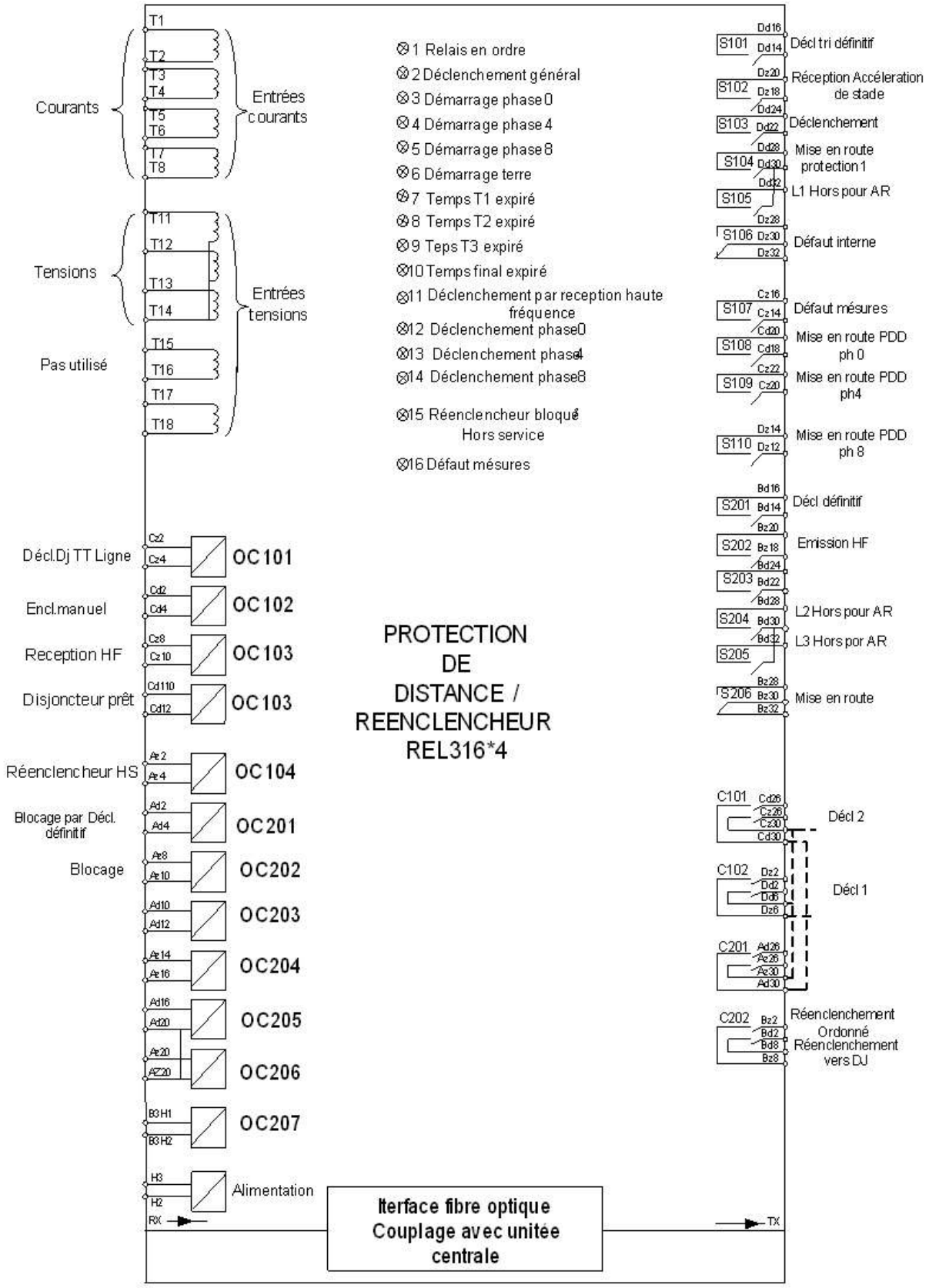


FIGURE 3.1 – **Schéma technologique de la protection de distance numérique REL316*4**

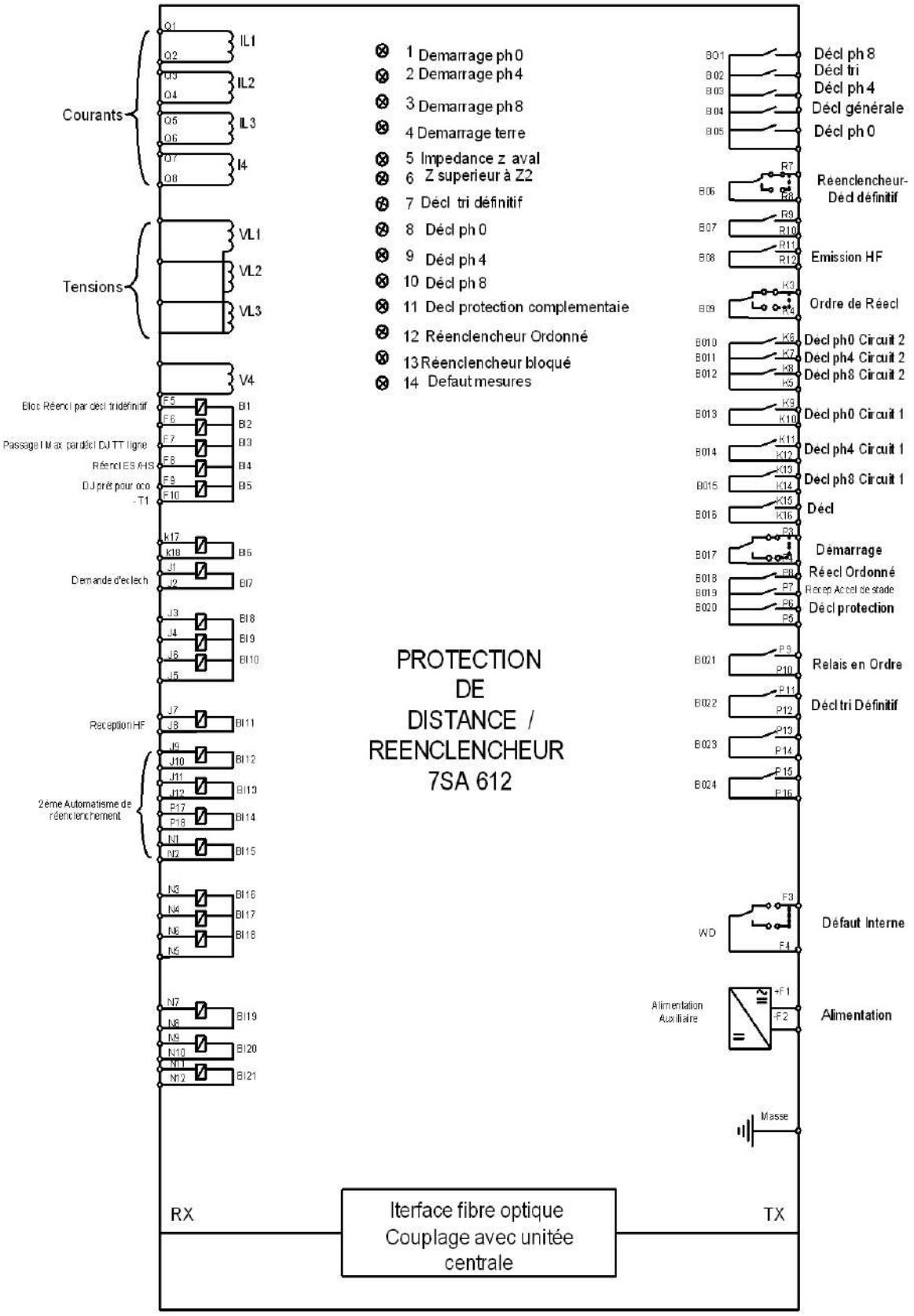


FIGURE 3.2 – **Schéma technologique de la protection de distance numérique 7SA612**

3.5 Pont de fonctionnement PP1, PP2 avec deux réenclencheurs

3.5.1 Schéma

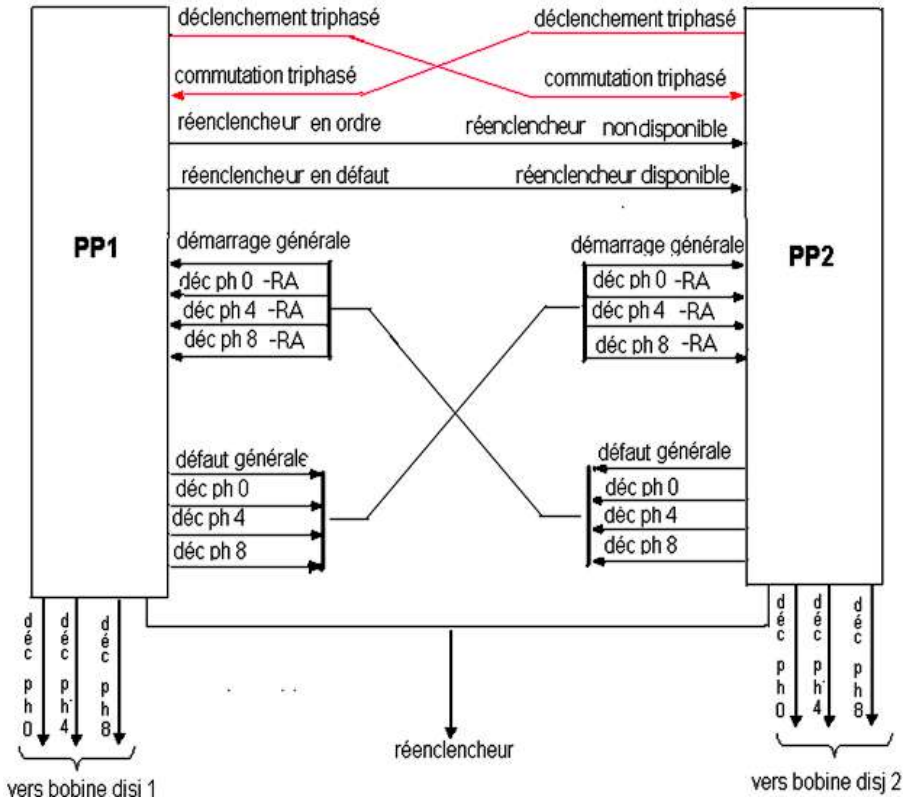


FIGURE 3.3 – **Pont de fonctionnement PP1, PP2 avec deux réenclencheurs**

3.5.2 Le principe de fonctionnement

Les échanges d'informations entre PP1 et PP2 via les entrées binaires et les contacts de sorties permettent d'obtenir les fonctions suivantes :

— PP1 peut faire fonctionner le réenclencheur de PP2.

— de même PP2 peut actionner le réenclencheur de PP1.

— verrouillage des réenclencheurs et commutation triphasé sans réenclenchement en cas de déclenchement de plus de deux phases.

3.5.3 Objectif

Réussir des réenclenchement automatique lors des défauts fugitifs a chaque fonctionnement de ligne ou de l'une des deux protections (PP1 et PP2).

3.5.4 Le paramétrage

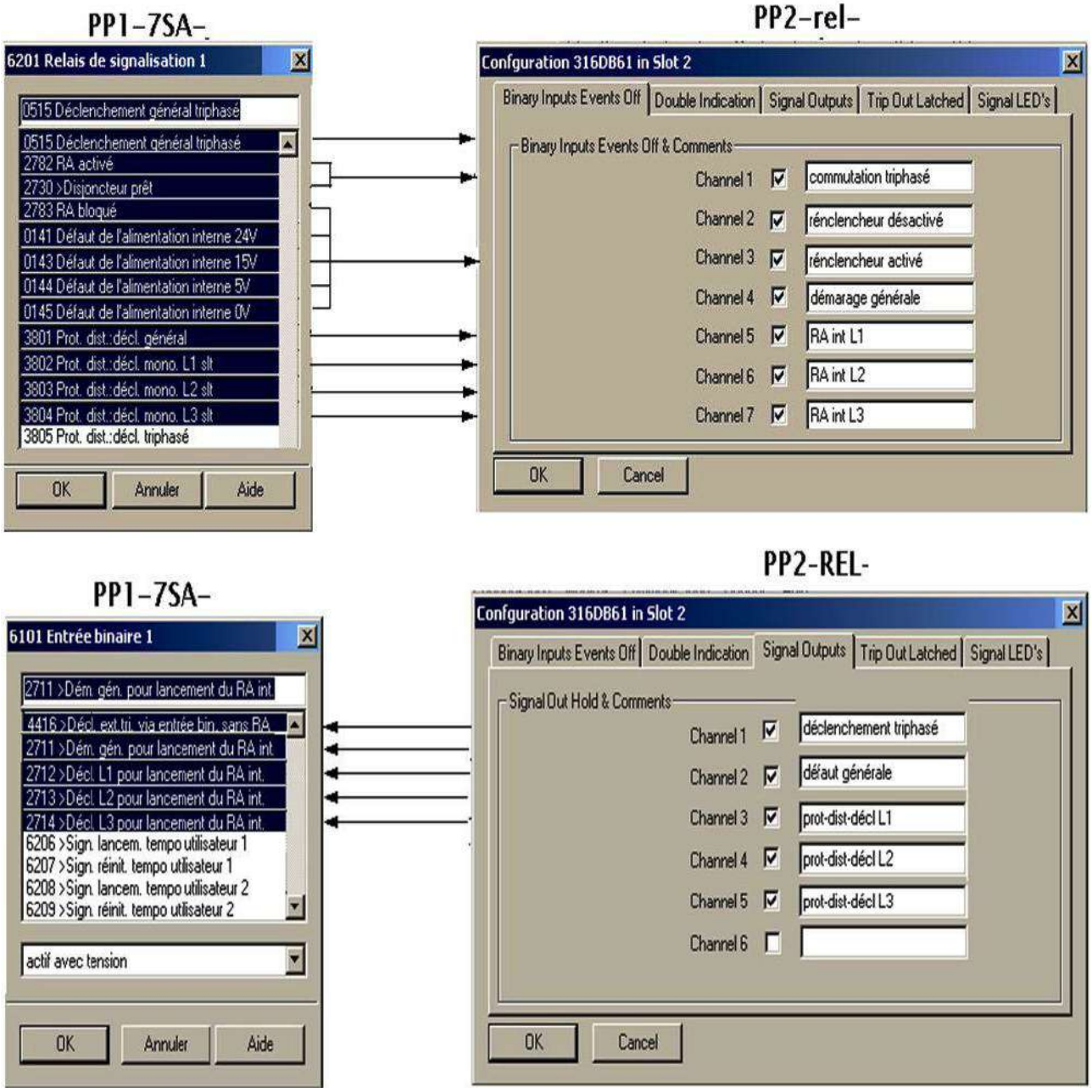


FIGURE 3.4 – **Paramétrage de PP1et PP2 avec deux réenclencheurs**

Le schéma de la Figure 3.5 représente le dialogue inter protection et la répartition tensions-courants.

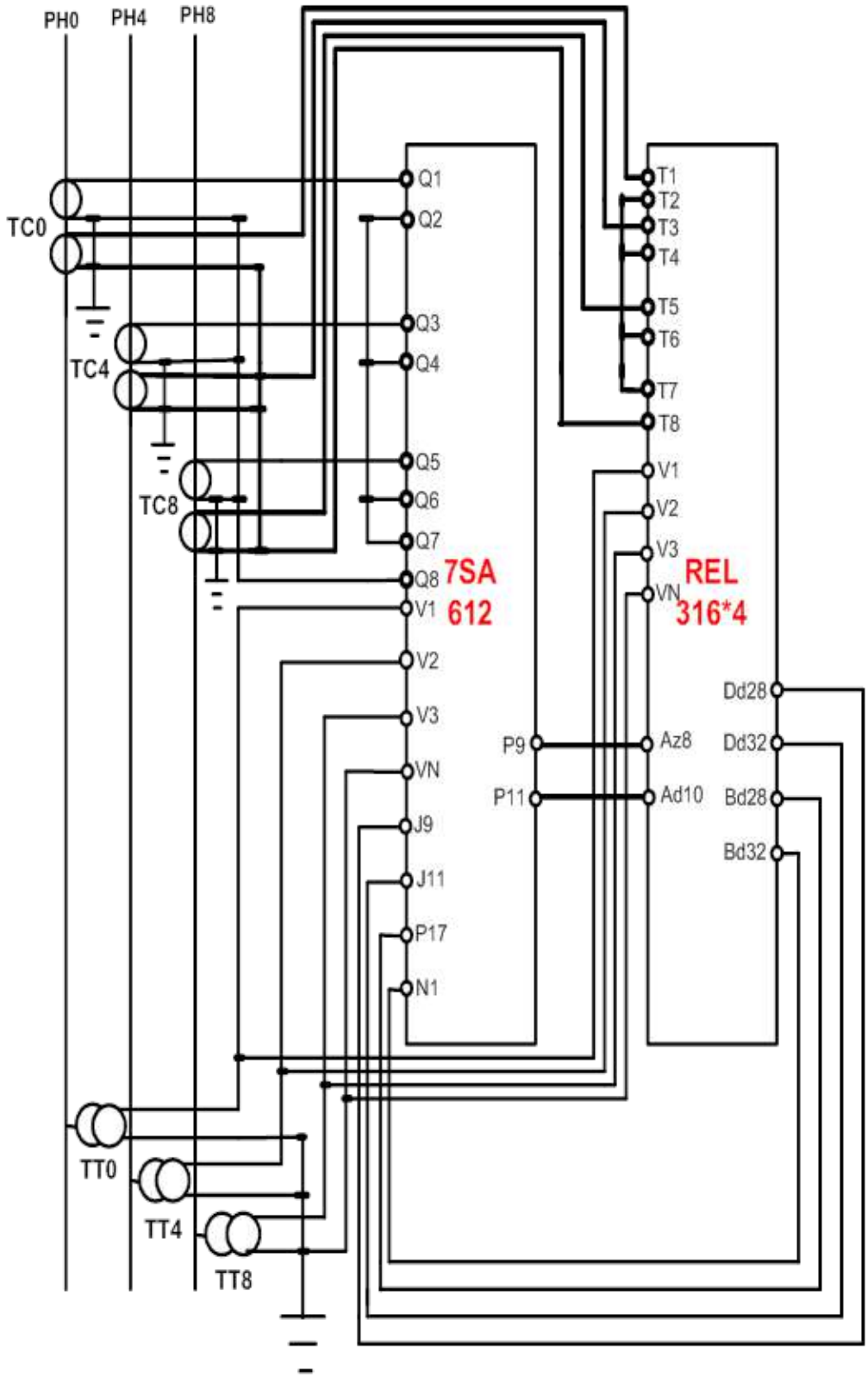


FIGURE 3.5 – **Schéma de dialogue inter protection et répartition tensions-courants**

3.6 Ponts de fonctionnement de PP1, PP2 et défaillance de disjoncteur

3.6.1 Schéma

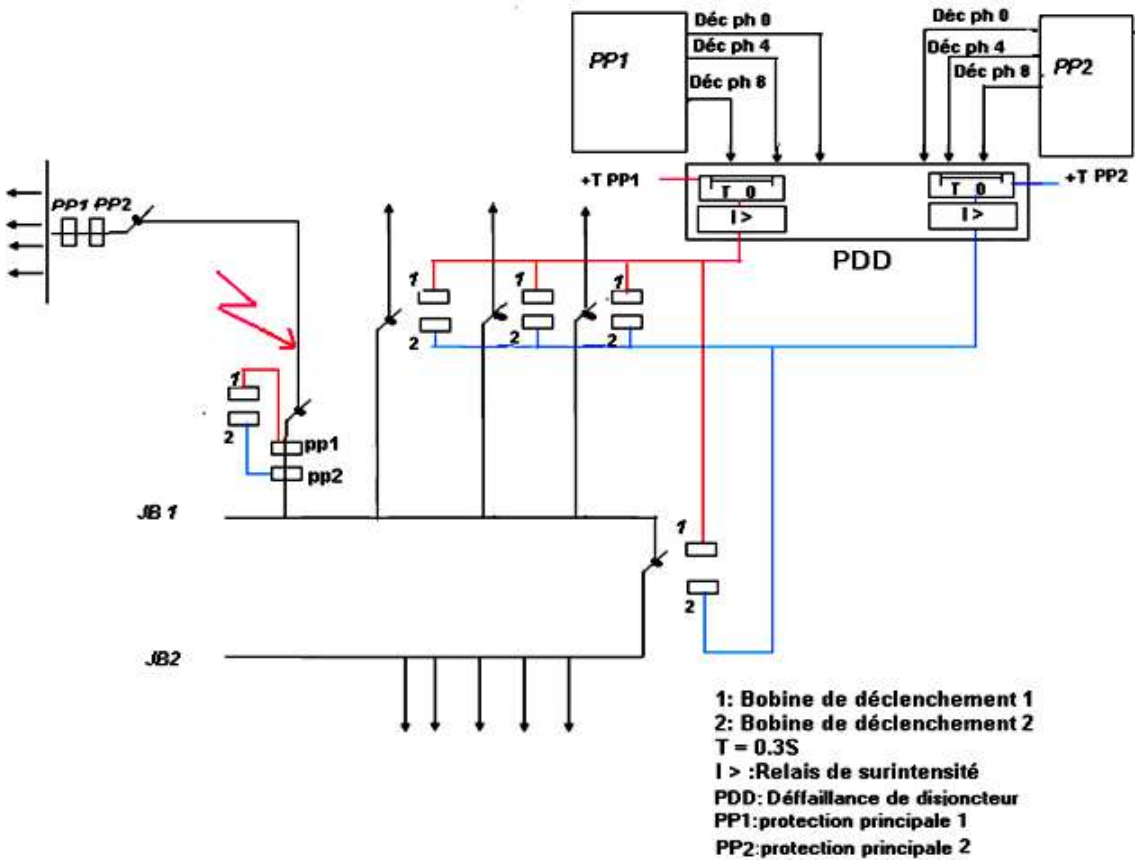


FIGURE 3.6 – **Schéma de câblage de PP1, PP2 et défaillance disjoncteur**

3.6.2 Le principe de fonctionnement

Lorsque les protections de distance PP1 et PP2 génèrent des ordres de déclenchement suite a un défaut sur la ligne a protégé. Ces ordres sont directement envoyés aux bobines de déclenchement (B1 et B2) du disjoncteur de manière simultanée, et également transmises.

La protection contre défaillances disjoncteur, une temporisation de 0,3 seconde est alors lancée, cette temporisation s'écoule d'une manière interrompu tant que les ordres de déclenchements sont présent, et tant qu'un courant circulant au travers le disjoncteur.

En fonctionnement normal, le disjoncteur réagira aux ordres de déclenchements de manière a éliminer le défaut, et par conséquent, interrompue la circulation du courant.

Le seuil de détection de courant retombe après l'élimination du défaut. ce qui permet la retombée de la temporisation avant qu'elle n'atteigne son terme.

Si les ordres de déclenchements des protections PP1 et PP2 ne sont pas exécutés (cas de défaillance de disjoncteur) le courant continue de circuler et la temporisation parvient a échéance.

La protection contre les défaillances disjoncteur émet alors des ordres de déclenchements agissant sur le disjoncteur de couplage et les disjoncteurs adjacents.

3.6.3 Objectif

La communication entre PP1, PP2 et PDD va limiter le déclenchement de la protection défaillance disjoncteur qui en cas de fonctionnement peut entraîné un black out au niveau du poste d'interconnexion.

3.6.4 Le paramétrage

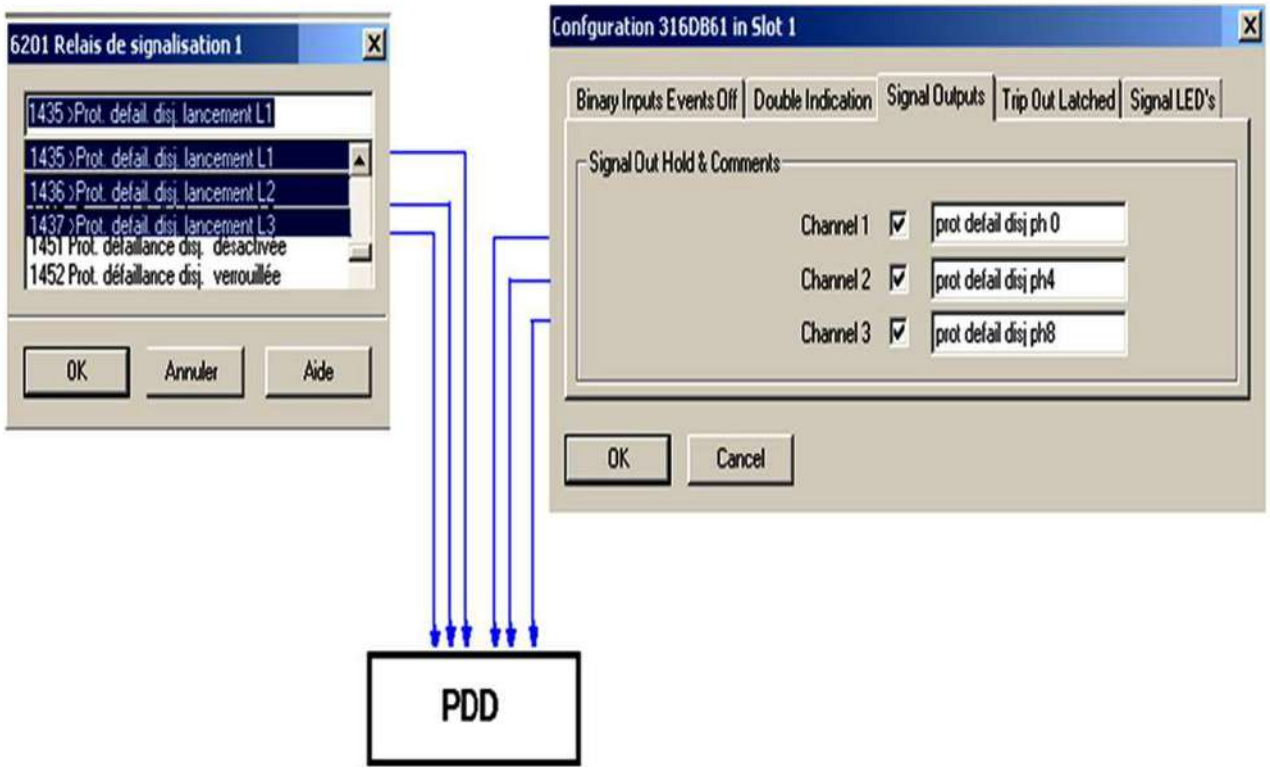


FIGURE 3.7 – **Paramètres de PP1, PP2 et défaillance disjoncteur**

3.7 Pont de fonctionnement de télé-action entre protections principales poste A, protections principales poste B

3.7.1 Schéma

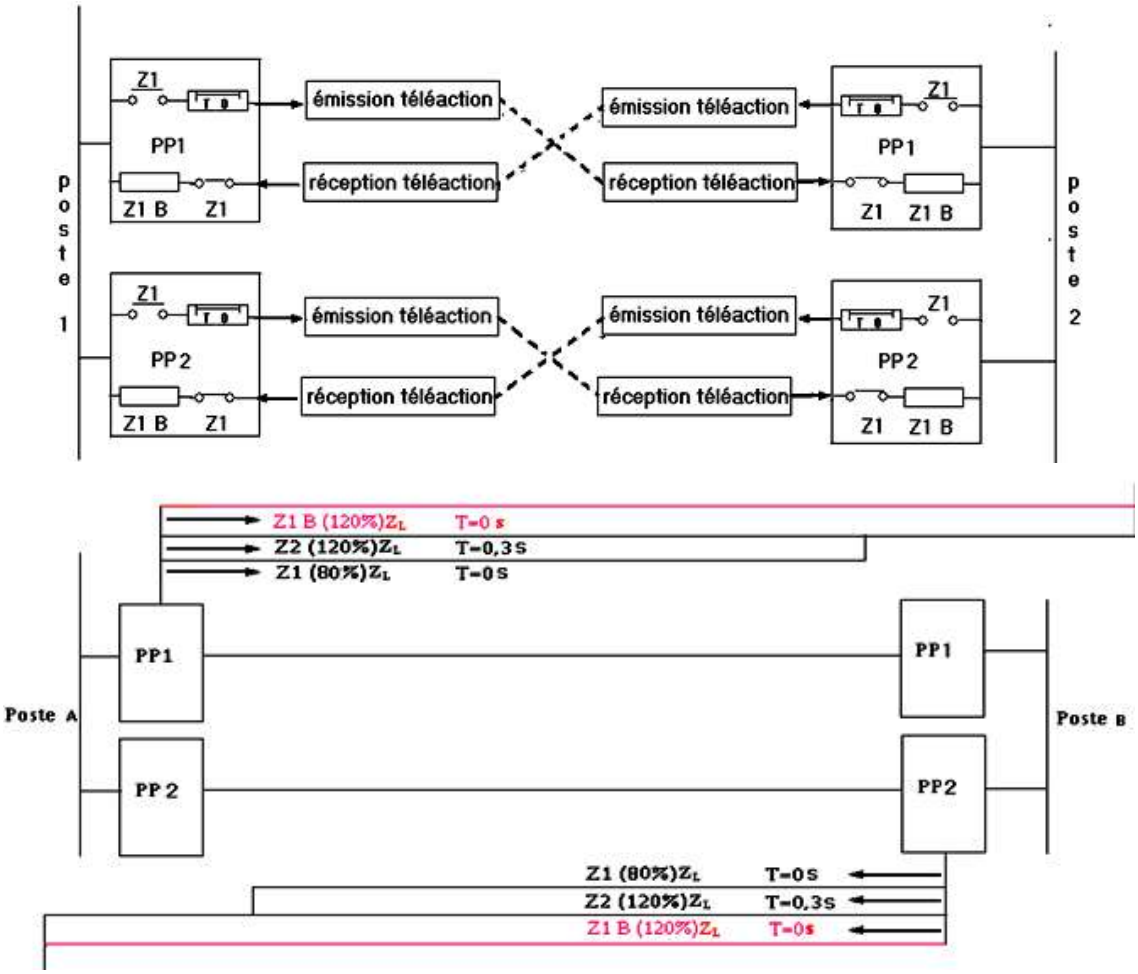


FIGURE 3.8 – **télé-action entre protections principales poste A, protections principales poste B**

3.7.2 Le principe de fonctionnement

La Figure 3.11 représente schéma de l'accélération par domaine de mesure élargi.

En cas de défaut dans la zone1 (Z1) un signal d'accélération est envoyé a l'extrémité opposée le signale reçu provoque le déclenchement en Z1B, si le défaut dans la direction AVAL configurée,

Le signale émie peut être prolongé de Ts a fin de compenser d'éventuelles divergence entre les temps des zones Z1, Z2 et Z1B.

Les défauts apparaissant sur la ligne, mais en dehors de la première zone, ne peuvent être déclenchés sélectivement qu'a l'issue d'une temporisation T2 =0.3s ; le déclenchement rapide et Sélectif de défaut n'est pas possible non plus sur la ligne plus courte que la plus petite distance réglable.

A fin de garantir néanmoins le déclenchement instantané et sélectif par la protection de distance peut échanger des information avec le poste en vis a vis et les traiter selon schéma de télé-action ceci peut être réalisé par voie a l'aide de contacte de réception et d'émission, la transmission des signaux peuvent être effectuée par l'intermédiaire d'une liaison haute fréquence que SONELGAZ utilise sur les lignes de transport d'électricité.

3.7.3 Objectif

La télécommunication entre les protections d'un poste A avec celle du poste B à pour but de faire fonctionner la protection qui déclenche sélectivement et instantané en cas de défaut a 100% de la ligne.

3.7.4 Le paramétrage

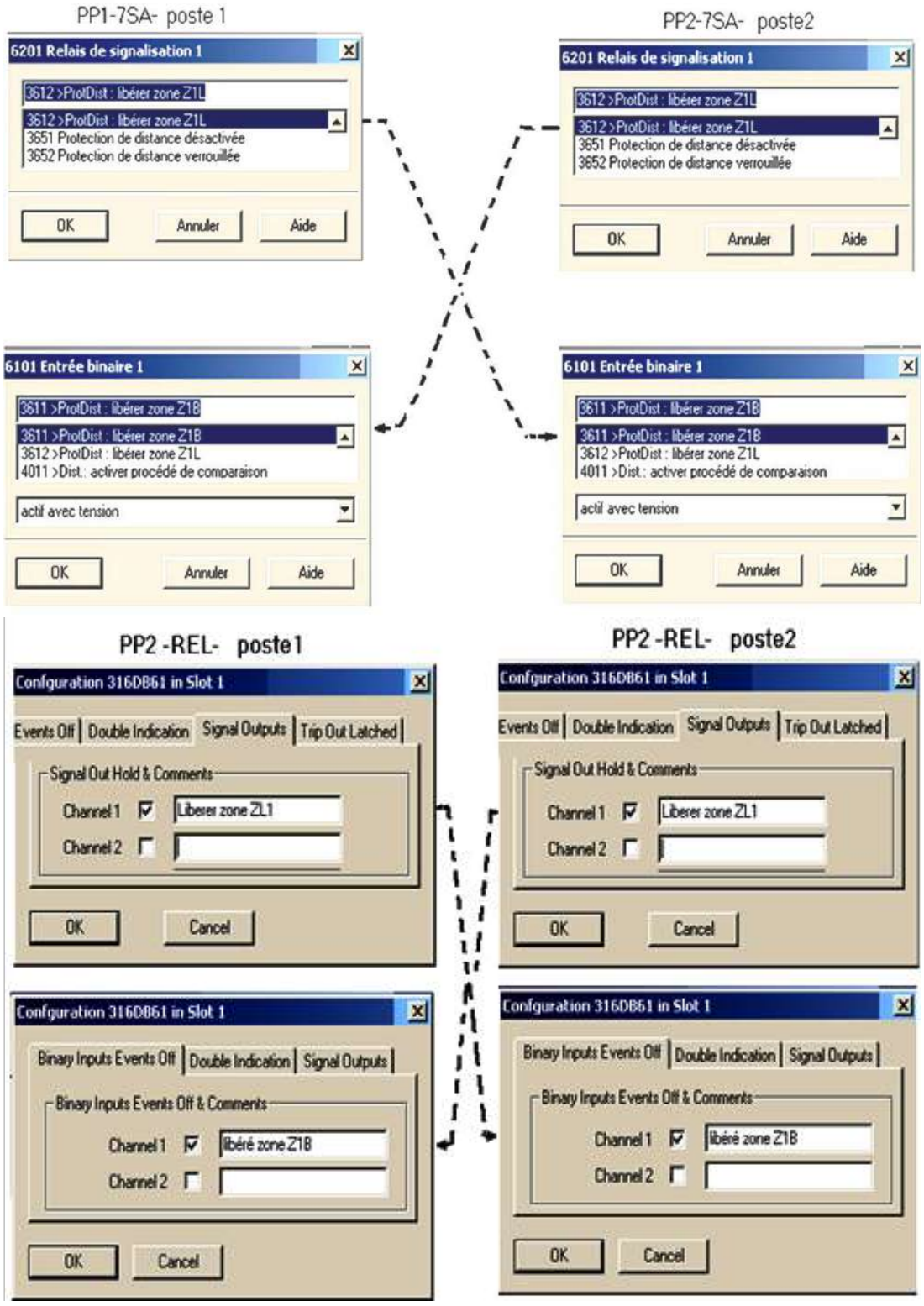


FIGURE 3.9 – **Paramétrage de la télé-action entre PP poste A, PP poste B**

3.8 Caisse d'injection numérique CMC356 OMICRON

3.8.1 Matériels utilisés

Les simulations sont faits à l'aide (Figure 3.11) :

— Caisse d'injection CMC356 plus (constructeur OMICRON).

— Microordinateur (PC).

— Deux protections de distance numérique Siemens 7SA612 et ABB REL316*4.

— Câbles de communication (PC et Caisse).

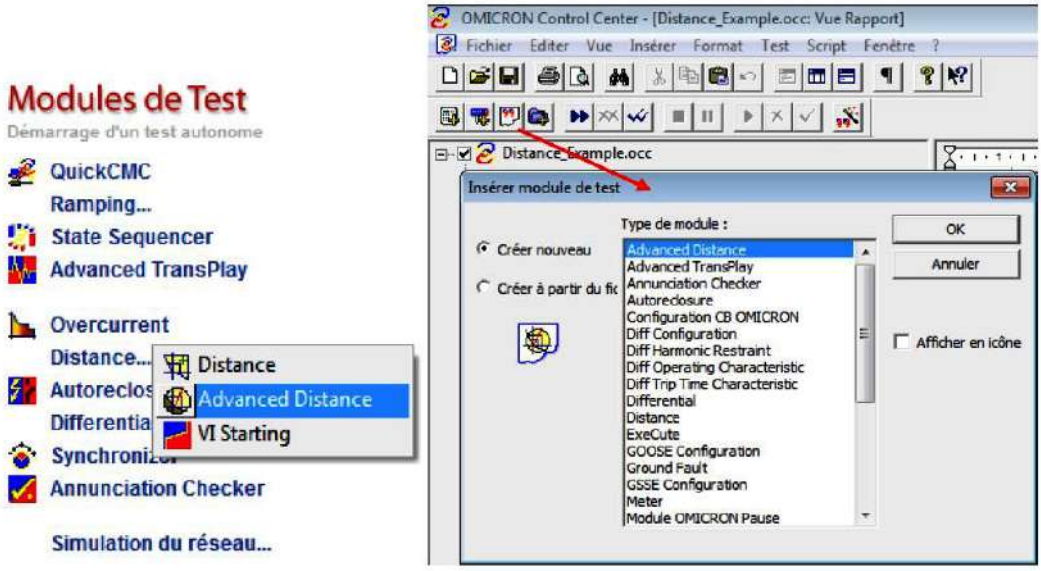


FIGURE 3.10 – **Le module de test**

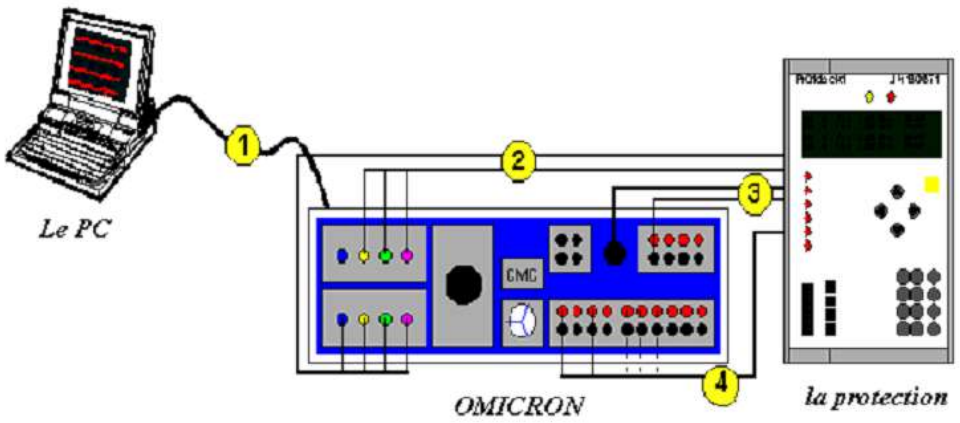


FIGURE 3.11 – **Matériels utilisés [24]**

Caisse d'injection numérique type CMC356 OMICRON

Le CMC356 est un appareil de test piloté par un microordinateur et prévu pour le test des [24] :

— Relais de protection.

— Transformateurs.

— Compteurs.

Outre les fonctions de test, des fonctions de mesure de haute performance pour dix entrées analogiques [0Hz (CC).....10kHz] sont offertes en option.

Le CMC356 fait partie de (OMICRON Test Universel), qui comporte également un microordinateur personnel, les logiciels de test et, s'il faut, des amplificateurs externes.

Le CMC356 offre une flexibilité et une adaptabilité totales pour les diverses applications de tests.

Composants du système

— CMC356 avec câble d'alimentation (secteur).

— câble de raccordement CMC356 avec PC (fourni).

— câble de raccordement CMC356 avec l'équipement à tester.

3.9 Donnés de protection de distance

En étudiant la protection de distance la ligne de 220 KV entre le poste BERROUAGHIA et le poste AIN OUSSARA au niveau de GRTE/DTE/AL (SONELGAZ).

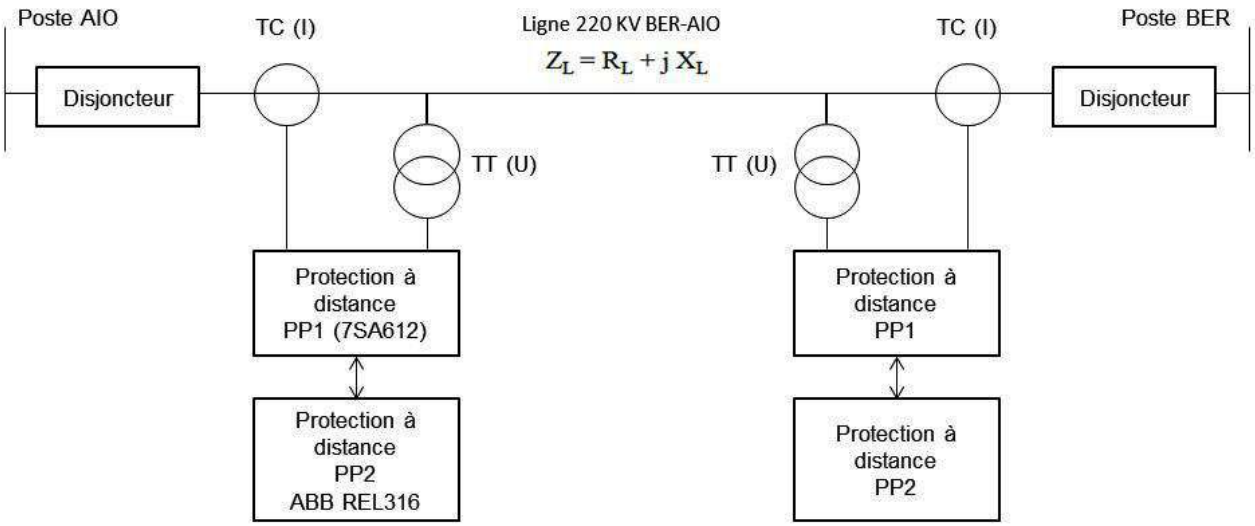


FIGURE 3.12 – **Modèle de ligne de transport de 220 KV entre BERROUAGHIA et AIN OUSSARA**

3.9.1 Donnés de la ligne étudiée

— Tension nominale : $U_n = 220KV$.

— Fréquence nominale : $f = 50Hz$.

— Longueur de la ligne : $l = 105km$.

— Point Neutre mis à la terre : Mis à la terre.

— Résistance de la ligne : $R_L = 0,112\Omega/km$.

— Résistance direct et inverse : $R_1 = R_2 = 0,112\Omega/km$.

— Résistance homopolaire : $R_o = 3 * R_1 = 0,336\Omega/k$.

— Réactance de la ligne : $X_L = L\omega = L2\Pi f = 0,42\Omega/km$, donc $L = 0,0013369H/km$.

— Réactance directe et inverse : $X_2 = X_1 = 0,42\Omega/km$.

— Réactance homopolaire : $X_o = 3X_1 = 3 * 0,42 = 1,26\Omega/km$.

— L'inductance directe et inverse : $L1 = L2 = 0,0013369H/km$.

— L'inductance homopolaire : $L_o = 3 * L_1 = 0,004010H/km$.

— Capacité de la ligne : C'est négligé parce que la ligne est moyenne.

— Impédance de la ligne : $Z_L = R_L + jX_L = 0,112 + j0,42\Omega/km$.

— L'ange de la ligne $\varphi_L = Arctg(X_L/R_L) = 75^\circ$.

— La section de conducteur : $s = 1 * 411mm^2$.

— Type de métal de la ligne est : ALMELEC.

— Résistance de pylône : $R_{pyl} = 25\Omega$.

— Résistance d'arc : $R_{arc} = 80\Omega$ pour les défauts phase - phase et 100Ω pour les défauts phase-terre Pour cette résistance R_{arc} et R_{pyl} se sont des valeurs mesurées.

— Courant maximal de la ligne : $I_{max} = 710A$

— Tension minimale : $U_{min} = 200KV$

— Tension maximale : $U_{max} = 245KV$

3.9.2 Donnés de la Travée ligne

— Rapport de transformation de TT : $k_{TT} = 220kV/\sqrt{3}/100V/\sqrt{3} = 2,2kV$.

— Rapport de transformation de TC : $k_{TC} = 1200A/1A = 1200A$.

— Rapport de transformation d'impédance : $k_Z = k_{TT}/k_{TC} = 2200/1200 = 1,83333$.

— Coefficient d'adaptation de résistance :$k_r = R_T/R_L = 1/3[(R_o/R_1) - 1] = 0,667$.

— Coefficient d'adaptation de réactance : $k_x = X_T/X_L = 1/3[(X_o/X_1) - 1] = 0,667$.

— Facteurs d'impédance de terre complexes : $k_o = 1/3((Z_o/Z_1) - 1) = 0,667$.

3.10 Détermination des différentes zones de mesures

La réactance de la ligne cotée primaire

La réactance en HT (Ω) = La réactance de la ligne (Ω/km)* La longueur de la ligne (km)

$X_{HT} = X_L * l = 0,42 * 105 = 44.1\Omega$

La résistance de la ligne cotée primaire

La résistance en HT (Ω) = La résistance de la ligne (Ω/km) * La longueur de la ligne (km)

$R_{HT} = R_L * l = 0,112 * 105 = 11.76\Omega$

La réactance de la ligne cotée secondaire

La réactance en BT (Ω) = La réactance en HT (Ω) / Rapport de transformation d'impédance

$X_{BT} = X_{HT}/K_Z = 44.1/1,83333 = 24.05\Omega$

La résistance de la ligne cotée secondaire

La résistance en BT (Ω) = La résistance en HT (Ω) / Rapport de transformation d'impédance

$R_{BT} = R_{HT}/k_Z = 11.76/1,8333 = 6.42\Omega$

1^{re} zone de mesure en aval (80% de la ligne protégé) :

$Z_1 = Z_L * 80\% = R_1 + jX_1$

Calcule de la réactance en aval

$X_1 = X_{BT} * 80\% = 24.05 * 0,80 = 19.24\Omega$

Calcule de la résistance e en aval

$R_1 = R_{BT} * 80\% = (6.42 * 0,80) = 5,13\Omega$

Le temps de déclenchement du disjoncteur est : t = 0 seconde (Instantané)

2ème zone de mesure en aval (120% de la ligne protégé) :

$Z_2 = Z_L * 120\% = R_2 + jX_2$

Calcule de la réactance en aval

$X_2 = X_{BT} * 120\% = 24.05 * 1,20 = 28,87\Omega$

Calcule de la résistance en aval

$R_2 = R_{BT} * 120\% = 6.42 * 1,20 = 7,7\Omega$

Le temps de déclenchement du disjoncteur est : t = 0,3 seconde

3ème zone de mesure en aval (140% de la ligne protégé) :

$Z_3 = 140\% * Z_L = R_3 + jX_3$

Calcule de la réactance en aval

$X_3 = X_{BT} * 140\% = 24.05 * 1,4 = 33,68\Omega$

Calcule de la résistance e en aval

$R_3 = R_{BT} * 140\% = 6.42 * 1,40 = 8,98\Omega$

Le temps de déclenchement du disjoncteur est : t = 1,5 seconde

4ème zone de mesure en amont (40% de la ligne protégé) :

$Z_4 = Z_L * 40\% = R_4 + jX_4$

Calcule de la réactance en aval

$X_4 = X_{BT} * 40\% = 24.05 * 0,40 = 9,62\Omega$

Calcule de la résistance en aval

$R_4 = R_{BT} * 40\% = 6.42 * 0,40 = 2,57\Omega$

Le temps de déclenchement du disjoncteur est : t = 3 seconde

La zone de démarrage (mise en route) :

$X + A$ (réactance de démarrage en Aval)

$X + A = X_{BT} * 140\% = 24.05 * 1,40 = 33,68\Omega$

$X - A$ (réactance de démarrage en Amont)

$X - A = X_{BT} * 40\% = 24.05 * 0,40 = 9,62\Omega$

Les calculs des zones de mesure précédemment fait sont résumes dans le tableau suivant :

zones	Z_1	Z_2	Z_3	Z_4
Réactance (Ω)	19,24	28,87	33,68	9,62
Résistance (Ω)	5,13	7,7	8 ,98	2,57
Temporization(s)	0	0.3	1.5	3

TABLE 3.1 – **les zones de mesure**

Pour la détermination des portées résistives de la protection, le calcule est le suivant :

— $RsistanceRphase = 0.5(R_{arc}biph + 140\%RL)$.

— $RsistanceR_EphaseTerre = 0.5(R_{arc}monophas + 140\%RL)/k_Z$.

Après le calcul, on trouve :

— $R_1phase = R_2phase = R_3phase = R_4phase = 28,23\Omega$.

— $R_1phase/Terre = R2phase/Terre = R3phase/Terre = R4phase/Terre = 33,69\Omega$.

Remarque

On doit traiter la simulation par logiciel SIGRA.

3.11 Simulation des essais sur la zone N°1

On doit crée deux défauts différents dans la zone N°1 et traité les résultats de simulation pour les défauts suivants :

— Défauts Monophasés,

— Défauts Biphasés,

3.11.1 Simulation N°1 : On injecte un défauts monophasés

On injecte un défaut monophasé sur la phase L_1 de la PP1, avec les ordres de déclenchement et le réenclenchement sont réalisés avec propre ré-enclencheur.

La figure 3.13, 3.14, 3.15 et 3.16 représentent les tensions des défauts, ainsi que les courants défauts, la zone de déclanchement sur la PP1 et les tops logiques avec le temps réelles à $t = 0.071s$ par rapport le temps théorique est de t=0s.

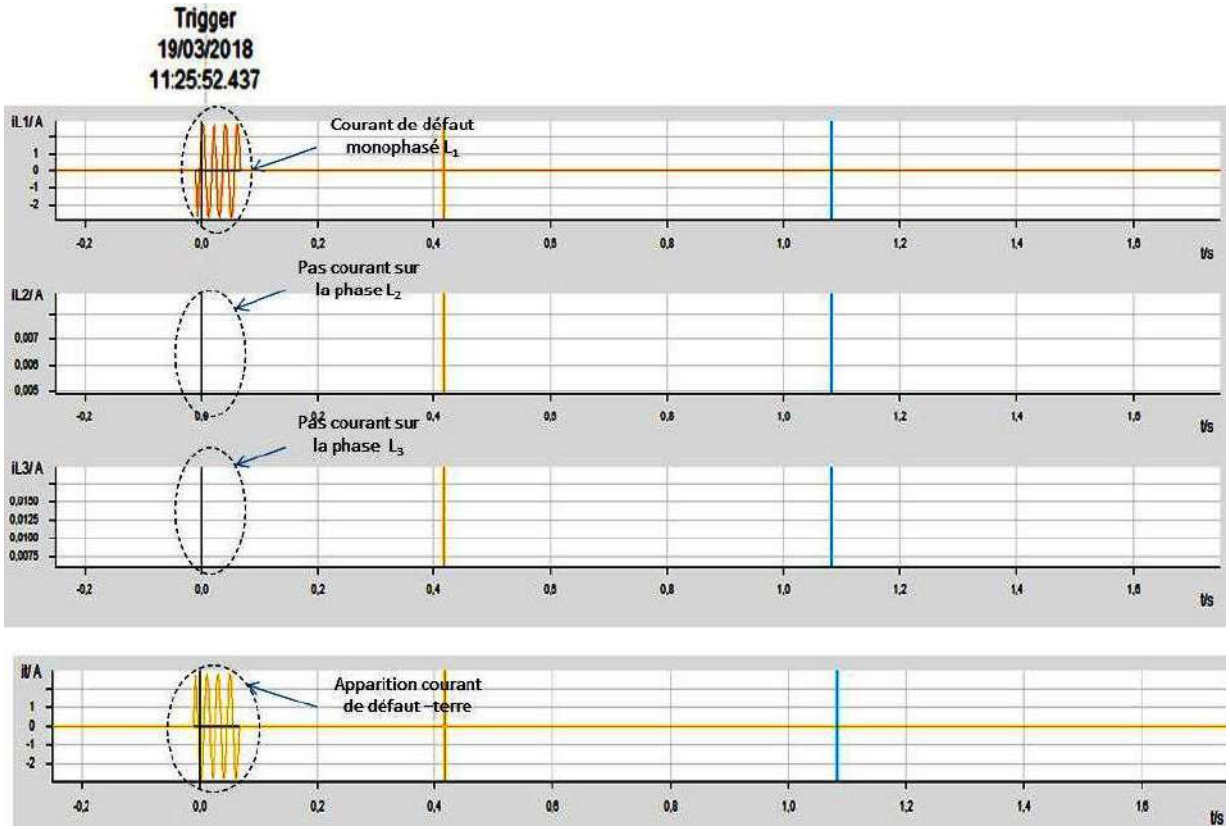


FIGURE 3.13 – **Allure des trois courants pendant le défaut phase L1 - terre**

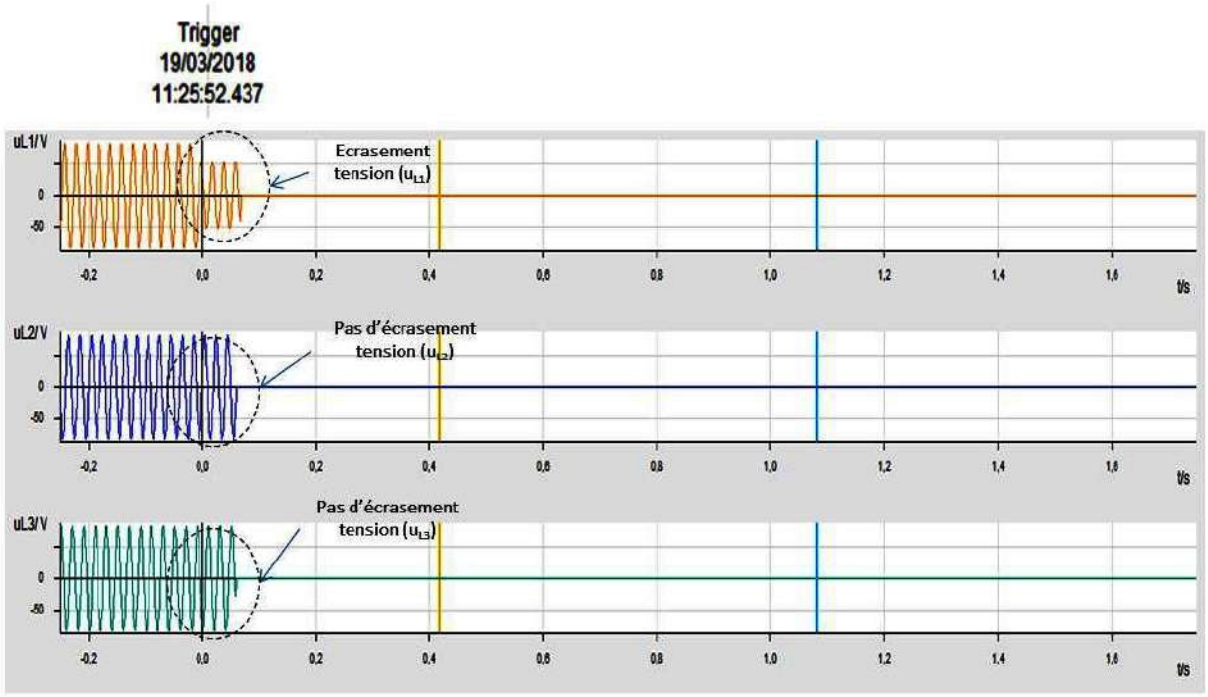


FIGURE 3.14 – **Allure des trois tensions pendant le défaut phase L1 - terre**

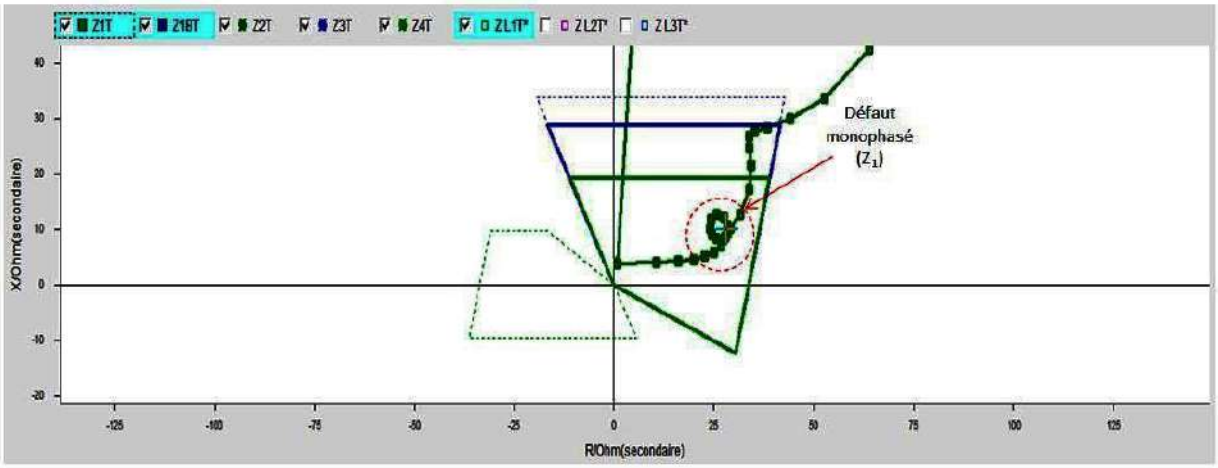


FIGURE 3.15 – **Caractéristique de fonctionnement en premier stade**

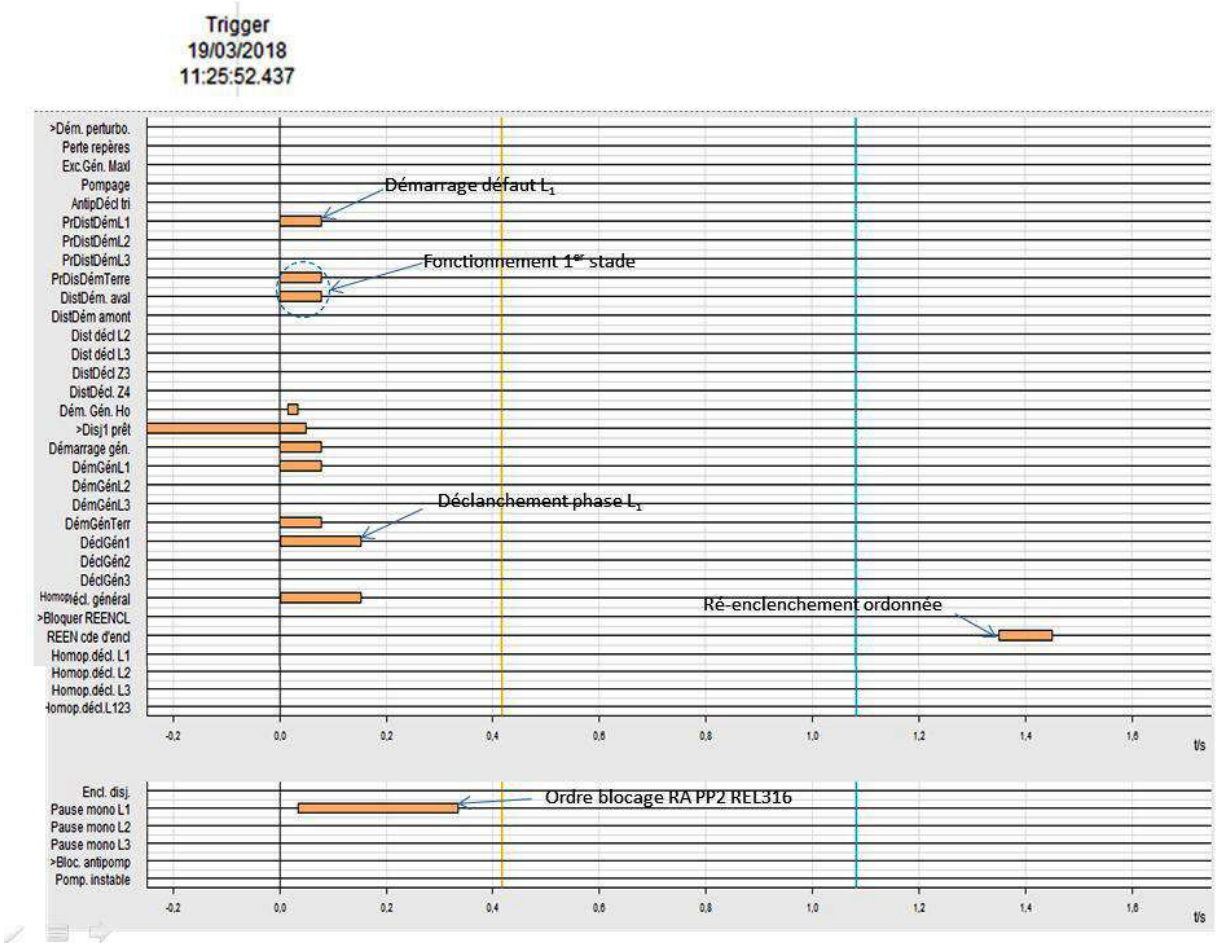


FIGURE 3.16 – **Les Tops logiques de la PP1 7SA612**

Interprétation

a) Perturbographie (Figure 3.13) et (Figure 3.14) :

— Apparition du courant de défaut monophasé à la terre (L_1-terre).

— Diminution de tension dans la phase L_1.

b) Caractéristique de fonctionnement (Figure 3.15) :

— Apparition de défaut dans la caractéristique premier stade.

c) Tops logiques (Figure 3.16) :

— Démarrage instantané L_1 et terre.

— Démarrage instantané de la protection distance aval.

— Déclenchement L_1.

— Ordre de réenclenchement L_1 après 1,2s (temps d'extinction de l'arc).

— Démarrage général de la protection de distance

— Temps globale de l'élimination du défaut (temps de reponse de la protection+ temps d'ouverture du disjoncteur).

3.11.2 Simulation N°2 : On injecte un défauts biphasés

On injecte un défaut biphasé sur la phase L_1 et L_2 de la PP1, avec les ordres de déclenchement et sans réenclenchement.

La figure 3.17, 3.18 et 3.19 représentent les tensions des défauts, ainsi que les courants défauts, la zone de déclanchement sur la PP1 et les tops logiques avec le temps réelles à $t = 0.071s$ par rapport le temps théorique est de t=0s.

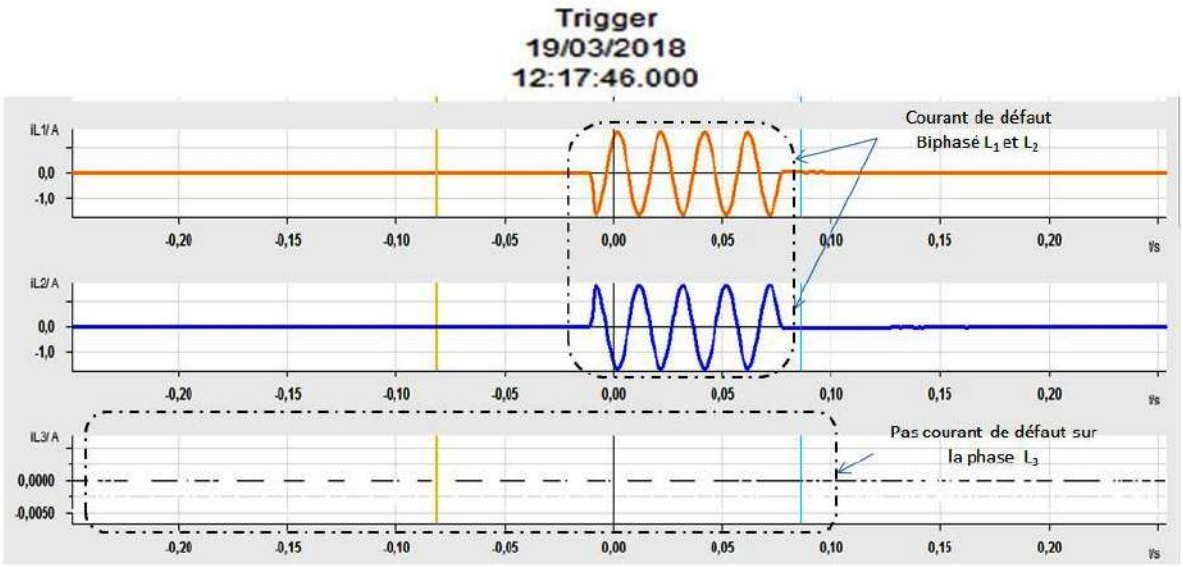


FIGURE 3.17 – **Allure des trois courants pendant le défaut biphasé**

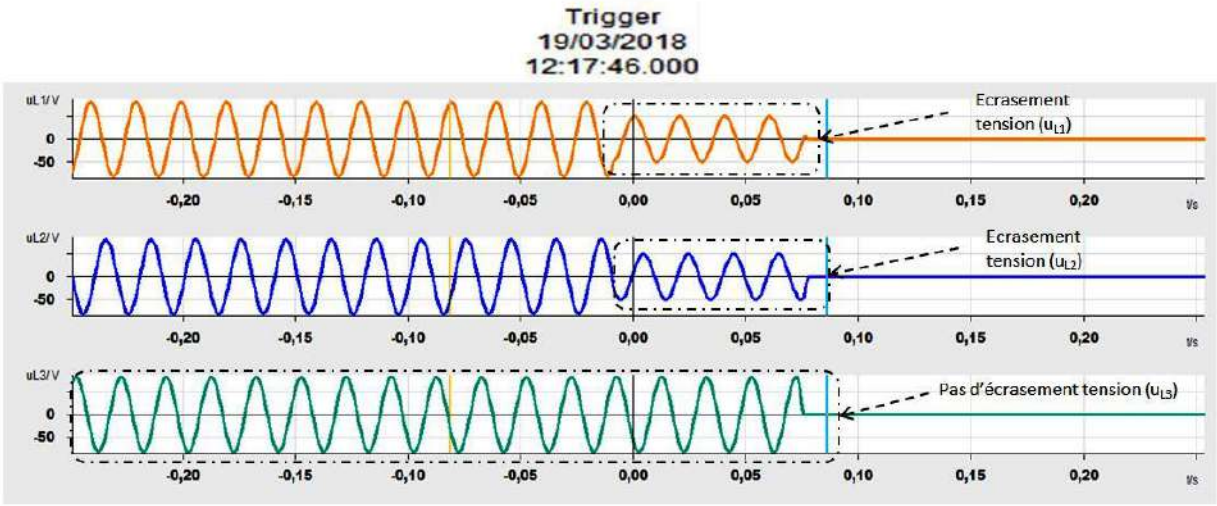


FIGURE 3.18 – **Allure des trois tensions pendant le défaut biphasé**

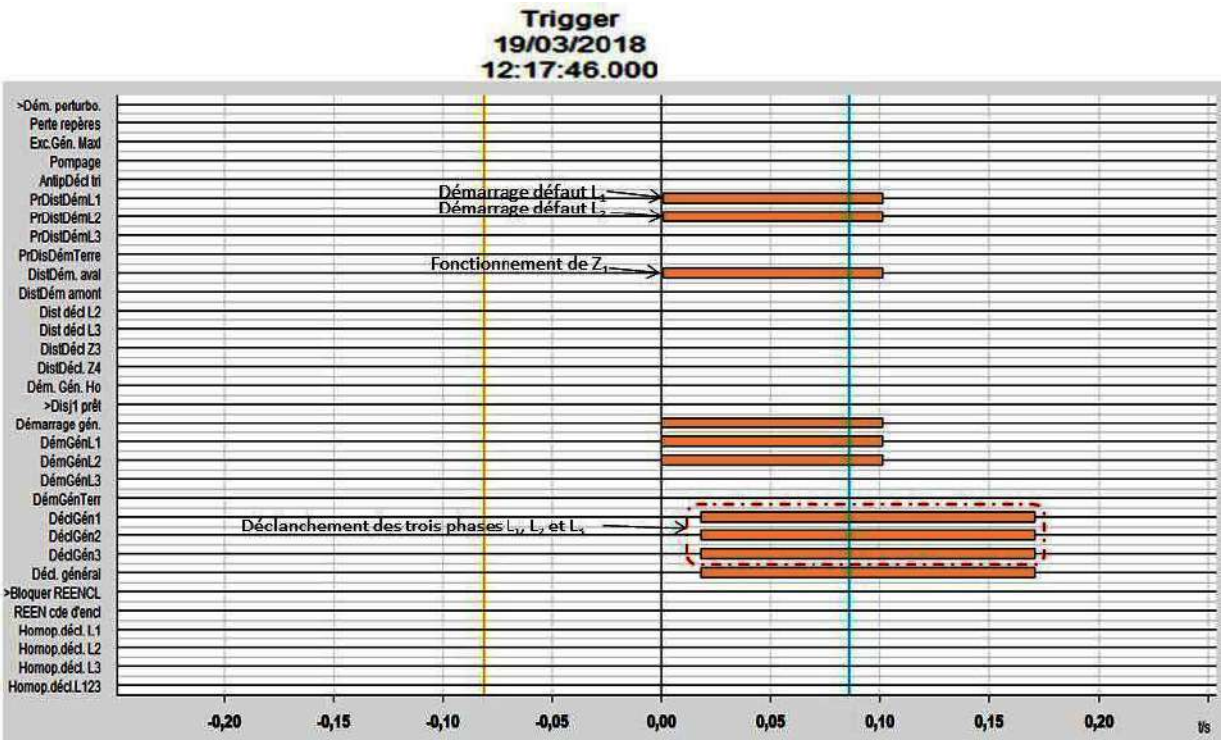


FIGURE 3.19 – **Les Tops logiques de la PP1 7SA612**

Interprétation

a) Perturbographie (Figure 3.17) et (Figure 3.18) :

— Apparition du courant de défaut biphasé isolé (L_1 - L_2).

— Pas de courant de défaut sur la phase (L_3).

— Diminution les deux tensions dans les phases L_1 et L_2.

— Pas d'écrasement de tensions dans la phase L_3.

b) Tops logiques (Figure 3.19) :

— Démarrage instantané dans les deux phases L_1 et L_2.

— Démarrage instantané de la protection distance aval.

— Démarrage général de la protection de distance PP1.

— Déclenchement définitif pour les trois phases L_1, L_2 et L_3.

Remarque

Pour les défauts (biphasé ou triphasé) les deux protections ouvrent directement le disjoncteur en triphasé (déclenchement définitif) et bloquent le réenclencheur en service (sans réenclenchement).

3.12 Simulation des essais sur la zone N°2

On doit crée deux défauts différents dans la zone N°2 et traité les résultats de simulation pour les défauts suivants :

— Défauts Monophasés,

— Défauts Biphasés,

3.12.1 Simulation N°1 : On injecte un défauts monophasés

On injecte un défaut monophasé sur la phase L_2 de la PP1, avec les ordres de déclenchement et le réenclenchement sont réalisés avec propre ré-enclencheur.

La figure 3.20, 3.21, 3.22 et 3.23 représentent les tensions des défauts, ainsi que les courants défauts, la zone de déclanchement sur la PP1 et les tops logiques avec le temps réelles à $t = 0.303s$ par rapport le temps théorique est de t=0.300s.

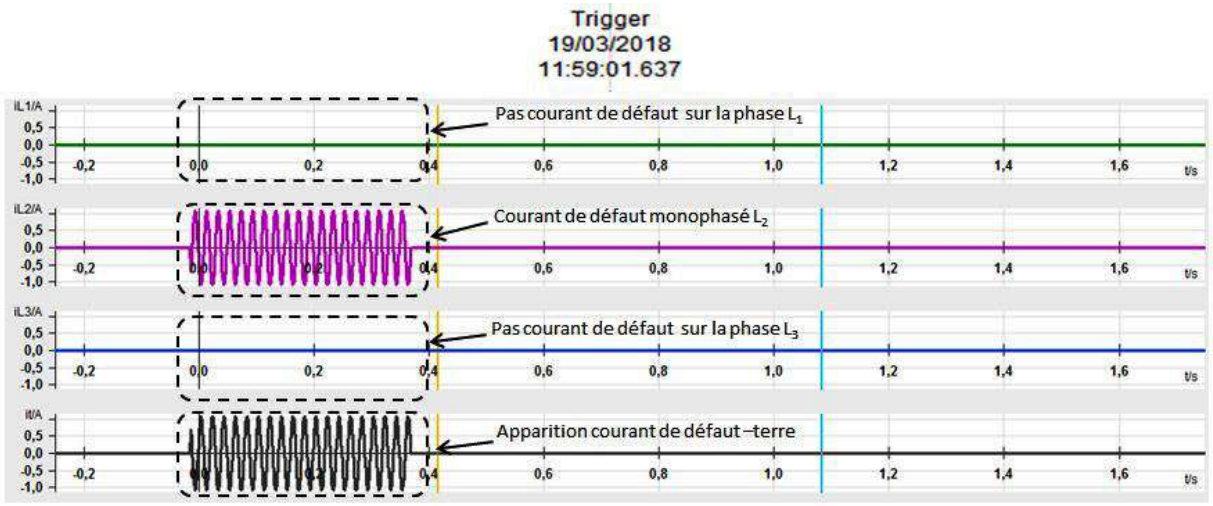


FIGURE 3.20 – **Allure des trois courants pendant le défaut phase L2 - terre**

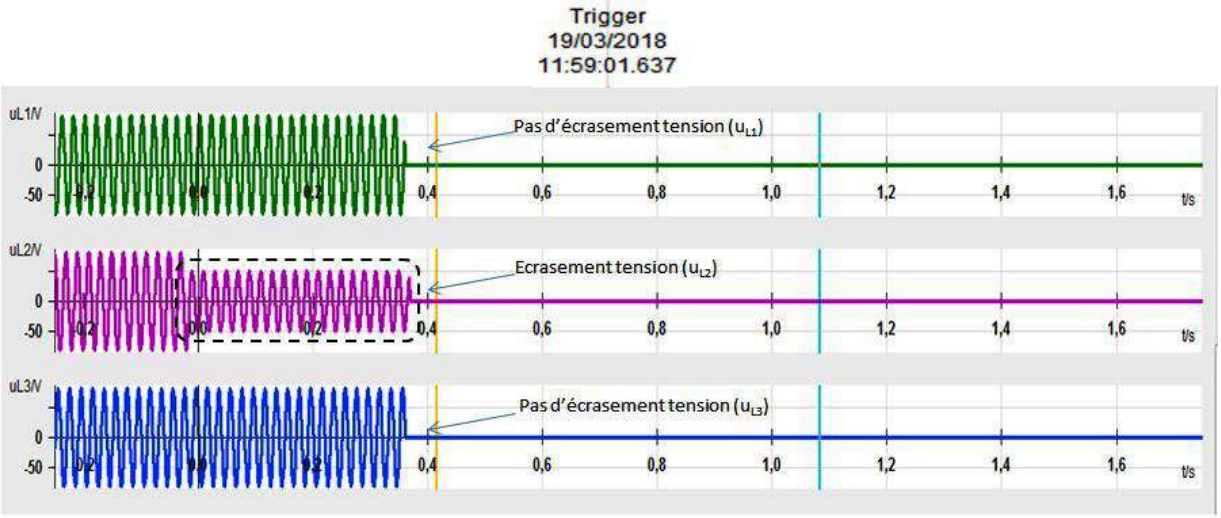


FIGURE 3.21 – **Allure des trois tensions pendant le défaut phase L2 - terre**

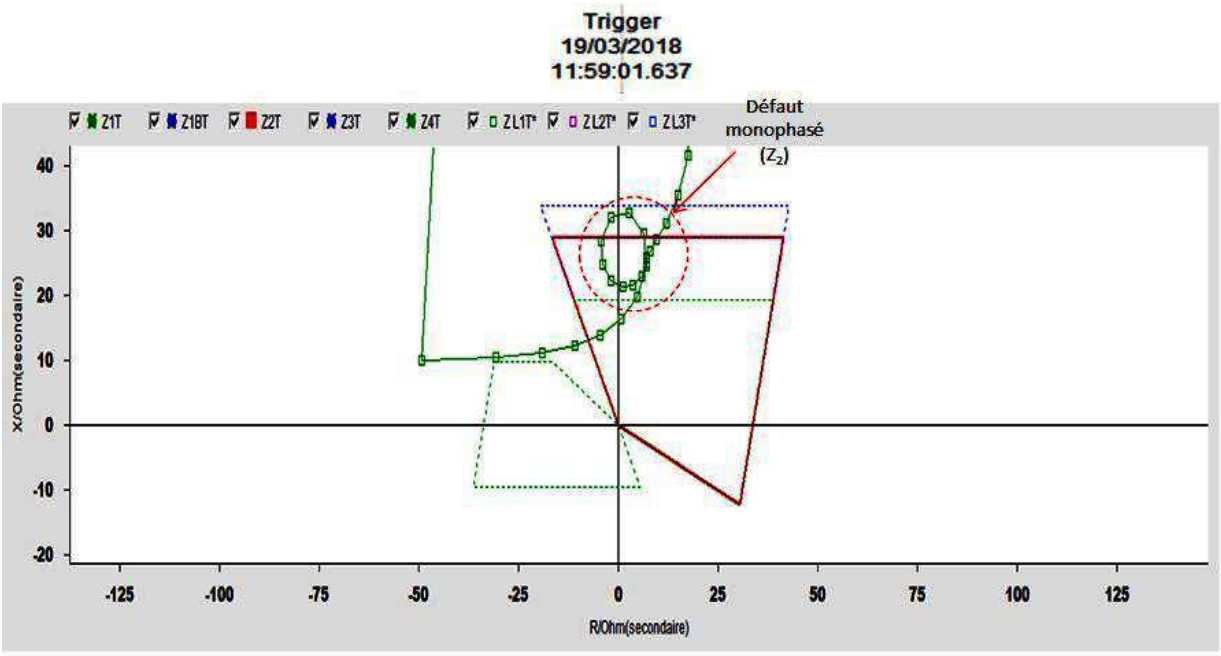


FIGURE 3.22 – **Caractéristique de fonctionnement en deuxième stade**

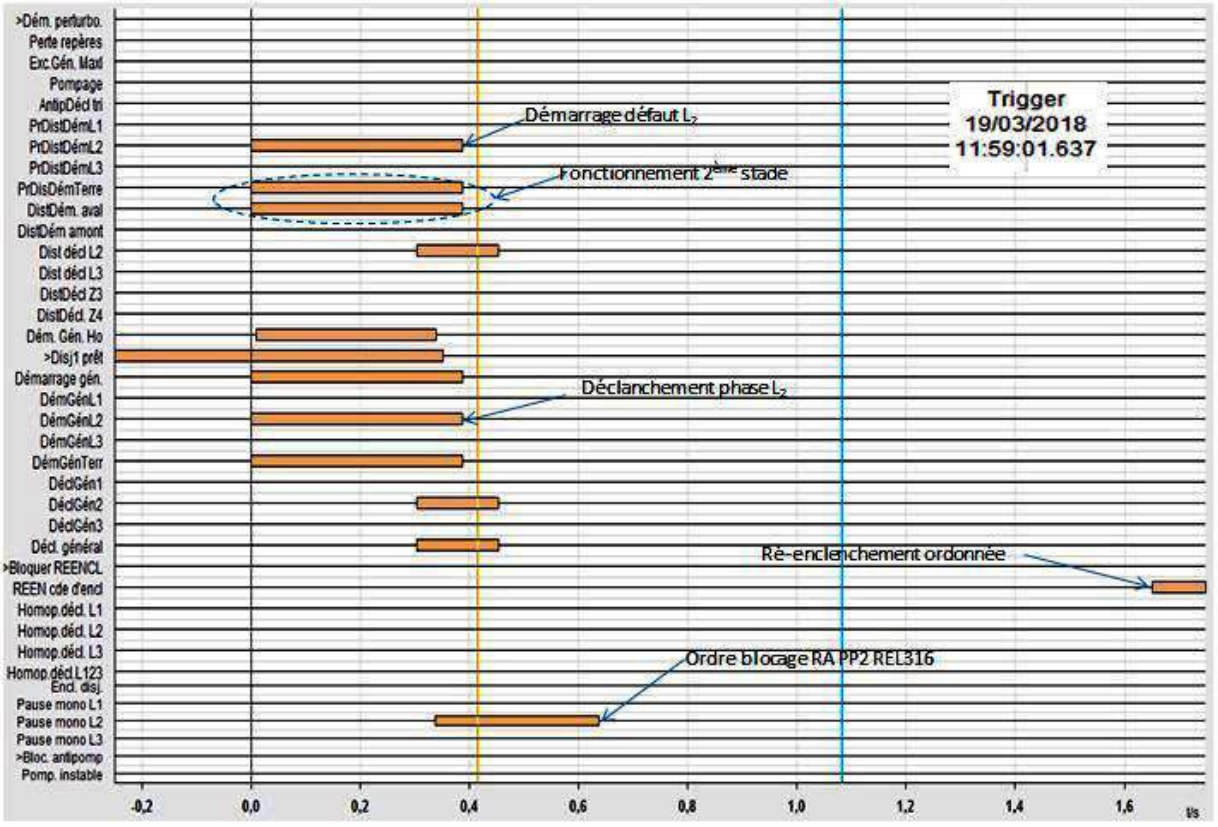


FIGURE 3.23 – **Les Tops logiques de la PP1 7SA612**

Interprétation

a) Perturbographie (Figure 3.20) et (Figure 3.21) :

— Apparition du courant de défaut monophasé à la terre (L_2-terre).

— Diminution de tension dans la phase L_2.

b) Caractéristique de fonctionnement (Figure 3.22) :

— Apparition de défaut dans la caractéristique deuxième stade.

c) Tops logiques (Figure 3.23) :

— Démarrage L_2 et terre.

— Démarrage de la protection distance aval.

— Ordre de réenclenchement L_2 après 1,2s (temps d'extinction de l'arc).

— Démarrage général de la protection de distance

— Déclenchement L_2.

— Temps globale de l'élimination du défaut (temps de reponse de la protection+ temps d'ouverture du disjoncteur).

3.12.2 Simulation N°2 : On injecte un défauts biphasés

On injecte un défaut biphasé sur la phase L_1 et L_2 de la PP1, avec les ordres de déclenchement et sans réenclenchement.

La figure 3.24, 3.25 et 3.26 représentent les tensions des défauts, ainsi que les courants défauts, la zone de déclanchement sur la PP1 et les tops logiques avec le temps réelles à $t = 0.354s$ par rapport le temps théorique est de t=0,300s.

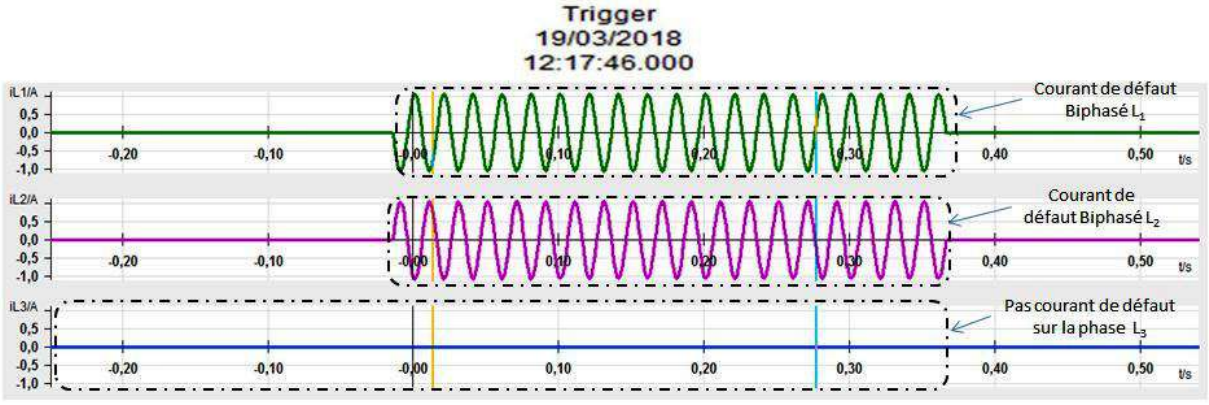


FIGURE 3.24 – **Allure des trois courants pendant le défaut biphasé**



FIGURE 3.25 – **Allure des trois tensions pendant le défaut biphasé**

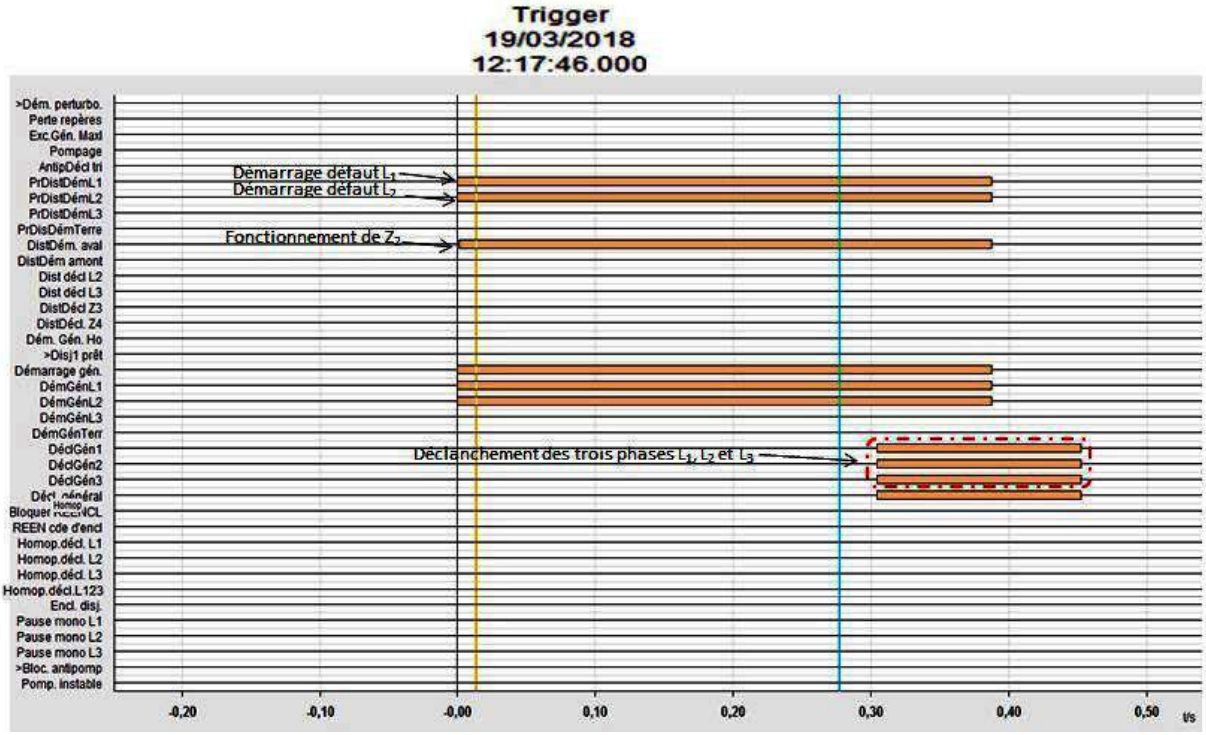


FIGURE 3.26 – **Les Tops logiques de la PP1 7SA612**

Interprétation

a) Perturbographie (Figure 3.24) et (Figure 3.25) :

— Apparition du courant de défaut biphasé isolé (L_1 - L_2).

— Pas de courant de défaut sur la phase (L_3).

— Diminution les deux tensions dans les phases L_1 et L_2.

— Pas d'écrasement de tensions dans la phase L_3.

b) Tops logiques (Figure 3.26) :

— Démarrage dans les deux phases L_1 et L_2.

— Démarrage de la protection distance aval.

— Démarrage général de la protection de distance PP1.

— Déclenchement définitif pour les trois phases L_1, L_2 et L_3.

Remarque

Pour les défauts polyphasés (biphasé ou triphasé) les deux protections ouvrent directement le disjoncteur en triphasé (déclenchement définitif) et bloquent le réenclencheur en service.

3.13 Simulation des essais sur la zone N°3

3.13.1 Une simulation : On injecte un défauts triphasé

On injecte un défaut triphasé sur les trois phases de la PP1, avec les ordres de déclenchement.

La figure 3.27, 3.28, 3.29 et 3.30 représentent les tensions des défauts, ainsi que les courants défauts, la zone de déclanchement sur la PP1 et les tops logiques avec le temps réelles à $t = 1.546s$ par rapport le temps théorique est de t=1.5s.

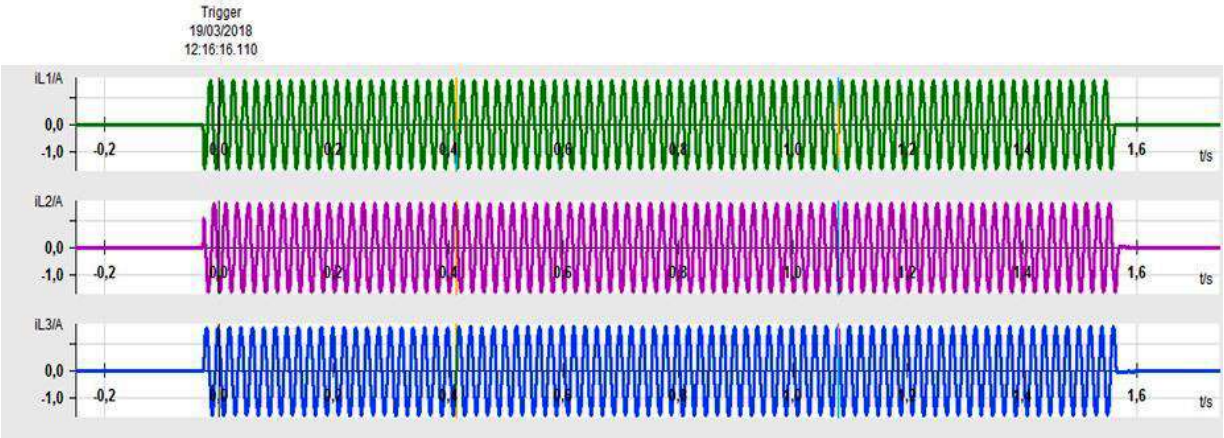


FIGURE 3.27 – **Allure des trois courants pendant le défaut triphasé**

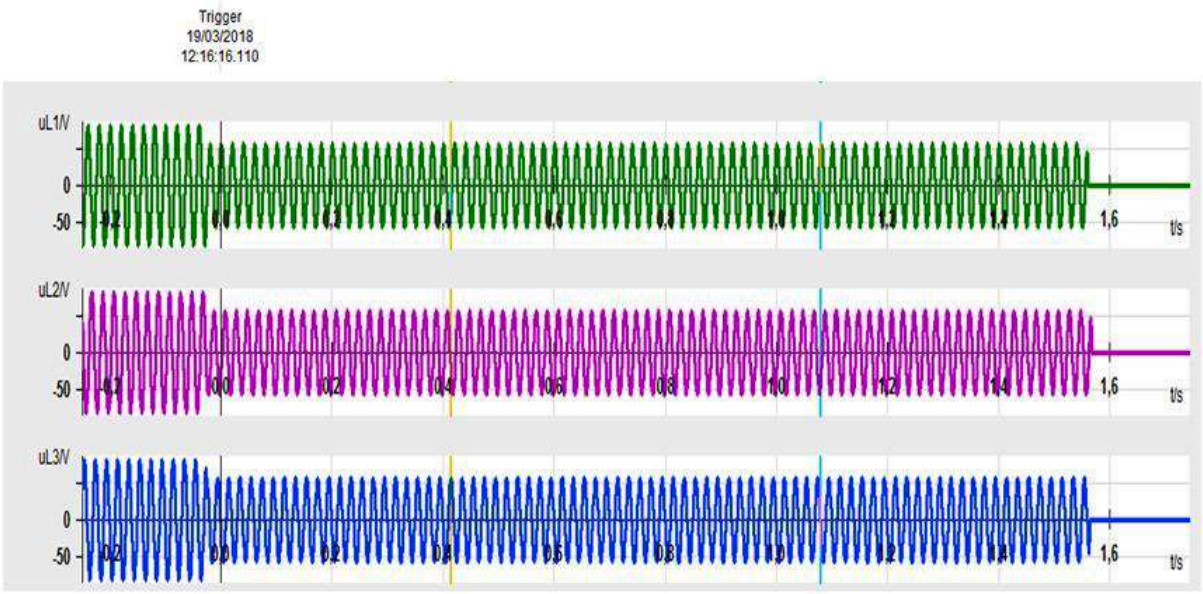


FIGURE 3.28 – **Allure des trois tensions pendant le défaut triphasé**

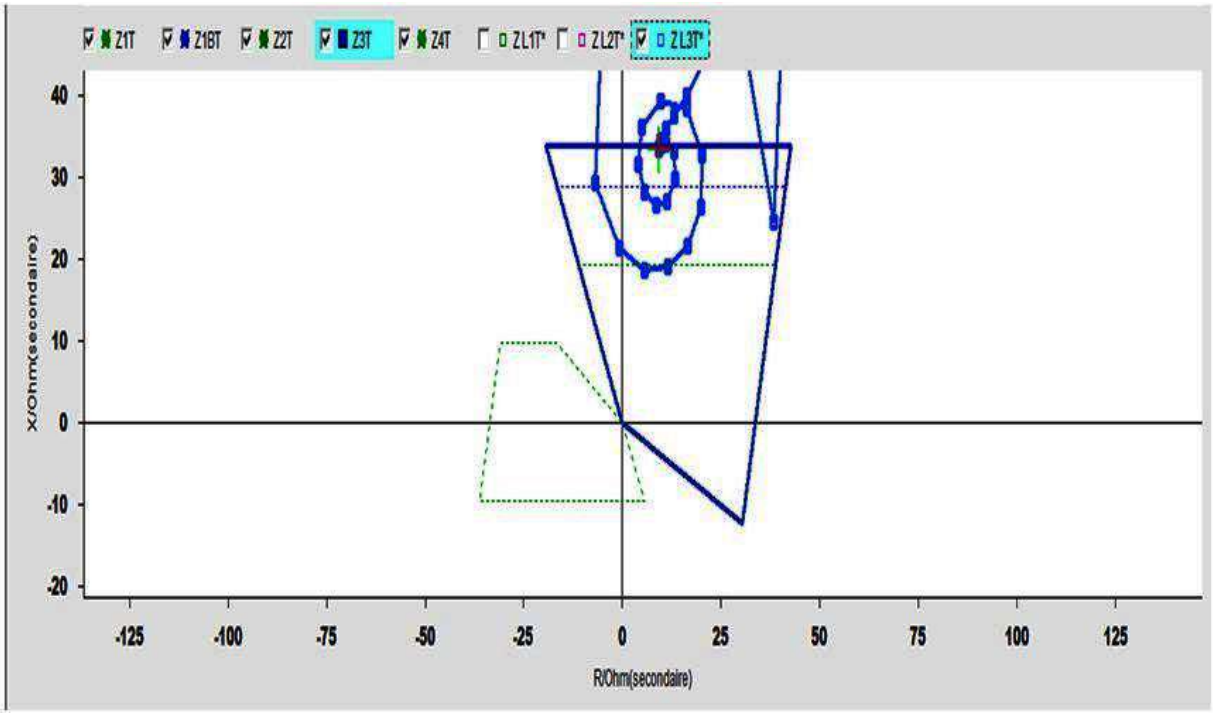


FIGURE 3.29 – **Caractéristique de fonctionnement en troisième stade**

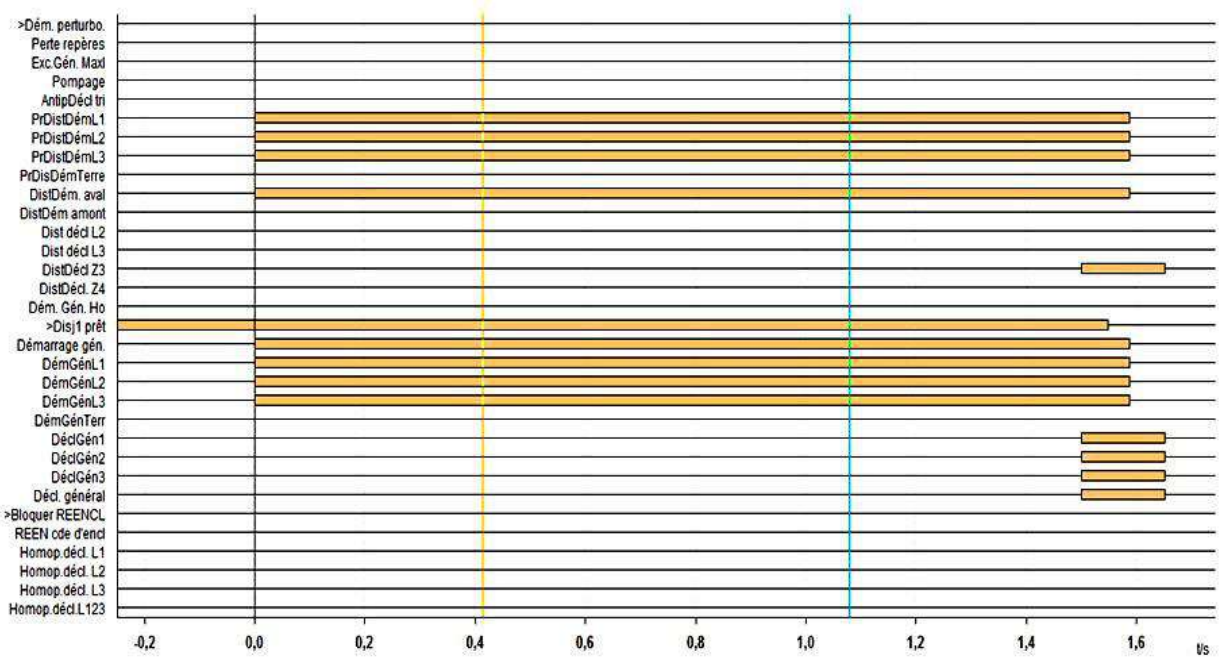


FIGURE 3.30 – **Les Tops logiques de la PP1 7SA612**

Interprétation

a) Perturbographie (Figure 3.27) et (Figure 3.28) :

— Apparition du courant de défaut triphasé isolé (L_1, L_2 et L_3).

— Diminution les trois tensions dans les phases L_1, L_2 et L_3.

b) Caractéristique de fonctionnement (Figure 3.29) :

— Apparition de défaut dans la caractéristique troisième stade.

c) Tops logiques (Figure 3.30) :

— Démarrage dans les trois phases L_1, L_2 et L_3.

— Démarrage de la protection distance aval.

— Démarrage général de la protection de distance PP1.

— Déclenchement définitif pour les trois phases L_1, L_2 et L_3.

Remarque

Pour les défauts monophasé, biphasé et triphasé dans la troisième zone, les deux protections ouvrent directement le disjoncteur en tri (déclenchement définitif) et bloquent le réenclencheur en service.

3.14 Déclenchement de PP2 et réenclenchement avec le réenclencheur de PP1

Pour réaliser cet essai, on augmente la temporisation de Zone 1 de PP1, cela pour que PP2 soit plus rapide que la PP1, gardant toujours le réenclencheur de ce dernier prêt.

On injecte un défaut monophasé L_1 à la terre Et on obtient les courbes suivantes :

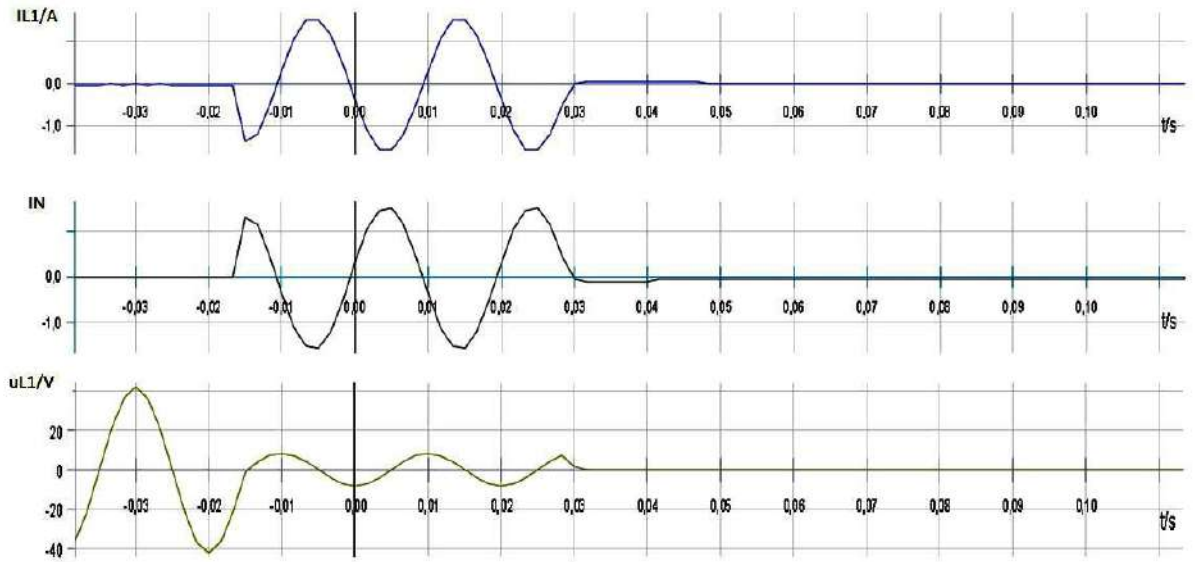


FIGURE 3.31 – **Perturbographie de PP2 (REL),courant de la phase L1 pendant le défaut, courant du neutre, tension de la phase L1**

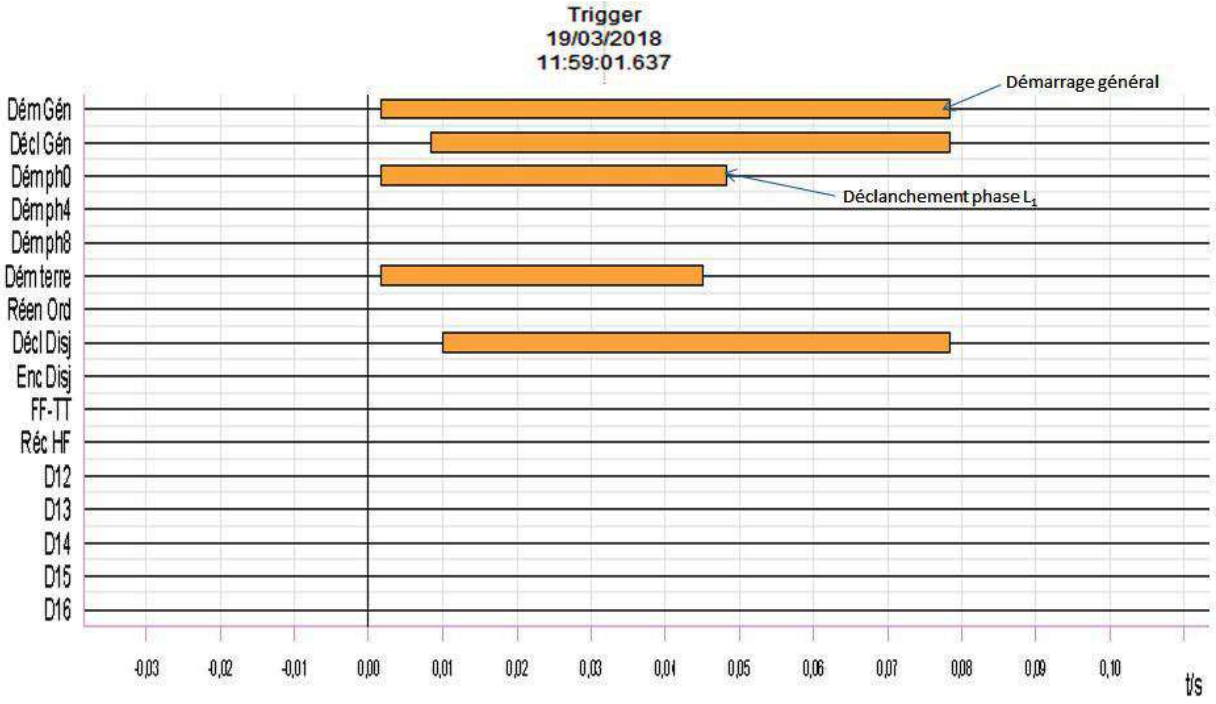


FIGURE 3.32 – **Les Tops logiques de la REL**

Interprétation

a) Perturbographie (Figure 3.31) :

— Apparition du courant de défaut monophasé à la terre (L1-terre).

— Chute de tension uL_1 dans la phase L_1.

b) Tops logiques (Figure 3.32) :

— Démarrage générale de la protection de distance.

— Démarrage générale L1 et terre.

— Ordre de déclenchement.

— Déclenchement disjoncteur après 10 ms.

Puisque le rénclenchement s'est réalisé avec le rénclencheur de PP1 ont obtient aussi les courbes et les tops suivant de PP1 (7SA) :

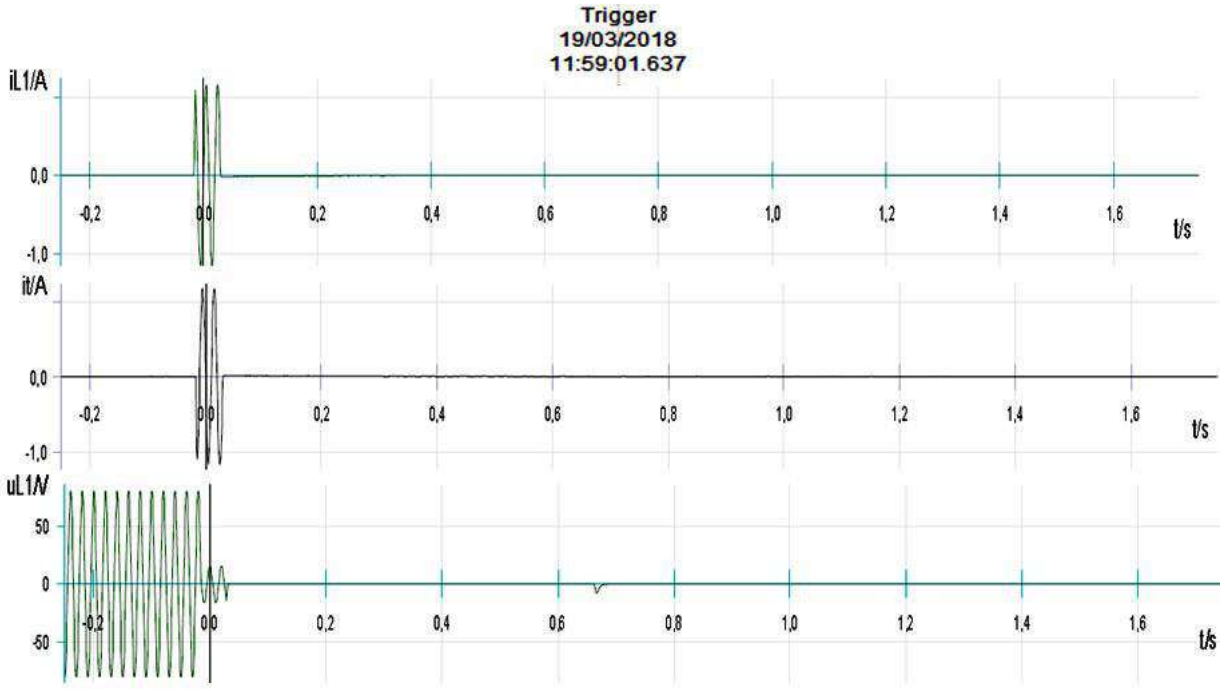


FIGURE 3.33 – **Perturbographie de PP1 (7SA612), courant de la phase L1 pendant le défaut, courant du neutre, tension de la phase L1**

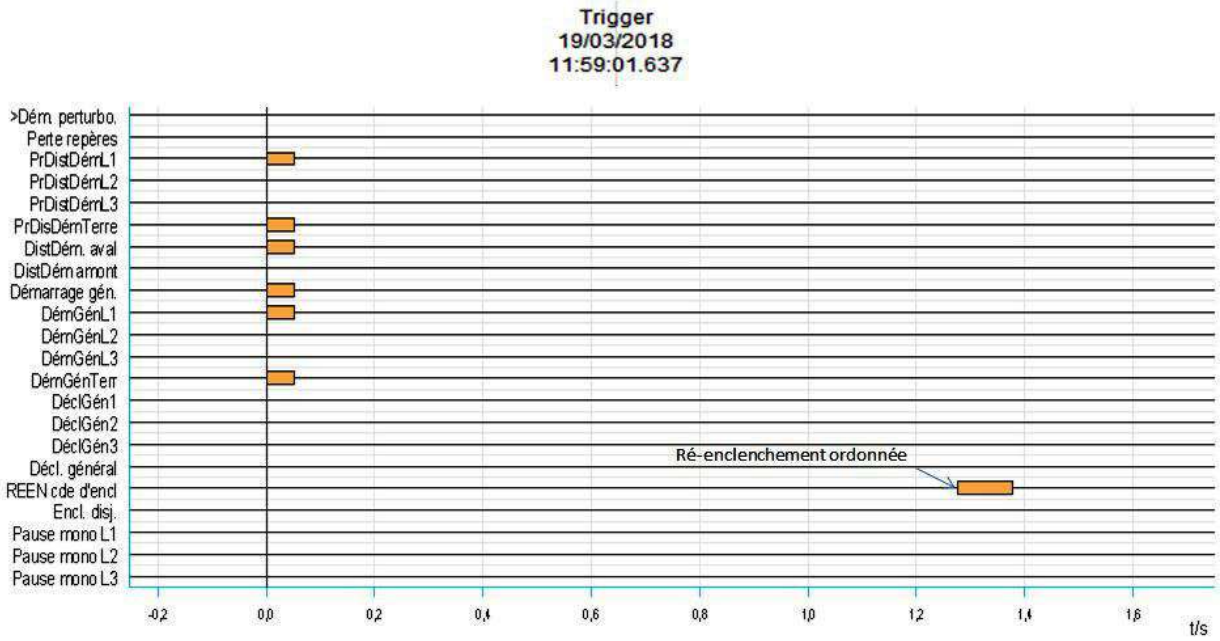


FIGURE 3.34 – **Les Tops logiques de la 7SA612**

Interprétation

a) Perturbographie (Figure 3.33) :

— Apparition du courant de défaut monophasé à la terre (L_1-terre).

— Diminution de tension U_0 dans la phase L_1.

b) Tops logiques (Figure 3.34) :

— Démarrage instantané L_1 et terre.

— Démarrage instantané de la protection distance aval.

— Ordre de réenclenchement L_1 après 1.3s (temps d'extinction de l'arc).venant de PP2.

3.15 Accélération de stade

On injecte un défaut biphasé à la terre sur la phase L_1 et L_2, en Zone 2 ; Puis on injecte le même défaut sur les mêmes phases, et aussi en Zone 2 cette fois en activant l'accélération de stade.

Les courbes obtenues sont les suivantes :

3.15.1 Avant l'accélération de stade

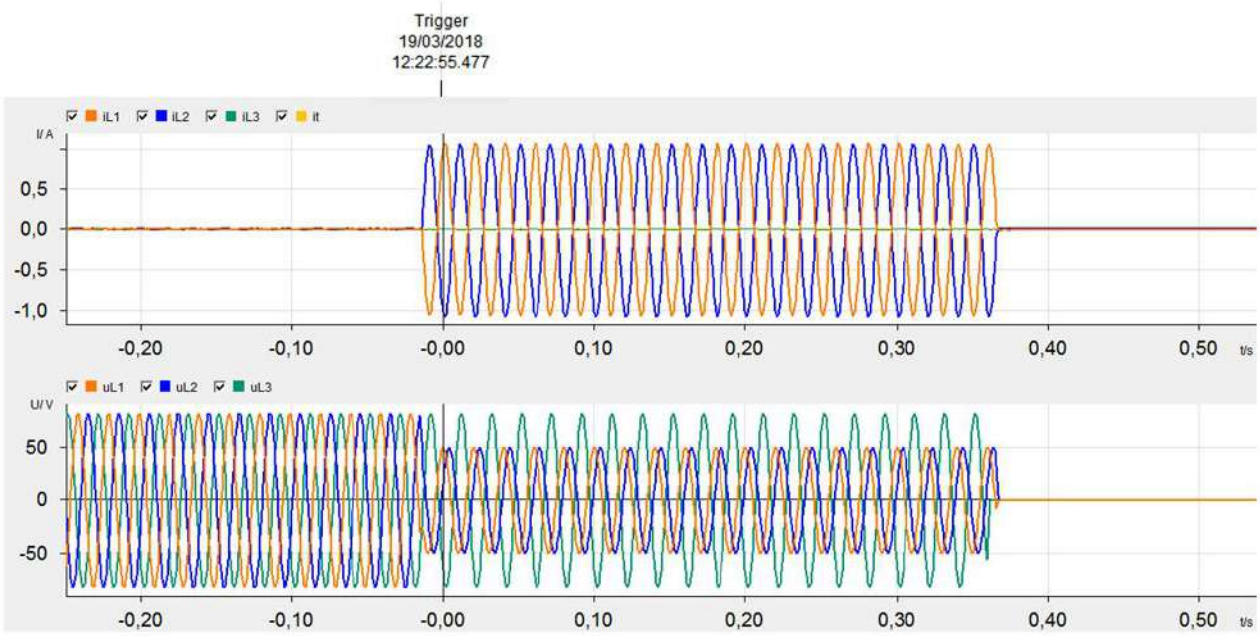


FIGURE 3.35 – **Perturbographie de PP1 (7SA), courant de la phase L1 pendant le défaut, courant de la phase L2 pendent le défaut, tension de la phase L1, tension de la phase L2**

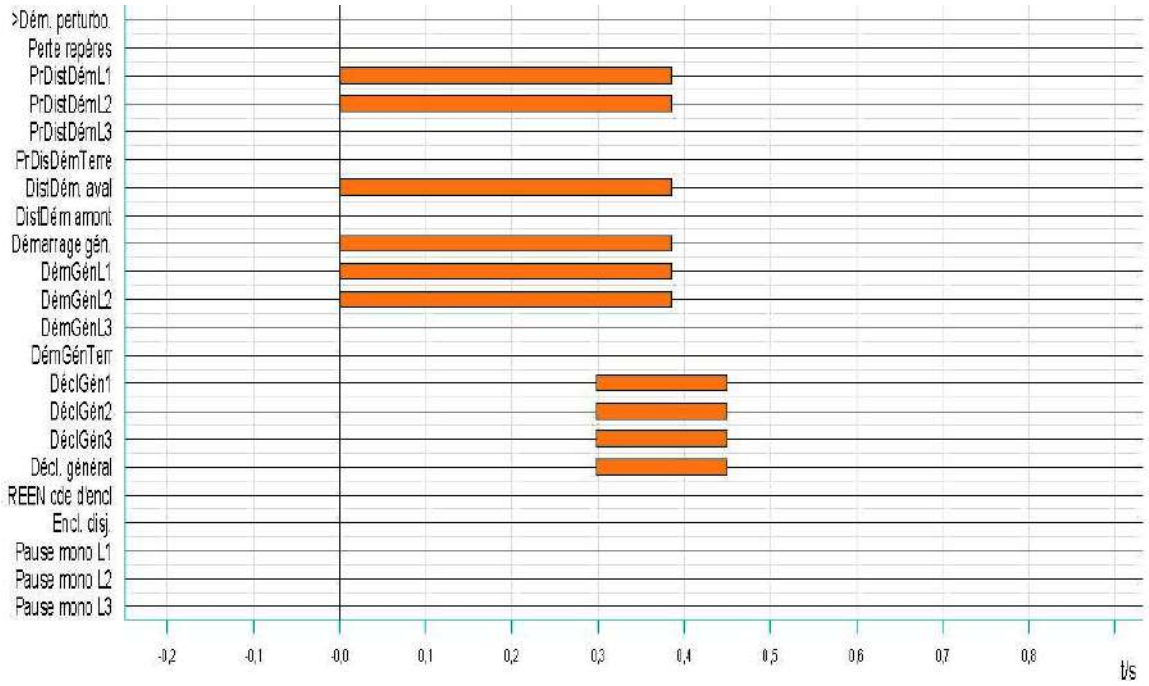


FIGURE 3.36 – **Les Tops logiques de la 7SA avant l'accélération de stade**

Interprétation

a) Perturbographie (Figure 3.35) :

— Apparition du courant de défaut biphasé L_1 et L_2.

— Ecrasement des tensions de deux phases L1 et L2.

b) Tops logiques (Figure 3.36) :

— Démarrage instantané de la protection distance aval.

— Protection de distance démarrage L_1 et L_2.

— Démarrage général de la protection, et L_1 et L_2.

— Déclenchement générale L_1, L_2 et L_3 après 0.3s

— Déclenchement général de la protection après 0.3s

3.15.2 après l'accélération de stade

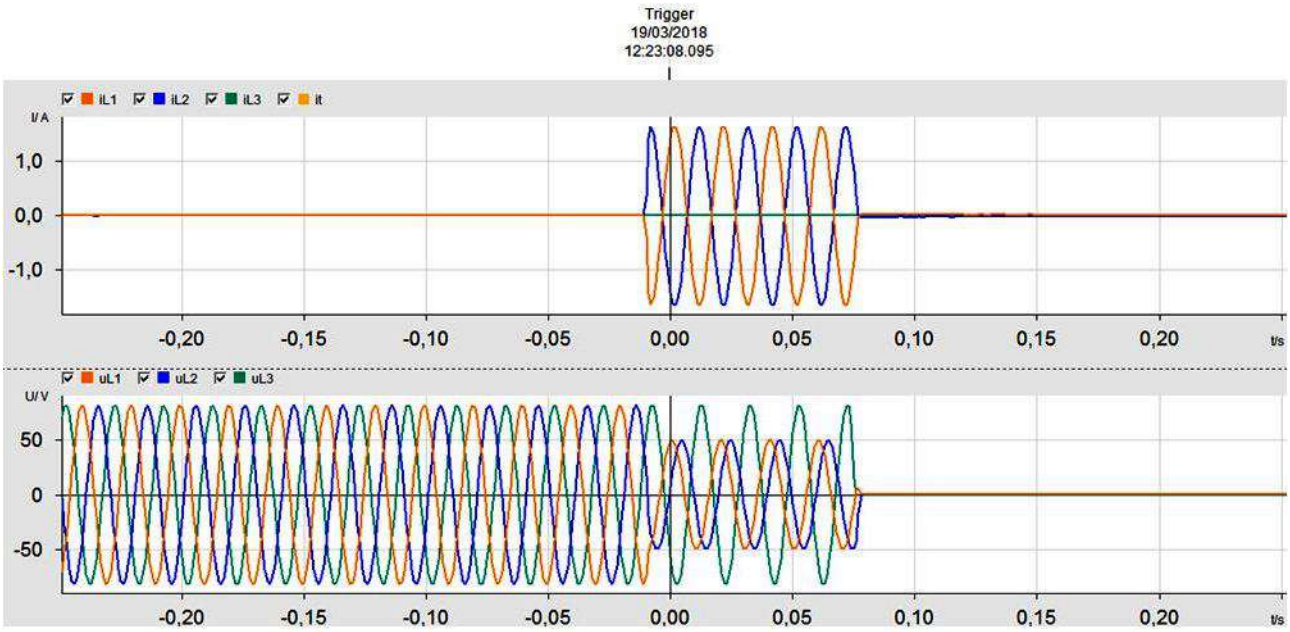


FIGURE 3.37 – **Perturbographie de PP1 (7SA), courant de la phase L1 pendant le défaut, courant de la phase L2 pendent le défaut, tension de la phase L1, tension de la phase L2**

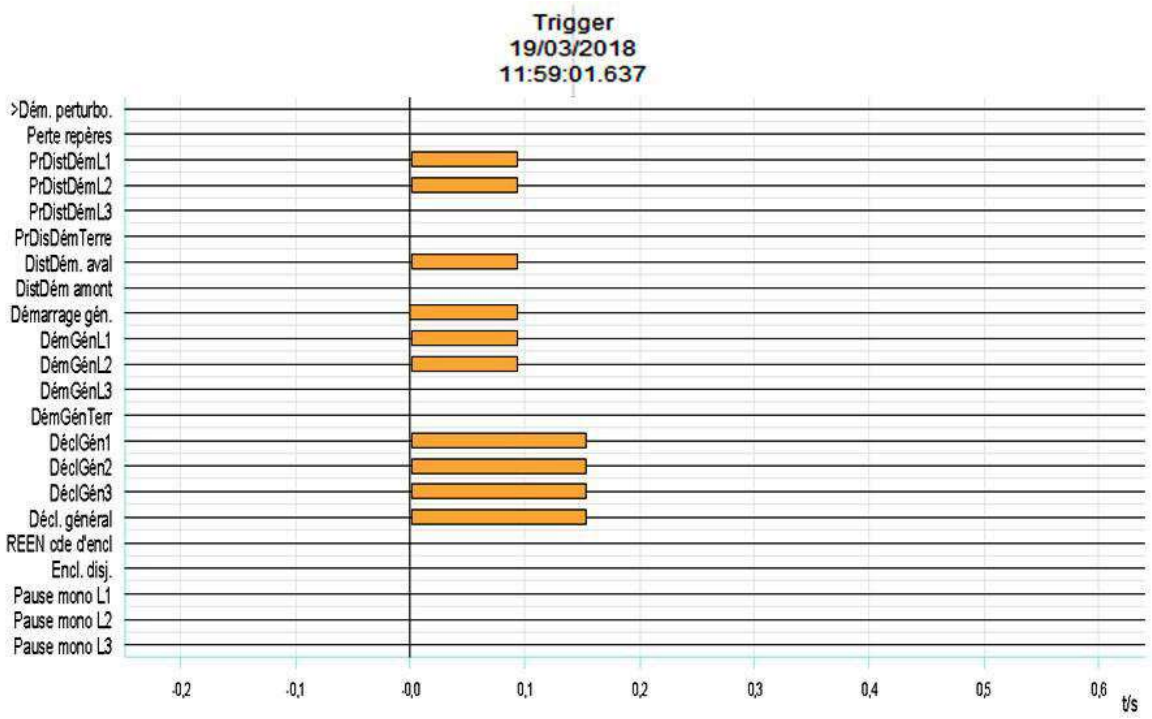


FIGURE 3.38 – **Les Tops logiques de la 7SA après accélération de stade**

Interprétation

a) Perturbographie (Figure 3.37) :

— Apparition du courant de défaut biphasé L_1 et L_2.

— Chute des tensions de deux phases L_1 et L_2.

b) Tops logiques (Figure 3.38) :

— Démarrage général de la protection de distance et de L_1 et L_2.

— Démarrage général en avale.

— Déclenchement instantané générale de L_1 et L_2.

— Déclenchement instantané générale de la protection.

3.16 Essais et simulation de la protection défaillance disjoncteur

Les courbes obtenues sont les suivantes :

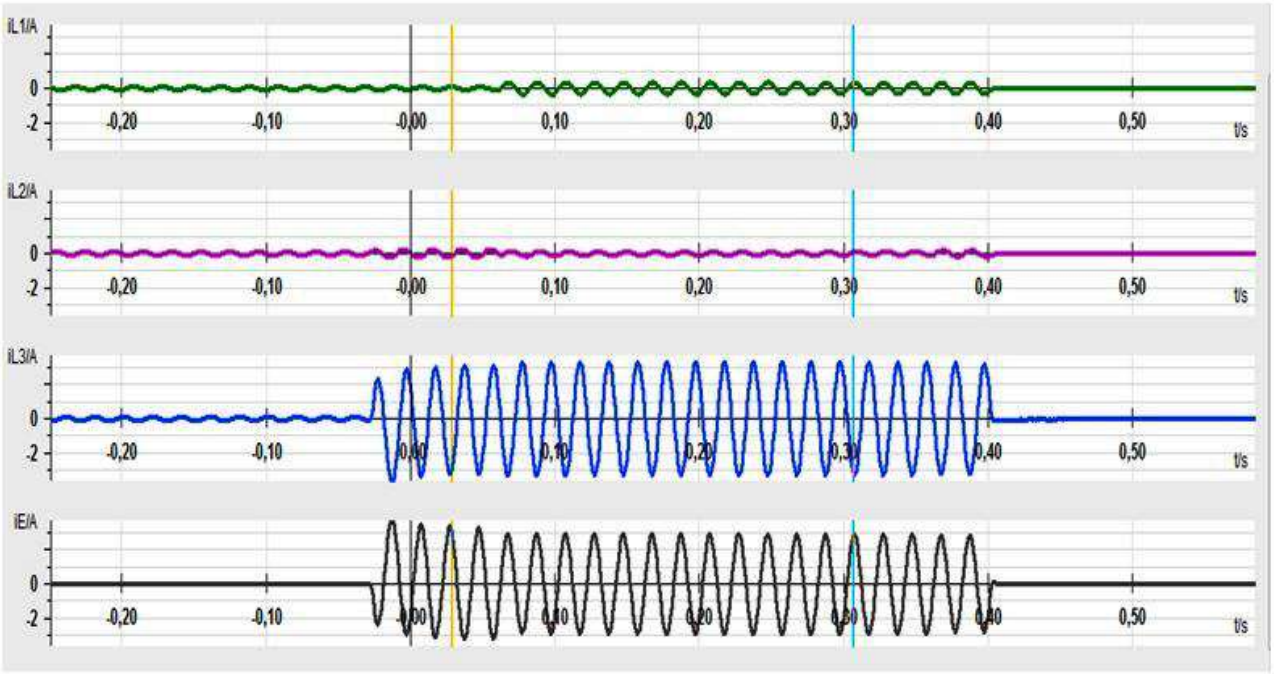


FIGURE 3.39 – **Perturbographie de la protection défiance disjoncteur**

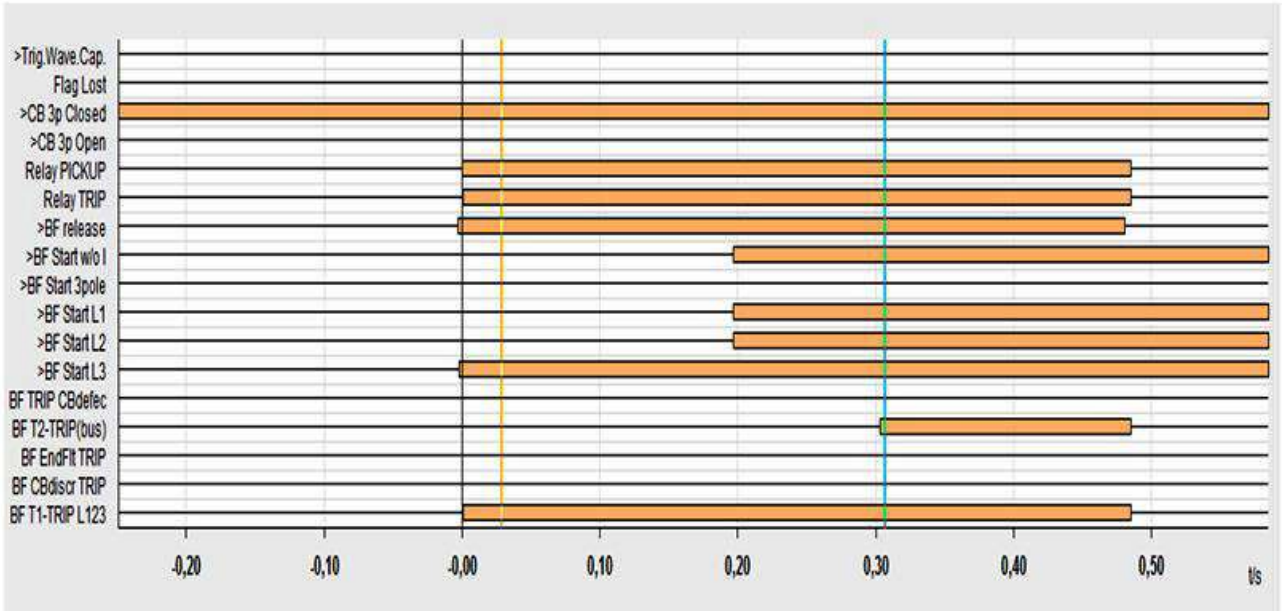


FIGURE 3.40 – **Les Tops logiques de la protection défiance disjoncteur**

Interprétation

En consultant le perturbographe enregistré pendant la simulation d'essai défaut on constate que la protection défaillance disjoncteur (PDD) a réagi correctement en ouvrant toute la barre où le disjoncteur du départ 220 kV d'Ain Oussara était aiguillé et cela suite après refus d'ordre d'ouverture disjoncteur envoyé par les deux protections distance (PP1 et PP2) installé sur cette

travée ligne.

La réaction du PDD était réalisée en 0.3 s après la réception du refus d'ouverture du disjoncteur de la ligne en défaut.

3.17 Test de tir, de recherche et de vérification de la caractéristique la protection principal PP1

3.17.1 En monophasés

On injecte un court-circuit monophasé à la terre sur les phases L1, L2 et L3 dans les différentes zones.

On a choisi différents points de défaut dans ces zones prédéfinies dans les limites de tolérence pour vérifier la fiabilité du relais.

Les résultats sont montrés par les tableau et le graphe suivants :

Test tir (Type défaut L_1-E)

|Z| (Ω)	Phi	t théorique (s)	t réel (s)	Ecart (s)	Résultat
19.21	75.00	0.000	0.0347	0.0347	Réussi
28.69	75.00	0.300	0.3338	0.0338	Réussi
33.67	75.00	1.500	1.535	0.035	Réussi
8.348	-105.00	3.000	3.034	0.034	Réussi

TABLE 3.2 – **Résultats de teste de recherche (défaut L_1-E)**

Test tir (Type défaut L_2-E)

|Z| (Ω)	Phi	t théorique (s)	t réel (s)	Ecart (s)	Résultat
19.21	75.00	0.000	0.0337	0.0337	Réussi
28.69	75.00	0.300	0.335	0.035	Réussi
33.67	75.00	1.500	1.534	0.034	Réussi
8.348	-105.00	3.000	3.033	0.033	Réussi

TABLE 3.3 – **Résultats de teste de recherche (défaut L_2-E)**

Test tir (Type défaut L_3-E)

|Z| (Ω)	Phi	t théorique (s)	t réel (s)	Ecart (s)	Résultat
19.21	75.00	0.000	0.0333	0.0333	Réussi
28.69	75.00	0.300	0.3348	0.0348	Réussi
33.67	75.00	1.500	1.534	0.034	Réussi
8.348	-105.00	3.000	3.033	0.033	Réussi

TABLE 3.4 – **Résultats de teste de recherche (défaut L_3-E)**

Graphe de test (Type défaut L_1E, L_2E L_3E)

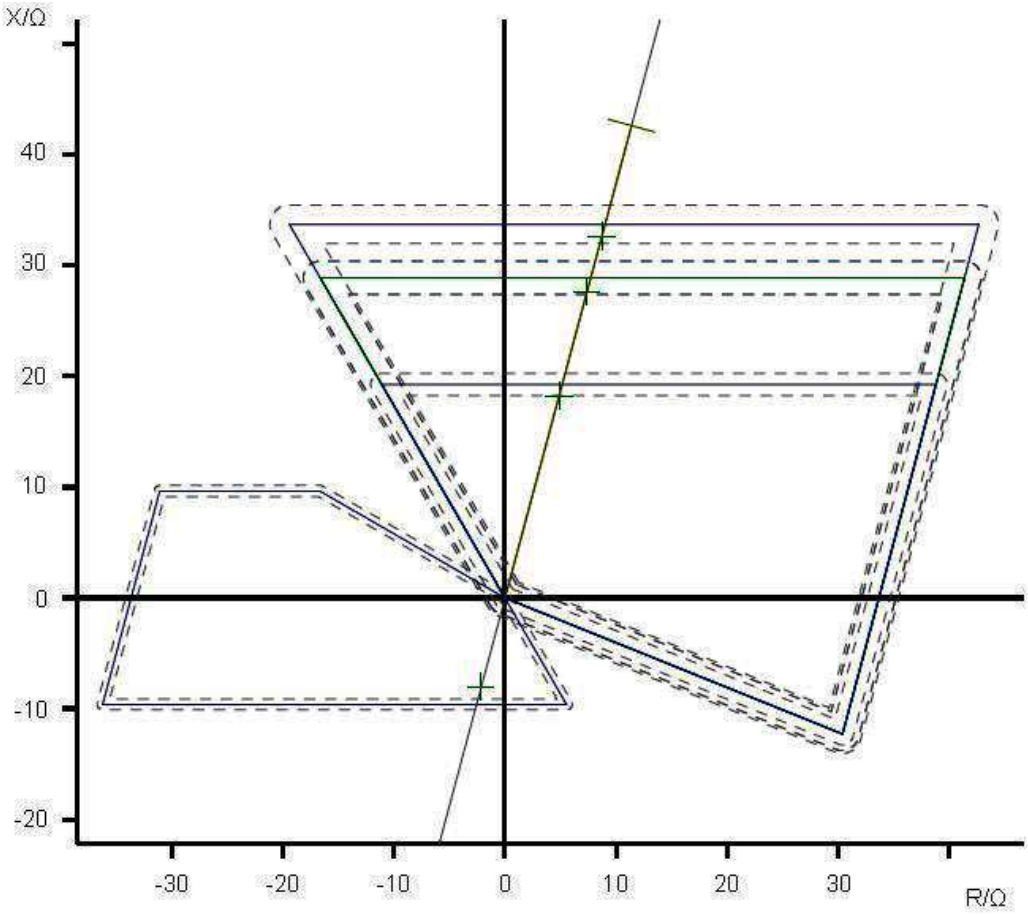


FIGURE 3.41 – **Graphe de test de recherche sur la caractéristique polygonal**

3.17.2 En biphasés

On injecte un court-circuit biphasés dans les différentes zones.

On a choisi différents points de défaut dans ces zones prédéfinies dans les limites de tolérence pour vérifier la fiabilité du relais.

Les résultats sont montrés par les tableau et le graphe suivants :

Test tir (Type défaut $L_1 - L_2$)

|Z| (Ω)	Phi	t théorique (s)	t réel (s)	Ecart (s)	Résultat
19.21	75.00	0.000	0.0345	0.0345 s	Réussi
28.69	75.00	0.300	0.3347	0.0347 s	Réussi
33.67	75.00	1.500	1.534	0.034	Réussi
8.348	-105.00	3.000	3.034	0.034	Réussi

TABLE 3.5 – **Résultats de teste de recherche (défaut $L_1 - L_2$)**

Test tir (Type défaut $L_2 - L_3$)

|Z| (Ω)	Phi	t théorique (s)	t réel (s)	Ecart (s)	Résultat
19.21	75.00	0.000	0.0343	0.0343	Réussi
28.69	75.00	0.300	0.3393	0.0393	Réussi
33.67	75.00	1.500	1.535	0.035	Réussi
8.348	-105.00	3.000	3.039	0.039	Réussi

TABLE 3.6 – **Résultats de teste de recherche (défaut $L_2 - L_3$)**

Test tir (Type défaut $L_3 - L_1$)

|Z| (Ω)	Phi	t théorique (s)	t réel (s)	Ecart (s)	Résultat
19.21	75.00	0.000	0.0342	0.0342	Réussi
28.69	75.00	0.300	0.339	0.039	Réussi
33.67	75.00	1.500	1.533	0.033	Réussi
8.348	-105.00	3.000	3.034	0.034	Réussi

TABLE 3.7 – **Résultats de teste de recherche (défaut $L_3 - L_1$)**

Graphe de test (Type défaut $L_1 - L_2$, $L_3 - L_2$ et $L_3 - L_1$)

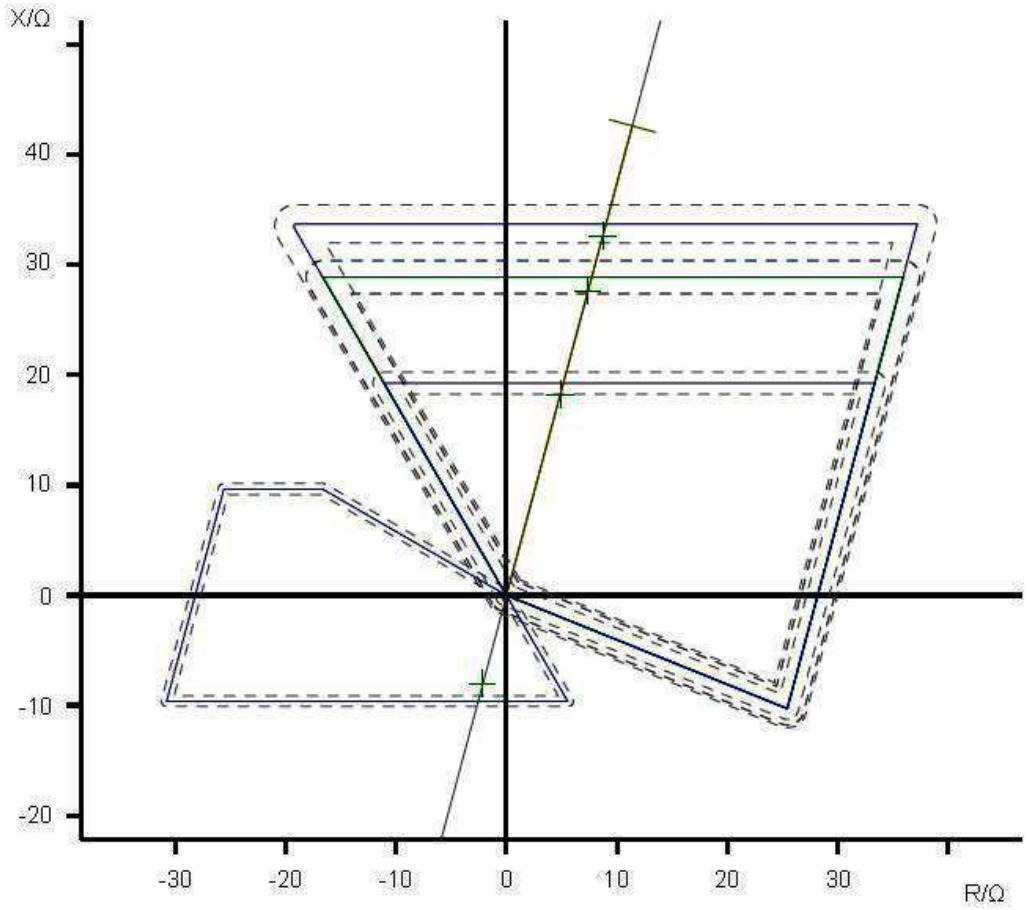


FIGURE 3.42 – **Graphe de test de recherche sur la caractéristique polygonal**

3.18 Test de tir, de recherche et de vérification de la caractéristique la protection principal PP2

3.18.1 En monophasés

On injecte un court-circuit monophasé à la terre sur les phases L1, L2 et L3 dans les différentes zones.

On a choisi différents points de défaut dans ces zones prédéfinies dans les limites de tolérence pour vérifier la fiabilité du relais.

Les résultats sont montrés par les tableau et le graphe suivants :

Test tir (Type défaut L_1-E)

|Z| (Ω)	Phi	t théorique (s)	t réel (s)	Ecart (s)	Résultat
19.20	75.00	0.000	0.1201	0.1201	Réussi
28.84	75.00	0.300	0.2906	0.001	Réussi
33.63	75.00	1.500	1.586	0.086	Réussi
10.21	-105.00	3.000	2.978	0.022	Réussi

TABLE 3.8 – **Résultats de teste de recherche (défaut L_1-E)**

Test tir (Type défaut L_2-E)

|Z| (Ω)	Phi	t théorique (s)	t réel (s)	Ecart (s)	Résultat
19.20	75.00	0.000	0.9806	0.9806	Réussi
28.84	75.00	0.300	0.4239	0.1239	Réussi
33.63	75.00	1.500	1.532	0.032	Réussi
10.21	-105.00	3.000	2.974	0.026	Réussi

TABLE 3.9 – **Résultats de teste de recherche (défaut L_2-E)**

Test tir (Type défaut L_3-E)

|Z| (Ω)	Phi	t théorique (s)	t réel (s)	Ecart (s)	Résultat
19.20	75.00	0.000	0.1054	0.1054	Réussi
28.84	75.00	0.300	0.3760	0.076	Réussi
33.63	75.00	1.500	1.575	0.075	Réussi
10.21	-105.00	3.000	3.050	0.050	Réussi

TABLE 3.10 – **Résultats de teste de recherche (défaut L_3-E)**

Graphe de test (Type défaut L_1E, L_2E L_3E)

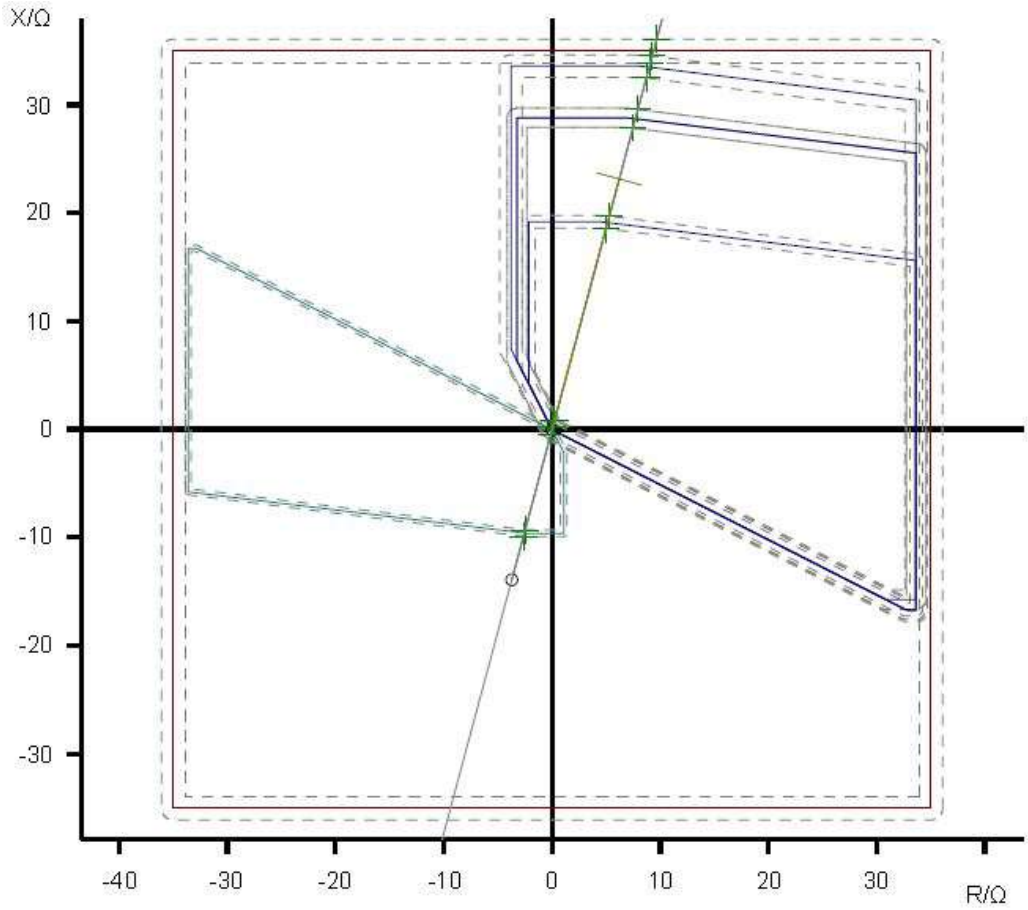


FIGURE 3.43 – **Graphe de test de recherche sur la caractéristique polygonal**

3.18.2 En biphasés

On injecte un court-circuit biphasés dans les différentes zones.

On a choisi différents points de défaut dans ces zones prédéfinies dans les limites de tolérence pour vérifier la fiabilité du relais.

Les résultats sont montrés par les tableau et le graphe suivants :

Test tir (Type défaut $L_1 - L_2$)

|Z| (Ω)	Phi	t théorique (s)	t réel (s)	Ecart (s)	Résultat
19.20	75.00	0.000	0.1395	0.1395	Réussi
28.84	75.00	0.300	0.3174	0.0174	Réussi
33.63	75.00	1.500	1.546	0.046	Réussi
10.21	-105.00	3.000	2.992	0.008	Réussi

TABLE 3.11 – **Résultats de teste de recherche (défaut $L_1 - L_2$)**

Test tir (Type défaut $L_2 - L_3$)

|Z| (Ω)	Phi	t théorique (s)	t réel (s)	Ecart (s)	Résultat
19.20	75.00	0.000	0.039	0.039	Réussi
28.84	75.00	0.300	0.4260	0.076	Réussi
33.63	75.00	1.500	1.632	0.132	Réussi
10.21	-105.00	3.000	3.035	0.035	Réussi

TABLE 3.12 – **Résultats de teste de recherche (défaut $L_2 - L_3$)**

Test tir (Type défaut $L_3 - L_1$)

|Z| (Ω)	Phi	t théorique (s)	t réel (s)	Ecart (s)	Résultat
19.20	75.00	0.000	0.002	0.002	Réussi
28.84	75.00	0.300	0.400	0.100	Réussi
33.63	75.00	1.500	1.506	0.006	Réussi
10.21	-105.00	3.000	3.046	0.046	Réussi

TABLE 3.13 – **Résultats de teste de recherche (défaut $L_3 - L_1$)**

Graphe de test (Type défaut $L_1 - L_2$, $L_3 - L_2$ et $L_3 - L_1$)

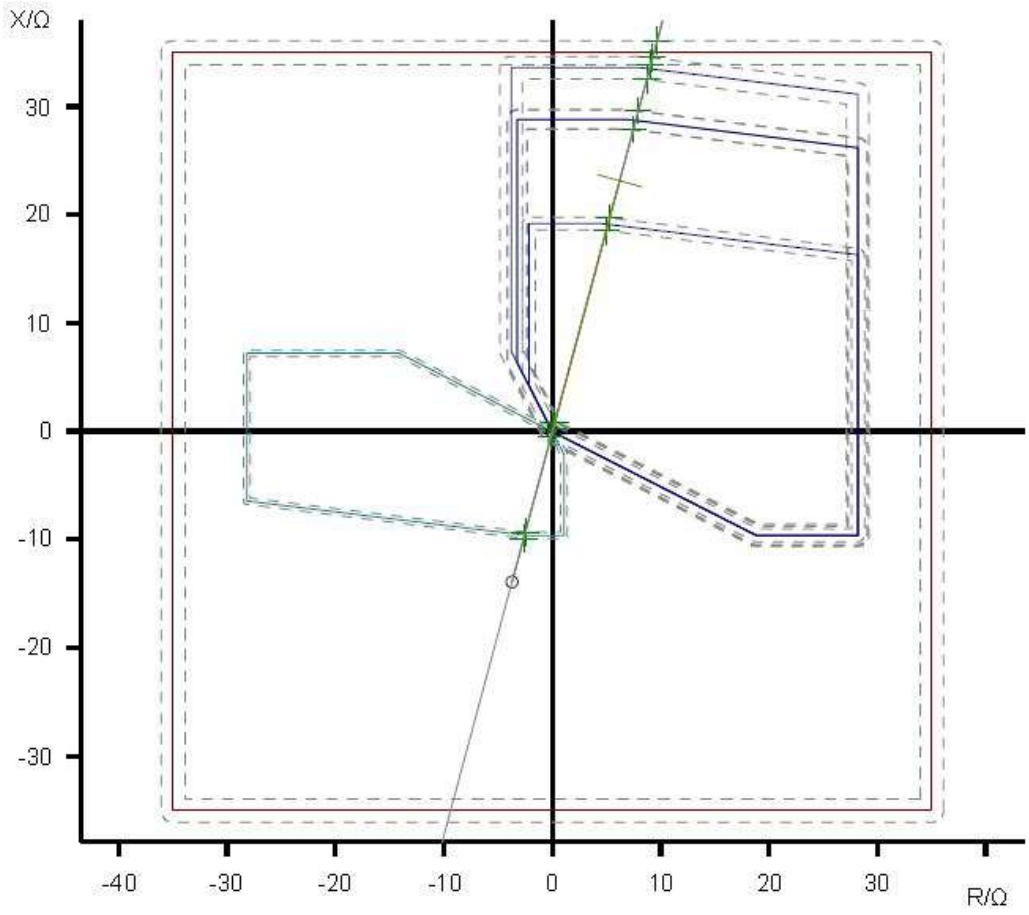


FIGURE 3.44 – **Graphe de test de recherche sur la caractéristique polygonal**

3.19 Interprétation de la caractéristique des deux protections principals (PP1 et PP2)

On constate que tous les défauts ont été détectés par le relais, même à la limite des différentes zones. Ce qui montre la fiabilité du relais de distance.

Ces tests de recherches et de vérifications montrent que les temps des déclenchements dépendent de l'impédance de la ligne autrement dit de la localisation des zones.

3.20 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons établi un dialogue entre les deux protections de distance, qu'est considérée comme un outil efficace et nécessaire dans la philosophie de protection du réseau électrique. Le but direct de cette tâche est d'organisé les réactions simultané de ces relais.

Après les essais effectués, nous avons constaté l'intérêt palpable de se doter en matière de qualité du plan de protection, lorsqu'on se dote de deux protections en parallèle.

Ces avantages peuvent être résumés comme suit :

— Accès confortable à la programmation.

— Détection rapide.

— La sélectivité.

— Fiabilité meilleur.

— Sauvegarde de réseau d'interconnexion.

Conclusion général

Les réseaux électriques doivent être équipés par des systèmes de protection aussi sélectifs que possible, afin d'éliminer d'une manière sure et dans les plus brefs délais, en cas de défaut, l'élément affecté et lui seul.

La raison de la mise en parallèle de deux protections de distance équipées chacune de son propre réenclencheur afin de surveiller une ligne d'interconnexion ; est dictée par un besoin de plus en plus grand de réduire l'énergie non distribuée, pallier à des rares défaillances, ainsi que pour la continuité existante du réseau à cause de l'économie considérable que cela représente.

Cette philosophie a été décidée suite à des statistiques de fonctionnement des protections, ainsi par des analyses des incidents enregistrés, et aussi aquis par un savoir faire des exploitants de ces matériels.

Ajoutons à cela, l'inter dialogue entre les protections qui sont un atout bénéfique en vue d'éviter le chevauchement des fonctionnements des relais de protection.

Les différentes améliorations attendues de cette nouvelle procédure sont :

— Réussir des ré-enclenchement automatique lors des défauts fugitifs à chaque fonctionnement de ligne ou de l'autre protection (PP1 et PP2).

— La communication entre PP1, PP2 et PDD va limiter le déclenchement de la protection défaillance disjoncteur ; qui en cas de fonctionnement peut entraîner un black-out au niveau du poste d'interconnexion.

— La télé-action entre les protections d'un poste A avec celle du poste B à pour but de faire fonctionner la protection qui déclenche sélectivement et instantanément en cas de défaut à 100% de la ligne.

Il faut toujours développer la technologie des relais de protection, et minimisée le temps d'élimination des défauts.

Bibliographie

[1] P. Kundur, N. J. Balu, and M. G. Lauby, *Power system stability and control*. McGraw-hill New York, 1994, vol. 7.

[2] J. DELBARRE, "Postes à HT et THT-rôle et structure," *Techniques de l'Ingénieur, Traité Génie électrique, D*, vol. 4570, 2004.

[3] M. Zellagui, "Etude des protections des réseaux électriques MT (30 & 10 kV)," *Mémoire de Magistère en Electrotechnique, Université Mentouri Constantine, 2010.*

[4] G. Sonelgaz, "XD guide technique de distribution," *Document technique de Groupe SONELGAZ*, 1984.

[5] C. BAUMANN, H. PIQUET, J. REGNIER, and X. ROBOAM, "Architecture des réseaux électriques continus en aéronautique : Vers des réseaux maillés à forte disponibilité énergétique," *Revue internationale de génie électrique*, vol. 10, no. 3-4, pp. 259–283, 2007.

[6] A. Hammoud, "Etude des convertisseurs haute tension pour la protection et la coordination des réseaux de distribution," *Thèse pour le grade de Docteur en Génie Electrique, INSA de Lyon, 2010.*

[7] G. SONELGAZ, "Prévention du risque electrique," *Carnet de Prescriptions au Personnel du Groupe SONELGAZ, Edition 2001.*

[8] D. Labed, A. Bouzid, A. Zellagui, and A. Bouchahdane, "Application of numerical distance relays in dispersed generation," *INTERNATIONAL REVIEW OF ELECTRICAL ENGINEERING-IREE*, vol. 3, no. 1, pp. 55–64, 2008.

[9] D. LABED and A. BOUZID, "Performance evaluation of two type of numerical distance relays under fault transients," *Sciences & Technologie B*, no. 28, pp. 7–16, 2008.

[10] M. Bouchahdane, "coordination de systemes de protection appliquee au reseau national," *Mémoire de Doctorat en Electrotechnique, Université Mentouri Constantine*, 2013.

[11] L. Hewitson, "Guide de la protection des équipements électriques," *Paris, Dunod*, 2007.

[12] G. Ziegler, "Numerical distance protection : principles and applications," *Third Edition, Siemens Aktiengesellschaft, Berlin und München*, 2008.

[13] Z. Gerhard, *Numerical distance protection : principles and applications.* Fourth Edition, Siemens Aktiengesellschaft, Berlin und München, 2011.

[14] A. T. Johns and S. K. Salman, *Digital protection for power systems.* IET, 1997, no. 15.

[15] J. Andrichak and G. Alexander, "Distance relay fundamentals," *General Electric, Power Management*, no. 3966, 2003.

[16] W. Rebizant, J. Szafran, and A. Wiszniewski, *Digital signal processing in power system protection and control.* Springer Science & Business Media, 2011.

[17] D. P. C. CLAUDE, "Protection des réseaux de transport et de répartition," 2005.

[18] S. G. A. Perez, "Modeling relays for power system protection studies," Ph.D. dissertation, 2006.

[19] R. LADJEROUD, "Protection adaptative par relais à minimum d'impédance," *Mémoire de Magistère en Génie Electrique, Université M'Hamed BOUGARA, Boumerdes*, 2006.

[20] M. PETARD, *Généralités sur la Protection des réseaux d'énergie Electrique : Relais de protection.* EDF, 1961.

[21] M. LAMI, "Protection et surveillance des réseaux de transport d'énergie électrique," *Volume 2, Electricité de France EDF, février*, 2003.

[22] M. Conroy, B. Nelson, B. Bozoki, J. Chadwick, P. Drum, L. Dovrak, I. Hasenwinkle, J. Huddleston, W. Kotheimer, J. Linders *et al.*, "C37. 110 guide for the application of current transformers used for protective relaying purposes," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 14, no. 1, pp. 94–97, 1999.

[23] S. Electric, "Protections des réseaux electriques," *Guide de la Protection*, 2008.

[24] D. Labed, "Production décentralisée et couplage au réseau," *Mémoire de Doctorat en Electrotechnique, Université Mentouri Constantine*, 2006.