RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTÉRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHECHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITÉ YAHYA FARES DE MEDEA

FACULTÉ DE TECHNOLOGIE

DÉPARTEMENT GÉNIE ÉLECTRIQUE



Mémoire pour l'obtention du diplôme DE MASTER

En : Électrotechnique

Spécialité : Réseaux Électriques

Thème

Coordination des protections de la ligne 220 kV ELAFFROUN- AHMAR EL AIN

Présenté par :

SIAMMAR Walid

Encadré par :

Dr ABDI Sifeddine

Année Universitaire 2024-2025

Dédicace

C'est avec un cœur empli de gratitude que je dédie ce travail, aboutissement d'un long parcours, à ceux qui ont été mes piliers et ma raison d'avancer :

À ma mère bien-aimée,
Mon premier amour et mon soutien éternel,
Que Dieu te préserve et t'enveloppe de Sa grâce.
Ton sacrifice et tes prières ont illuminé mon chemin.

À mon père chéri,
Bien qu'absent physiquement, tu demeures présent dans chacune de mes réussites.
Que Dieu t'accorde Sa miséricorde infinie
Et fasse de ta dernière demeure un jardin du Paradis.

À ma douce épouse,
Compagne de chaque instant,
Ton amour a été mon refuge et ma sérénité.
Tes encouragements ont été ma force face au doute.

À mes merveilleux enfants,
Ma fierté et ma joie,
Vous m'avez enseigné l'essentiel
Et insufflé le courage de persévérer.

À mon frère et à sa famille,
Pour votre soutien indéfectible,
Votre présence m'a été précieuse
À chaque étape de ce chemin.

Cette réalisation est autant la vôtre que la mienne,
Car aucun succès n'est jamais entièrement individuel.
Que Dieu vous préserve et comble vos vies de bonheur.

Je tiens également à remercier tous mes camarades de la promotion de deuxième année Master Réseaux Électriques, pour leur soutien, leur entraide et les moments partagés tout au long de ce parcours.

Remerciement

Nous adressons avant tout nos louanges et notre gratitude à Allah, le Tout-Puissant et le Miséricordieux.

Nous exprimons notre profonde reconnaissance à notre encadreur, Docteur **ABDI Sifeddine**, pour ses encouragements, sa bienveillance et sa disponibilité tout au long de la réalisation de ce travail.

Nous tenons à exprimer notre gratitude à l'ensemble de nos professeurs de l'Université de Médéa pour leur générosité, leur patience et la qualité de leur encadrement, malgré leurs nombreuses responsabilités académiques et professionnelles.

Nous remercions chaleureusement les membres du jury qui ont accepté d'évaluer et de valoriser ce mémoire.

Enfin, nous adressons nos plus sincères remerciements à nos proches et à nos amis, pour leur soutien constant et leurs encouragements tout au long de ce parcours.

ملخص

تتناول هذه الدراسة تحليل وتقييم تنسيق الحماية التفاضلية متعددة الوظائف المثبتة بين محطتي العفرون وأحمر العين. من خلال الاختبارات التجريبية والمحاكاة المنجزة باستخدام برنامج زةاص، تم دراسة سيناريوهات مختلفة للأعطال (مع أو بدون الاتصال بواسطة الألياف البصرية، وفي حالة احتراق المصهر). وقد أكدت النتائج سرعة وموثوقية وانتقائية الحماية، مع إبراز أهمية وظائف النسخ الاحتياطي المدمجة لضمان استمرارية الخدمة الكهربائية.

الكلمات المفتاحية: التنسيق، الاختبارات التجريبية، اختبارات المحاكاة.

Abstract

This study focuses on the analysis and evaluation of the coordination of the multifunction differential protection 7SD522 (Siemens) installed between the El Afroune and Ahmer El Aïn substations. Through experimental tests and simulations carried out using ETAP, various fault scenarios were examined (with and without fiber optic communication, and in case of fuse melting). The results confirmed the speed, reliability, and selectivity of the protection system, while also demonstrating the importance of the built-in backup functions to ensure the continuity of the electrical service.

Keywords: coordination, experimental tests, simulation tests.

Résumé

Cette étude porte sur l'analyse et l'évaluation de la coordination de la protection différentielle multifonction 7SD522 (Siemens), installée entre les postes d'El Afroune et d'Ahmer El Aïn. À travers des essais expérimentaux et des simulations réalisées sous ETAP, différents scénarios de défaut ont été étudiés (avec ou sans communication par fibre optique, et en cas de fusion de fusible). Les résultats ont confirmé la rapidité, la fiabilité et la sélectivité de la protection, tout en démontrant l'importance des fonctions de repli intégrées pour garantir la continuité du service électrique

Mots-clés : coordination, essais expérimentaux, essais de simulation.

Table des matières

Table des figures **i**

Liste des tableaux **iv**

Introduction Générale **4**

I Généralités sur le réseau de transport électrique **6**

I.1 Introduction . . . 7
I.2 Définition du réseau électrique . . . 8
I.3 Les types de réseau électrique . . . 8
I.3.1 Les réseaux de transport et d'interconnexion . . . 8
I.3.2 Réseaux de répartition . . . 9
I.3.3 Réseaux de distribution . . . 9
I.3.3.1 Réseaux de distribution à HTA . . . 9
I.3.3.2 Réseaux de distribution à basse tension . . . 9
I.4 Les niveaux de tension . . . 10
I.5 Les composants de réseau de transport . . . 10
I.5.1 Ligne de réseau transport . . . 10
I.5.1.1 Les conducteurs . . . 10
I.5.1.2 Les isolateurs . . . 11
I.5.1.3 Les câbles de garde . . . 12
I.5.1.4 Les supports . . . 12
I.5.2 Poste de transformation électrique . . . 12
I.5.2.1 Disjoncteur . . . 12
I.5.2.2 Sectionneurs . . . 14
I.5.2.3 Sectionneurs de mise à la terre . . . 15
I.5.2.4 Parafoudre . . . 15
I.5.2.5 Transformateur . . . 16
I.5.2.6 Transformateur de mise à la terre . . . 16
I.5.2.7 Les éclateurs . . . 17
I.5.2.8 Circuit bouchon haute tension . . . 17
I.6 Les défauts dans les réseaux . . . 18

I.6.1 Les courts-circuits 18
I.6.1.1 Origines 18
I.6.1.2 Caractéristiques 18
I.6.2 Les effets des courts-circuits 19
I.6.3 Les surtensions 19
I.6.4 Les surcharges 20
I.6.5 Les oscillations 20
I.6.6 Les déséquilibres 20
I.7 Conclusion 20

II Les systèmes de protections des réseaux électriques 21
II.1 Introduction 22
II.2 Les éléments de protection 23
II.2.1 Capteur de mesure 23
II.2.1.1 Transformateurs de courant (TC ou TI) 23
II.2.1.2 Transformateurs de tension (TP ou TT) 24
II.2.2 Disjoncteur 24
II.2.3 Relais de protection 25
II.3 Les dispositifs de protection numérique 25
II.3.1 Critères des systèmes de protection 25
II.3.2 Caractéristique du système de protection 26
II.3.2.1 Rapidité 26
II.3.2.2 Sélectivité 26
II.3.2.3 Sensibilité 28
II.3.2.4 Fiabilité 28
II.4 Les différents systèmes de protection 28
II.4.1 Protection différentielle 28
II.4.1.1 Protection différentielle longitudinale 28
II.4.1.2 Protection différentielle utilisant les fibres optiques ou faisceaux hertziens 29
II.4.2 Protection de distance 30
II.4.2.1 Principe de base 30
II.4.2.2 Diagramme d'impédance 31
II.4.2.3 Caractéristiques des relais de distance 32
II.4.2.4 Application des zones de protection dans la protection de distance 35
II.4.3 Protection à maximum de courant 37
II.4.3.1 Protection par relais à maximum de courant non directionnelle 37
II.4.3.2 Relais à temps indépendant 37

II.4.3.3 Relais à temps dépendant (inverse) . . . 37
II.4.3.4 Protection par relais à maximum de courant directionnelle . 38
II.5 Conclusion . . . 39

III Etude experimental et simulation **40**
III.1 Introduction . . . 41
III.2 Réseau de transport électrique . . . 41
III.2.1 Présentation poste de transformation électrique 400/220 kV d'EL-AFFRON . . . 42
III.2.1.1 Étage 400 kV . . . 42
III.2.1.2 Étage 220 kV . . . 43
III.2.1.3 Protections pour la ligne 400 kV . . . 43
III.2.1.4 Protections pour la ligne 220 kV . . . 43
III.2.2 Présentation générale de la ligne 220 kV EAF / AHM . . . 44
III.2.3 Poste de transformation électrique AHM 220 kV / 60 kV . . . 45
III.2.3.1 Transformation de la tension . . . 45
III.2.3.2 Distribution de l'énergie électrique . . . 45
III.2.3.3 Composants principaux . . . 46
III.3 Essais expérimentaux par caisse d'injection . . . 46
III.3.1 Caisse d'injection numérique CMC 256 Plus (OMICRON) . . . 46
III.3.2 Fonction différentielle . . . 48
III.3.3 Fonction protection distance . . . 49
III.3.3.1 Données des transformateurs de mesure . . . 49
III.3.3.2 Détermination des différentes zones de mesure . . . 49
III.3.4 Fonction maximum de courant . . . 51
III.4 Les essais de simulation par logiciel ETAP . . . 51
III.4.1 Présentation du logiciel ETAP . . . 51
III.4.2 Poste EAF 400 kV . . . 51
III.4.3 Ligne EAF/ AHM 220 kV . . . 53
III.4.4 Poste AHM 220 kV . . . 54
III.4.4.1 Transformateurs 220/60 kV . . . 54
III.4.4.2 Barres principales . . . 54
III.4.4.3 Lignes entrantes et sortantes . . . 55
III.4.5 Fonction différentiel F(87) . . . 55
III.4.6 Fonction protection distance . . . 55
III.4.7 Fonction protection à maximum de courant . . . 57
III.5 Conclusion . . . 58

IV Résultat de l'injection expérimentale et simulation **59**
IV.1 Introduction . . . 60

IV.2 Résultats de l'injection et de simulation 60
IV.2.1 Fonction différentielle 60
IV.2.1.1 Injection 1er défaut 60
IV.2.1.2 Injection 2eme défaut 62
IV.2.1.3 Simulation défaut par ETAP 63
IV.2.2 Fonction distance 64
IV.2.2.1 Injection défaut zone 1 64
IV.2.2.2 Simulation défaut zone 1 67
IV.2.2.3 Injection défaut zone 2 69
IV.2.2.4 Simulation défaut zone 2 71
IV.2.2.5 Injection défaut zone 3 73
IV.2.2.6 Simulation défaut zone 3 76
IV.2.3 Fonction à maximum de courant 78
IV.2.3.1 Injection défaut maximum de courant 78
IV.2.3.2 Simulation défaut maximum de courant 79
IV.3 Comparaison entre l'injection et la simulation 80
IV.3.1 Fonction différentielle 80
IV.3.2 Fonction de distance 81
IV.3.3 Fonction maximal de courant 82
IV.4 Conclusion 83

Conclusion Générale **84**

Bibliographie **85**

Table des figures

Fig. I.1 : Réseaux électriques 7
Fig. I.2 : Câbles ligne 11
Fig. I.3 : Isolateur en verre 11
Fig. I.4 : Disjoncteur-à-haute-tension 13
Fig. I.5 : Fonctionnement disjoncteur 14
Fig. I.6 : Sectionneur 14
Fig. I.7 : Sectionneur mise à la terre 15
Fig. I.8 : Parafoudre 15
Fig. I.9 : Transformateur de haut tension 16
Fig. I.10 : Transformateur de mise à la terre 16
Fig. I.11 : Les éclateurs 17
Fig. I.12 : Circuit bouchon 17

Fig. II.1 : Schéma simplifié d'un système de protection pour une ligne HTA 22
Fig. II.2 : Transformateur de courant 23
Fig. II.3 : Transformateur de tension 24
Fig. II.4 : Sélectivité ampèremétrique 26
Fig. II.5 : Sélectivité chronométrique 27
Fig. II.6 : Principe de la sélectivité logique 27
Fig. II.7 : Protection différentielle longitudinale 29
Fig. II.8 : Caractéristique du relais différentiel à pourcentage 30
Fig. II.9 : Principe de base de protection distance 31
Fig. II.10 : Diagramme d'impédance dans le plan complexe R/X 32
Fig. II.11 : Protection de distance 32
Fig. II.12 : Caractéristique purement réactive 33
Fig. II.13 : Caractéristique purement impédance 33
Fig. II.14 : Caractéristique Mho 34
Fig. II.15 : Caractéristique quadrilatérale 35
Fig. II.16 : Les zones de protection de distance 36
Fig. II.17 : Protection à temps indépendant temporisé 37
Fig. II.18 : Protection à temps dépendant (normal inverse) 38
Fig. II.19 : Zone de déclenchement de la protection directionnelle pour un angle $\theta = 45°$ 38

Fig. III.1 : Réseau électrique 41
Fig. III.2 : Présentation poste de transformation électrique 400/220 KV 42
Fig. III.3 : Présentation générale de la ligne 220 kV 44
Fig. III.4 : Poste de transformation électrique 45
Fig. III.5 : Caisse d'injection OMICRON 47
Fig. III.6 : Travée ligne 220 kV 47
Fig. III.7 : Communication entre protection 48
Fig. III.8 : Communication entre protection à l'absence d'un défaut 48
Fig. III.9 : Fibre optique en défaut 49
Fig. III.10 : Zones de protection pour relais de distance 50
Fig. III.11 : Double problème de mesure de tension et de communication 51
Fig. III.12 : Schéma simulé du posteEAF 400 kV sous ETAP :- rouge 400 KV - bleu 220 KV - vert 30 KV 52
Fig. III.13 : Ligne EAF / AHM 220 kv 53
Fig. III.14 : Poste de transformation 220/ 60 kV 54
Fig. III.15 : Paramètres de la protection différentielle 55
Fig. III.16 : Réglage protection distance 56
Fig. III.17 : Réglage protection Max I 57

Fig. IV.1 : Injection 1er défaut 61
Fig. IV.2 : Top déclenchement 61
Fig. IV.3 : Injection 2eme défaut 62
Fig. IV.4 : Top déclenchement 62
Fig. IV.5 : Simulation ETAP 63
Fig. IV.6 : Résultat de simulation 63
Fig. IV.7 : Injection défaut proche zone 1 64
Fig. IV.8 : Top logique du défaut proche zone 1 65
Fig. IV.9 : Injection défaut éloigné zone 1 65
Fig. IV.10 : Tops logique du défaut éloigné zone 1 66
Fig. IV.11 : Simulation défaut proche zone 1 67
Fig. IV.12 : Simulation défaut éloigné zone 1 68
Fig. IV.13 : Injection de défaut proche zone 2 69
Fig. IV.14 : Top logique défaut proche zone 2 69
Fig. IV.15 : Injection défaut éloigné zone 2 70
Fig. IV.16 : Top logique défaut éloigné zone 2 71
Fig. IV.17 : Simulation défaut proche zone 2 72
Fig. IV.18 : Simulation défaut éloigné zone 2 73
Fig. IV.19 : Injection défaut proche zone 3 74
Fig. IV.20 : Top logique défaut proche zone 3 74

Fig. IV.21 : Injection défaut éloigné zone 3 75
Fig. IV.22 : Top logique défaut éloigné zone 3 76
Fig. IV.23 : Simulation défaut proche zone 3 76
Fig. IV.24 : Simulation défaut éloigné zone 3 77
Fig. IV.25 : Injection défaut sur maximum de courant 78
Fig. IV.26 : Top logique défaut maximum de courant 79
Fig. IV.27 : Simulation défaut maximum de courant 79

Liste des tableaux

I.1 Valeur de la Tension Nominale (Un en Volts) 10

III.1 Réglages des relais A et B 48
III.2 Évolution de l'impédance en fonction du temps 57

IV.1 Comparaison entre deux défauts 66
IV.2 État des éléments de protection par zone 67
IV.3 État des éléments de protection par zone 68
IV.4 Comparaison des paramètres de déclenchement entre deux scénarios de défaut 71
IV.5 État des éléments de protection et délais d'activation dans le scénario de défaut 2 72
IV.6 État des éléments de protection et délais d'activation dans le scénario de défaut 2 73
IV.7 État des éléments de protection et délais d'activation dans le scénario de défaut 3 77
IV.8 État des éléments de protection et délais d'activation dans le scénario de défaut 3 78
IV.9 Résumé des résultats de la protection différentielle 80
IV.10 Résumé des résultats de la protection de distance 81
IV.11 Résumé des résultats de la protection maximal de courant 82

Liste des abréviations

HT, HTA ou HTB : Haute tension.

BT, BTA ou BTB : Basse tension.

TBT : Très basse tension.

IN : Courant nominal.

UN : Tension composée nominale.

kV : Kilo Volt.

TC : Transformateur de courant.

TT : Transformateur de tension.

JB : Jeu de barre.

TR : Transformateur.

CEI : Commission électrotechnique internationale.

IA : Courant phase A.

IB : Courant phase B.

IC : Courant phase C.

ICC : Courant de court-circuit.

ICC_max : Courant de court-circuit maximum.

ICC_min : Courant de court-circuit minimum.

IS : Seuil de fonctionnement.

T : Retard de fonctionnement (temporisation).

IDiff : Courant différentiel.

IRet : Courant de retenue.

VA : Tension simple phase A.

VB : Tension simple phase B.

VC : Tension simple phase C.

VAB : Tension simple phase AB.

VBC : Tension simple phase BC.

VCA : Tension simple phase CA.

UCC : Tension de court-circuit.

ZSource : Impédance de la source.

ZLigne : Impédance de la ligne.

ZCharge : Impédance de charge.

ZCC : Impédance de court-circuit.

RDéfaut : Résistance de défaut.

$\varphi_{\mathbf{Charge}}$ **:** Angle de charge.

P : Puissance active.

Q : Puissance réactive.

X1, X2, X0 : Réactance directe, inverse et homopolaire.

R1, R2, R0 : Résistance directe, inverse et homopolaire.

Z1, Z2, Z0 : Impédance directe, inverse et homopolaire.

Z0M : Impédance mutuelle homopolaire.

$= 2\pi f$ **:** Pulsation angulaire.

ρ **:** Résistance spécifique de la terre.

RE : Résistance de terre.

AL : Distance entre les conducteurs.

δU **:** Erreur angulaire des transformateurs de tension.

δI **:** Erreur angulaire des transformateurs de courant.

fmax : La fréquence maximum.

f0 : La fréquence de coupure.

VSource : La tension de la source.

RSource : La résistance de la source.

LSource : L'inductance de la source.

CSource : La capacitance de la source.

Vam, Vap : Amplitude et Angle de la Tension Phase A.

Vbm, Vbp : Amplitude et Angle de la Tension Phase B.

Vcm, Vcp : Amplitude et Angle de la Tension Phase C.

Vpm, Vpp : Amplitude et Angle de la Tension Directe (+).

Vnm, Vnp : Amplitude et Angle de la Tension Inverse (-).

Vzm, Vzp : Amplitude et Angle de la Tension Homopolaire (0).

Iam, Iap : Amplitude et Angle du Courant Phase A.

Ibm, Ibp : Amplitude et Angle du Courant Phase B.

Icm, Icp : Amplitude et Angle du Courant Phase C.

Ipm, Ipp : Amplitude et Angle du Courant Direct (+).

Inm, Inp : Amplitude et Angle du Courant Inverse (-).

Izm, Izp : Amplitude et Angle du Courant Homopolaire (0).

K0 : Coefficient de terre.

IS1 : Seuil de déclenchement du courant différentiel.

K1 : Première pente de la caractéristique de déclenchement (en %).

IS2 : Seuil du courant stabilisant.

K2 : Deuxième pente de la caractéristique de déclenchement (en %).

TD : Valeur de réglage du multiplicateur de temps.

I : Courant de défaut.

IP : Valeur de réglage du courant d'excitation.

A, B, K, p : Constantes de la caractéristique.

F51 : Protection maximale de courant.

Introduction Générale

Les réseaux électriques qui transportent de l'énergie de la production à la consommation peuvent être soumis à diverses perturbations susceptibles de compromettre l'intégrité des installations et la qualité du service. Il est donc primordial de limiter les impacts de ces anomalies. Ainsi, tout incident doit être détecté sans délai afin d'isoler rapidement la partie défectueuse du réseau. C'est précisément la mission des systèmes de protection. La protection des réseaux électriques regroupe l'ensemble des dispositifs de surveillance et de sécurisation permettant de maintenir la stabilité et la continuité de l'alimentation en électricité. Elle joue un rôle essentiel pour prévenir les dommages aux équipements coûteux et garantir une fourniture d'énergie sans interruption. [1]

Les système de protection sont constitués de divers équipements qui ont pour objectif principal de supprimer les défauts détectés et d'assurer la continuité de fonctionnement du réseau. Ils doivent répondre à plusieurs exigences : fiabilité, sélectivité, rapidité d'action, autonomie, insensibilité aux surcharges passagères et aux oscillations, ainsi qu'une capacité de fonctionnement même dans des conditions d'alimentation défavorables. [2]

Parmi les dispositifs de protection les plus performants, les protections différentielles — fonctionnant via une communication par fibre optique — se distinguent par leur rapidité d'intervention et leur précision. En cas de défaillance de la fibre optique, la protection de distance est automatiquement enclenchée. Si un double défaut se produit, affectant à la fois la communication optique et un élément tel qu'un fusible (par fusion), la protection maximale par surintensité prend alors le relais. Cette coordination hiérarchisée des protections contribue à assurer la résilience du réseau électrique face à des scénarios de défaillance complexe. [3]

Dans ce contexte, notre mémoire s'articule autour de deux volets complémentaires. Le premier volet concerne une étude expérimentale réalisée au niveau du poste électrique d'El Affroun, sur une ligne de transport à 220 kV. Cette étape a permis de simuler divers défauts afin d'évaluer la stabilité du réseau, de déterminer les seuils de réglage des dispositifs de protection et d'analyser le temps de réponse réel de ces protections par rapport aux valeurs théoriques.

Le second volet présente une série de simulations effectuées à l'aide du logiciel ETAP, en reproduisant les mêmes scénarios de défauts que ceux réalisés sur site. Cette démarche comparative vise à confronter les résultats pratiques, théoriques et issus de la simulation,

afin de valider la cohérence et la performance du système de protection étudié.

Par ailleurs, ce travail s'est intéressé aux différents types de protections appliquées aux lignes de transport d'électricité à haute tension différentiel , distance et maximum de courant. L'étude est structurée en quatre chapitres. Le premier chapitre présente une vue d'ensemble des réseaux de transport électrique, abordant leurs caractéristiques fondamentales et leurs enjeux techniques.

Le deuxième chapitre traite des systèmes de protection des réseaux électriques, en détaillant leurs principes de fonctionnement et les différentes technologies employées.

Le troisième chapitre est consacré à l'étude expérimentale et à la simulation. Il décrit la méthodologie adoptée, incluant les essais réalisés à l'aide d'une caisse d'injection OMICRON, ainsi que les simulations effectuées via le logiciel ETAP.

Le quatrième chapitre analyse et compare les résultats obtenus lors des injections expérimentales et des simulations, mettant en évidence les convergences et les écarts observés.

Notre étude est finalisée par une conclusion générale synthétisée

Chapitre I

Généralités sur le réseau de transport électrique

I.1 Introduction

Les réseaux de transport et de distribution d'électricité ont pour fonction essentielle d'assurer la mutualisation des diverses sources de production afin d'acheminer l'énergie électrique vers l'ensemble des utilisateurs. La production d'électricité s'effectue dans des centrales exploitant des sources primaires telles que le nucléaire, l'hydroélectricité, le charbon, ou encore des sources renouvelables comme l'énergie éolienne et solaire.

Traditionnellement, le système électrique est structuré en trois sous-ensembles interdépendants : la production, le transport et la distribution. Ces sous-systèmes sont reliés entre eux par des postes de transformation, permettant l'adaptation des niveaux de tension. Le réseau fonctionne en courant alternatif à fréquence industrielle, généralement de 50 ou 60 Hz selon la région.

Trois grandes catégories de réseaux peuvent être distinguées :

- ⋆ les réseaux de transport et d'interconnexion,
- ⋆ les réseaux de répartition,
- ⋆ les réseaux de distribution.

Chaque installation électrique est conçue pour permettre :

- ⋆ un raccordement ou une isolation du réseau, que ce soit en régime de charge ou en court-circuit, à l'aide de disjoncteurs,
- ⋆ une séparation à vide par des sectionneurs à coupure visible,
- ⋆ une protection assurée par des dispositifs de sécurité et des systèmes automatisés. Ces derniers sont capables de détecter les défauts, tels que les courts-circuits ou autres anomalies, en analysant les grandeurs électriques (courants et tensions) et en commandant les disjoncteurs de manière appropriée. [1]

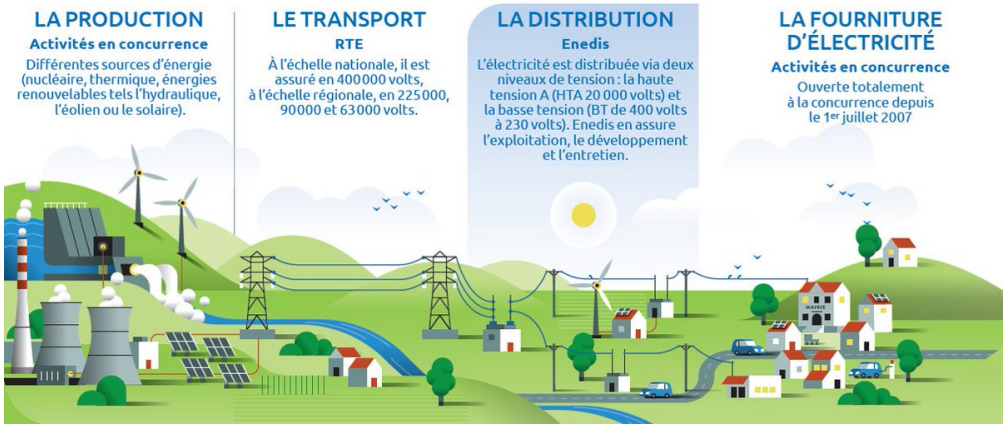


Figure I.1: Réseaux électriques

I.2 Définition du réseau électrique

Un réseau électrique constitue une infrastructure complexe, reposant sur une conception rigoureuse et un fonctionnement fiable de divers équipements tels que les lignes aériennes et souterraines, les postes électriques, les câbles, les appareillages de coupure, les transformateurs, les parafoudres, entre autres. L'assemblage cohérent de ces composants forme physiquement le réseau dont la qualité conditionne directement la continuité et la fiabilité de l'alimentation électrique fournie aux usagers. À cette structure matérielle s'ajoute un ensemble de systèmes automatisés et de dispositifs de télécommunication assurant la transmission des informations et des ordres de commande. Ces systèmes, interconnectés et coordonnés, jouent un rôle comparable à un système nerveux : ils sont indispensables pour protéger les infrastructures et équipements contre les défaillances internes et les agressions externes telles que la foudre ou les conditions climatiques défavorables. Par ailleurs, ces dispositifs permettent à l'opérateur de superviser et de piloter un réseau étendu, souvent réparti sur des milliers de kilomètres carrés, sans point de gestion unique. La mission fondamentale du réseau électrique est d'acheminer l'énergie produite par diverses sources (centrales hydroélectriques, thermiques, etc.) vers les centres de consommation (zones urbaines, industries, etc.). Pour limiter les pertes par effet Joule, proportionnelles au carré du courant, l'électricité est transportée à haute ou très haute tension avant d'être progressivement transformée pour correspondre aux niveaux de tension requis par les consommateurs. [2]

I.3 Les types de réseau électrique

Les réseaux électriques peuvent être décomposés en trois sous-systèmes : la production, le transport et la distribution. Chaque sous-système est relié par des postes chargés de l'adaptation des niveaux de tension. Ces réseaux utilisent des courants alternatifs à fréquence industrielle (50 Hz ou 60 Hz). Nous distinguons trois types de réseaux électriques :

I.3.1 Les réseaux de transport et d'interconnexion

Les réseaux de transport et d'interconnexion ont principalement pour mission d'assurer deux fonctions essentielles. D'une part, ils permettent de collecter l'énergie électrique produite par les grandes centrales de production et de l'acheminer sous forme de flux massifs vers les zones de consommation (fonction de transport). D'autre part, ils garantissent une exploitation optimale, économique et sécurisée du parc de production en assurant une compensation des aléas grâce à l'interconnexion des réseaux (fonction d'interconnexion). Ces infrastructures sont généralement constituées de réseaux maillés, avec un neutre directement mis à la terre, et fonctionnent sous des niveaux de tension élevés, typiquement de l'ordre de 150 kV, 220 kV, et plus récemment 400 kV [1].

I.3.2 Réseaux de répartition

Les réseaux de répartition ou réseaux de 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 partie, 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 .

En zone urbaine dense, ces réseaux peuvent être souterrains sur des longueurs n'excédant pas quelques kilomètres. Ces réseaux en boucle ouverte ou fermée 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, à 90 kV ou 63 kV, le 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, [1]

I.3.3 Réseaux de distribution

Les tensions des réseaux de distribution sont généralement inférieures à 63 kV, cette tension est issue des postes de transformation HTB/HTA à l'aide des lignes ou des câbles de 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 usagers du courant électrique . [2]

I.3.3.1 Réseaux de distribution à HTA

le réseau de distribution est la partie de réseau reliant les postes source de distribution aux postes consommateurs. Les lignes du réseau primaire de distribution sont d'un niveau de tension de (30 et 10 kV) et alimentent les charges d'une zone géographique bien précise, le neutre mis à la terre par une résistance de limitation à 300 A pour les réseaux aériens et 1000 A pour les réseaux souterrains. [4]

I.3.3.2 Réseaux de distribution à basse tension

Le réseau basse tension BTA (230 / 400 V) représente l'ultime maillon du système électrique. Ses différentes sections sont alimentées à partir du réseau de moyenne tension (MT) via des postes de transformation HTA/BTA. Le neutre y est directement relié à la terre. Ce réseau peut être de type radial, maillé ou bouclé. [5]

I.4 Les niveaux de tension

Le choix du niveau de tension et de la fréquence dépend du résultat techno-économique et des considérations historiques. Par ce fait, chaque pays a ses différents niveaux de tension et aussi ses fréquences. [2]
La nouvelle norme en vigueur en Algérie (SONELGAZ) définit les niveaux de tension en courant alternatif et continu est présentée dans le tableau I.1 : [6]

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

Tableau I.1: Valeur de la Tension Nominale (Un en Volts)

I.5 Les composants de réseau de transport

Les réseaux électriques de transport sont constitués de composants clés assurant la transmission de l'énergie sur de longues distances, avec une haute tension pour réduire les pertes. Parmi eux figurent les lignes aériennes, les câbles souterrains, les postes de transformation, les disjoncteurs et les dispositifs de protection.

I.5.1 Ligne de réseau transport

Les lignes électriques sont composées de conducteurs, d'isolateurs et de supports, formant ainsi l'infrastructure de base pour le transport de l'énergie électrique sur de longues distances.

I.5.1.1 Les conducteurs

Dans un conducteur, les électrons peuvent se déplacer entre différentes orbites moléculaires. À l'état d'équilibre électrostatique (en l'absence de champ électrique), les charges restent immobiles, et le courant est quasi nul. Cependant, lorsqu'un champ électrique est appliqué, les électrons libres se mettent en mouvement, générant un courant électrique. La

faible résistivité des conducteurs facilite ce déplacement, contrairement aux isolants qui opposent une forte résistance. La conductance et la conductivité caractérisent ainsi l'aptitude d'un matériau à laisser circuler le courant avec une opposition minimale. [7]



Figure I.2: Câbles ligne

I.5.1.2 Les isolateurs

Un isolateur constitue un élément fondamental des réseaux électriques. Sa fonction principale est de supporter mécaniquement les conducteurs tout en empêchant le passage du courant électrique vers les structures de soutien. Réalisé en matériau diélectrique à forte rigidité électrique, l'isolateur bloque la circulation des électrons grâce aux liaisons atomiques solides, assurant ainsi une résistance électrique très élevée. Installé entre les conducteurs et les parties métalliques (pylônes, armatures), il garantit une isolation fiable et durable, en particulier dans les lignes à haute tension et dans les postes électriques, où il contribue à maintenir la sécurité et la performance du réseau. [8]

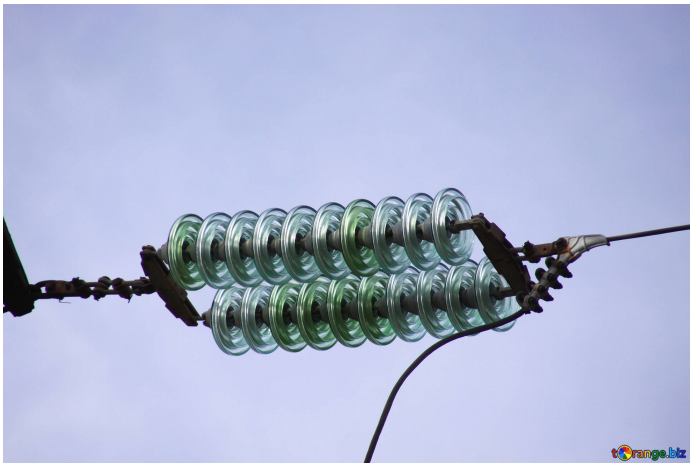


Figure I.3: Isolateur en verre

I.5.1.3 Les câbles de garde

Les câbles de garde des lignes entrant dans le poste sont raccordés au réseau général de mise à la terre du poste. Ce raccordement permet d'assurer une protection efficace contre la foudre, notamment pour les têtes de cellules. En outre, cette connexion facilite l'écoulement des courants de défaut survenant aussi bien à l'intérieur du poste que sur les lignes extérieures. Par ailleurs, ces câbles peuvent également intégrer des fibres optiques, utilisées pour les communications entre postes électriques, renforçant ainsi la coordination et la supervision du réseau. [9]

I.5.1.4 Les supports

Les supports assurent le maintien des conducteurs à une hauteur adéquate au-dessus du sol à l'aide de traverses ou de bras porteurs. Pour les lignes dont la tension est inférieure à 70 kV, de simples poteaux en bois peuvent suffire. En revanche, pour des tensions plus élevées, le bois n'est utilisé que sous forme de structures en portique. Afin d'augmenter leur durabilité, ces poteaux en bois sont généralement traités à la créosote ou à l'aide de sels métalliques pour les protéger contre la pourriture. Dans le cas des lignes à très haute tension, on utilise systématiquement des pylônes métalliques, souvent constitués d'éléments en cornière boulonnés entre eux. Il est essentiel de maintenir une distance suffisante entre les conducteurs afin d'éviter tout contact, même en cas de vents violents. Cette distance augmente avec la tension de la ligne et l'espacement entre les pylônes. Par exemple, pour une ligne de 735 kV, l'écartement typique entre les phases est d'environ 12 mètres. [8]

I.5.2 Poste de transformation électrique

La plupart des postes de transformation, y compris ceux affectés au réseau de transport, sont constitués des équipements principaux suivants :

1) **Disjoncteur** - Protection contre les surintensités et coupure des circuits
2) **Sectionneurs** - Isolation visible des circuits pour maintenance
3) **Transformateur** - Modification des niveaux de tension
4) **Transformateur de mise à la terre** - Protection contre les défauts asymétriques
5) **Sectionneurs de mise à la terre** - Sécurité du personnel lors des interventions
6) **Parafoudres** - Protection contre les surtensions atmosphériques
7) **Circuit bouchon** - pour communication

I.5.2.1 Disjoncteur

Les disjoncteurs sont des dispositifs capables d'interrompre des courants importants, qu'ils soient normaux ou de défaut. Par conséquent, ils peuvent être utilisés comme de grands

interrupteurs, contrôlés localement par un bouton poussoir ou une télécommande. De plus, le disjoncteur ouvre automatiquement un circuit dès que le courant qui le traverse dépasse une valeur prédéterminée. Lorsqu'il est utilisé pour interrompre des courants de court-circuit élevés, il agit comme un fusible, mais fonctionne de manière plus fiable et n'a pas besoin d'être remplacé après chaque déclenchement. Les disjoncteurs les plus courants sont :

a-) disjoncteur à huile

b-) disjoncteur pneumatique

c-) disjoncteur SF6

d-) les disjoncteurs à vide. [8]



Figure I.4: Disjoncteur-à-haute-tension

La plaque signalétique du disjoncteur fournit des informations essentielles telles que le courant nominal en régime permanent, le courant de déclenchement (courant maximal que l'appareil peut interrompre), la tension nominale et le temps de cycle d'ouverture. Grâce à un dispositif de soufflage efficace et à une désionisation rapide de l'arc électrique, l'interruption du circuit peut s'effectuer en trois à huit cycles pour un réseau fonctionnant à 60 Hz. Cette coupure rapide limite les dommages aux lignes et aux équipements et contribue surtout à prévenir l'instabilité du réseau.

L'ouverture d'un disjoncteur peut être commandée soit directement par l'interruption du courant alimentant ses bobines, soit, plus couramment, par l'intermédiaire de relais de protection. Un relais est un dispositif conçu pour détecter des conditions anormales sur le réseau. Par exemple, une bobine de relais est alimentée par le courant secondaire d'un transformateur de courant installé en série avec l'un des conducteurs de la ligne à protéger.

Si le courant dans la ligne dépasse une valeur prédéfinie, le courant secondaire induit ferme les contacts C1 et C2 du relais. La fermeture de ces contacts complète le circuit d'alimentation de la bobine de déclenchement, ce qui entraîne l'ouverture des trois contacts principaux du disjoncteur ainsi que l'exécution des opérations nécessaires à l'extinction de l'arc.

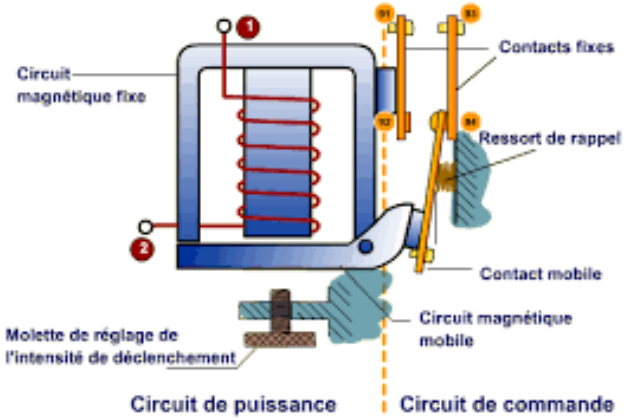


Figure I.5: Fonctionnement disjoncteur

I.5.2.2 Sectionneurs

Les sectionneurs sont des dispositifs de coupure mécanique dépourvus de capacité d'interruption sous charge. Ils servent à isoler visuellement un circuit hors tension et à séparer physiquement différentes parties du réseau pour la maintenance. La manœuvre peut être manuelle, par perche isolante, ou motorisée pour un contrôle à distance. Un verrouillage mécanique empêche toute ouverture accidentelle due aux forces électrodynamiques pouvant atteindre 100 kV lors de courts-circuits. Ces appareils assurent la sécurité du personnel et la fiabilité des opérations de maintenance. Leur conception respecte la norme internationale IEC 62271-102, applicable aux sectionneurs haute tension. [10]



Figure I.6: Sectionneur

I.5.2.3 Sectionneurs de mise à la terre

Les sectionneurs de mise à la terre sont des interrupteurs de sécurité qui isolent un circuit et qui, grâce à leur mise à la terre, empêchent l'apparition de toute tension sur une ligne pendant les réparations. [8]



Figure I.7: Sectionneur mise à la terre

I.5.2.4 Parafoudre

Les parafoudres sont des dispositifs destinés à limiter les surtensions imposées aux transformateurs, aux instruments et aux machines électriques par la foudre et par les manœuvres de commutation. La partie supérieure du parafoudre est reliée à l'un des fils de la ligne à protéger, et la partie inférieure est reliée à la terre en mettant à la terre une faible résistance, généralement inférieure à 10 ohms. [3]



Figure I.8: Parafoudre

I.5.2.5 Transformateur

Le transformateur électrique remplit plusieurs fonctions, notamment celle d'augmenter ou de réduire la tension du courant dans le réseau. Depuis la centrale jusqu'au domicile de l'usager, l'électricité circule à travers des lignes à très haute, haute, moyenne puis basse tension. Pour permettre cette transition entre les différents niveaux de tension, il est indispensable de modifier cette dernière.

Un transformateur de puissance est composé de deux enroulements (primaire et secondaire), également appelés enroulements Haute Tension (HT) et Basse Tension (BT), reliés par un circuit magnétique. [11]



Figure I.9: Transformateur de haut tension

I.5.2.6 Transformateur de mise à la terre

Dans un réseau triphasé à trois fils, un neutre peut être créé à l'aide d'un transformateur de mise à la terre dit zigzag, dont les enroulements connectés en zigzag assurent un point neutre stable relié à la terre. Lorsqu'une charge monophasée est branchée entre une phase et le neutre, le courant I se répartit en trois composantes égales $I/3$, garantissant l'équilibre des tensions et la stabilité du neutre. Les charges monophasées sont réparties de façon équilibrée entre les phases pour limiter le courant dans le neutre, généralement faible et résiduel. Le transformateur zigzag permet ainsi de transformer un réseau triphasé à trois fils en un système à quatre fils fiable. [12]



Figure I.10: Transformateur de mise à la terre

I.5.2.7 Les éclateurs

L'éclateur est un dispositif de protection électrique simple mais indispensable, constitué de deux électrodes, l'une reliée au conducteur à protéger, l'autre à la terre. Installé à des points clés du réseau, il agit comme un point de décharge contrôlée pour dériver les surtensions vers la terre et préserver les équipements sensibles. Son déclenchement dépend d'une tension d'amorçage déterminée par l'écartement entre les électrodes, assurant une coordination entre la rigidité diélectrique des matériels et le seuil de surtension admis. Ainsi, l'éclateur contribue efficacement à la sécurité et à la continuité du réseau électrique. [1].



Figure I.11: Les éclateurs

I.5.2.8 Circuit bouchon haute tension

Les circuits bouchons jouent un rôle essentiel dans les réseaux de transport et de distribution d'électricité. Ils constituent des éléments fondamentaux des systèmes de courant porteur en ligne (CPL), permettant la transmission de divers types de signaux tels que les commandes à distance, les communications vocales, la télémétrie et les signaux de téléconduite entre les différents postes électriques du réseau. [3]



Figure I.12: Circuit bouchon

I.6 Les défauts dans les réseaux

Les défauts dans les réseaux électriques, notamment les courts-circuits, représentent un risque important pour les personnes, les équipements connectés au réseau, ainsi que pour la stabilité et la continuité de l'alimentation électrique. Lorsqu'un court-circuit se produit, un courant de très forte intensité, largement supérieur au courant nominal, traverse le réseau tandis que la tension chute brutalement. Si ce défaut n'est pas rapidement éliminé, les générateurs peuvent entrer en surcharge, et les pertes par effet Joule dues à ce courant excessif peuvent entraîner une surchauffe des conducteurs, causant ainsi des dommages sévères aux équipements. De plus, la chute de tension affecte négativement la qualité de l'électricité fournie.

Par ailleurs, les surtensions, qu'elles soient permanentes ou transitoires, constituent également un danger pour les personnes à proximité des installations. Les surcharges sur les lignes à haute tension provoquent une dilatation des conducteurs, réduisant la garde au sol entre les pylônes. Cette diminution de distance augmente le risque de court-circuit en l'absence de protections adéquates, mettant en péril la sécurité des personnes et des biens [13]. Il est primordial d'identifier correctement les défauts afin de définir la protection adéquate.

I.6.1 Les courts-circuits

I.6.1.1 Origines

Les composants d'un réseau électrique sont conçus, fabriqués et maintenus dans le but d'optimiser le compromis entre le coût et le risque de défaillance. Malgré cela, le risque de défaut n'est jamais totalement éliminé, et des incidents peuvent perturber le fonctionnement normal des installations.

Les principales causes des courts-circuits sont les suivantes :

- ⋆ **Causes mécaniques** : chute d'objets sur les conducteurs ou endommagement mécanique causé par des engins.
- ⋆ **Causes humaines** : erreurs de manœuvre comme l'ouverture d'un sectionneur en charge.
- ⋆ **Causes atmosphériques** : perturbations telles que la foudre, les tempêtes ou le givre.
- ⋆ **Causes électriques** : dégradation des isolants des matériels de réseau .

I.6.1.2 Caractéristiques

Les courts-circuits se distinguent principalement par leur forme et leur durée. Du point de vue de la forme, on distingue les défauts monophasés, biphasés (qu'ils soient isolés ou mis à la terre) et triphasés. En ce qui concerne la durée, les défauts peuvent être classés en plusieurs catégories : les défauts **auto-extincteurs**, qui disparaissent d'eux-mêmes sans intervention ;

les défauts **fugitifs**, de courte durée mais susceptibles de réapparaître ; les défauts **semi-permanents**, qui subsistent un certain temps avant de disparaître spontanément ; et enfin les défauts **permanents**, qui persistent jusqu'à une action corrective externe. [14]

I.6.2 Les effets des courts-circuits

Les courts-circuits peuvent provoquer de graves perturbations dans un réseau électrique. Parmi ces effets on trouve :

- ⋆ **Perturbation du fonctionnement des réseaux :** L'apparition d'un court-circuit entraîne une augmentation brutale du courant et une chute de la tension. Cela compromet la stabilité du réseau et peut provoquer des coupures ou des pannes importantes.
- ⋆ **Diminution de le tenue diélectrique des matériels :** Les surtensions et l'échauffement dus aux courts-circuits dégradent les isolants des équipements, réduisant leur capacité à résister aux contraintes électriques.
- ⋆ **Réduction de la qualité de fourniture d'énergie :** Les creux de tension et interruptions causés par les défauts nuisent à la continuité et à la stabilité de l'alimentation, affectant notamment les appareils sensibles.
- ⋆ **Perturbation de circuits de télécommunication :** Les courts-circuits peuvent générer des perturbations électromagnétiques affectant les systèmes de contrôle, protection et communication intégrés au réseau.
- ⋆ **Danger pour des personnes :** Ils peuvent causer des arcs électriques, incendies, explosions de matériels, et présentent un risque d'électrocution pour le personnel ou le public.

Lorsqu'ils sont polyphasés et situés à proximité des centrales de production, les courts-circuits provoquent une diminution du couple résistant des machines synchrones. Cela entraîne un déséquilibre avec le couple moteur, pouvant mener à une perte de stabilité des groupes générateurs. Si ces défauts ne sont pas éliminés rapidement, ils peuvent causer d'importants dommages aux équipements et compromettre l'intégrité du réseau électrique.

En résumé, les courts-circuits exercent une influence notable sur le bon fonctionnement des réseaux électriques. Ils peuvent compromettre l'isolation des équipements, altérer la qualité de l'énergie distribuée, perturber les systèmes de télécommunications et représenter un risque important pour la sécurité des personnes. Par ailleurs, lorsqu'un défaut polyphasé survient à proximité des centrales de production, il peut entraîner une perte de stabilité des machines synchrones si ce défaut n'est pas éliminé dans un délai très court.

I.6.3 Les surtensions

On distingue généralement trois types de surtensions : les surtensions de manœuvre, les surtensions dues à la foudre et les surtensions lentes. Ces phénomènes peuvent avoir des

conséquences variées sur le réseau électrique, allant de simples interruptions momentanées de service jusqu'à la destruction complète de certains équipements sensibles.

I.6.4 Les surcharges

Les surcharges résultent du passage d'un courant dépassant le seuil admissible par les composants du réseau. Elles peuvent avoir diverses origines, telles que des courts-circuits, des transferts de charge mal maîtrisés, des pics soudains de consommation ou encore le démarrage de charges de forte puissance. Ces surintensités provoquent non seulement des baisses de tension, mais contribuent également à accélérer le vieillissement des équipements électriques.

I.6.5 Les oscillations

Les oscillations et variations de charge peuvent engendrer des perturbations affectant directement la fréquence de rotation des machines électriques. Ces phénomènes, appelés transitoires électromécaniques, reflètent les déséquilibres dynamiques du système électrique avant qu'il ne retrouve un nouvel état d'équilibre stable.

I.6.6 Les déséquilibres

Les déséquilibres résultent généralement d'une répartition inégale des charges dans le réseau électrique. Cette situation peut provoquer des chutes de tension supplémentaires, des pertes de puissance significatives et des échauffements excessifs des conducteurs et équipements, compromettant ainsi leur rendement et leur durée de vie.

I.7 Conclusion

Ce chapitre examine le réseau de transport d'électricité, en décrivant sa structure et son rôle clé dans l'acheminement de l'énergie à haute tension vers les centres de consommation. Il détaille les principaux composants tels que les lignes, les postes et les transformateurs. Une attention particulière est accordée aux différents défauts susceptibles de compromettre le fonctionnement du réseau. Leur origine, leur nature et leurs conséquences sur la stabilité et la sécurité du système sont analysées.

HTHaute Tension BTBasse Tension TTTransformateur de tension TRTransformateur

Chapitre II

Les systèmes de protections des réseaux électriques

II.1 Introduction

Un système de protection électrique est un ensemble d'équipements conçu pour détecter rapidement un défaut électrique et isoler l'élément concerné afin de prévenir les dommages matériels et de garantir l'intégrité du réseau. Pour les lignes de transport, les protections les plus couramment utilisées sont les protections de distance (ou à impédance minimale), les protections différentielles et les protections contre les surintensités. Un système de protection typique comprend trois éléments principaux : des capteurs de mesure (transformateurs de courant ou de tension) qui adaptent les grandeurs électriques à des niveaux exploitables, un dispositif de coupure tel qu'un disjoncteur, et un ensemble de relais de protection qui analysent les signaux issus des capteurs et déclenchent l'ouverture du disjoncteur en cas de défaut. Chaque extrémité d'une ligne haute tension A (HTA) est équipée d'un système de protection autonome, permettant l'intervention coordonnée des relais aux deux extrémités en cas de défaut, entraînant ainsi l'ouverture synchronisée des disjoncteurs. Les relais sont connectés aux transformateurs de mesure pour surveiller les grandeurs électriques, et aux disjoncteurs pour transmettre les ordres de coupure ou de réenclenchement. En très haute tension (THT), ces relais sont généralement installés dans les postes électriques, et le temps total nécessaire pour éliminer un défaut comprend la durée de détection par les relais de protection, suivie du temps de réponse des disjoncteurs pour ouvrir le circuit [15].

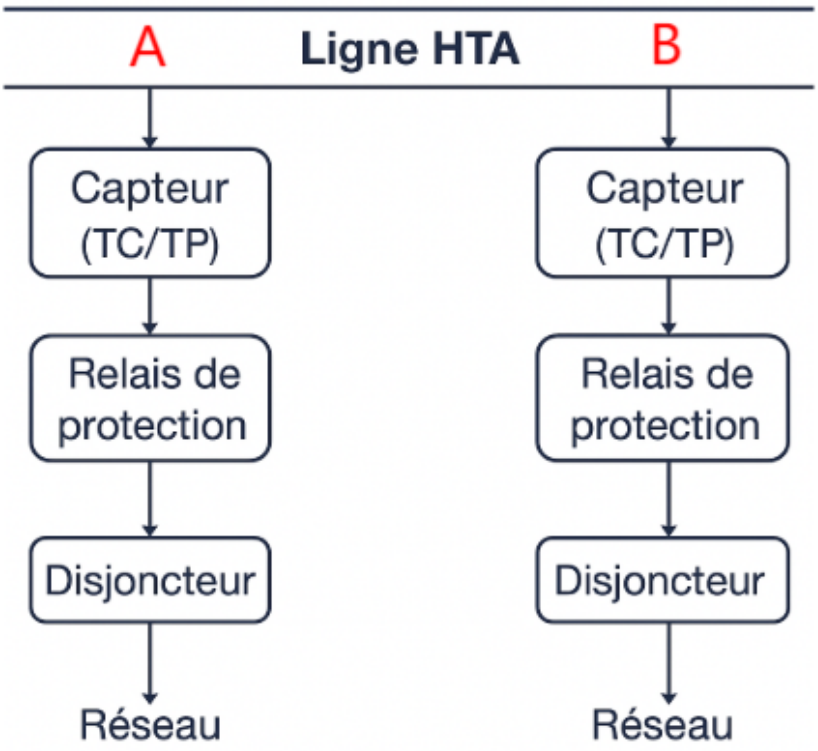


Figure II.1: Schéma simplifié d'un système de protection pour une ligne HTA

II.2 Les éléments de protection

II.2.1 Capteur de mesure

Dans les systèmes de protection, les relais ne peuvent pas traiter directement les grandes valeurs de courant et de tension présentes dans le réseau électrique. Pour des raisons économiques, de sécurité et de compatibilité, on utilise des dispositifs appelés **réducteurs de mesure**, qui adaptent ces grandeurs à des niveaux normalisés plus faibles. Ils assurent également une isolation galvanique indispensable entre le réseau haute tension et les circuits de mesure ou de commande, garantissant ainsi la sécurité des personnes et des équipements.

Les principaux types de réducteurs sont :

- ⋆ les **transformateurs de courant (TC ou TI)** pour les grandeurs exprimées en ampères ;
- ⋆ les **transformateurs de tension (TP ou TT)** pour les grandeurs exprimées en volts.

La précision de ces transformateurs est essentielle : une erreur de mesure peut compromettre le bon fonctionnement du système de protection, voire entraîner sa défaillance en situation critique [11].

II.2.1.1 Transformateurs de courant (TC ou TI)

Le transformateur de courant permet de convertir un courant primaire élevé en un courant secondaire proportionnel, adapté aux seuils de détection des relais de protection et aux instruments de mesure. En général, la sortie est standardisée à 5 A ou 1 A, ce qui facilite l'interopérabilité avec les équipements de protection. En fonctionnement normal comme en cas de défaut, ces transformateurs doivent rester fidèles à la courbe de transformation, et ne pas saturer afin d'assurer une détection correcte des courts-circuits. Leur conception dépend des caractéristiques du réseau (tension, fréquence, intensité nominale), et leur choix est déterminant pour le bon fonctionnement de l'ensemble du système de protection [11].

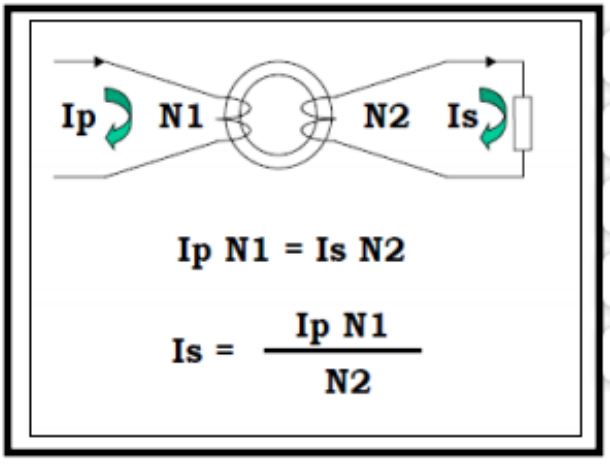


Figure II.2: Transformateur de courant

II.2.1.2 Transformateurs de tension (TP ou TT)

Les transformateurs de tension ont pour rôle de reproduire fidèlement la tension du réseau en une version réduite, généralement normalisée à 100 V en sortie lorsque la tension d'entrée est nominale. Cette tension secondaire est ensuite utilisée à la fois par les dispositifs de protection et les équipements de mesure. Cependant, certains défis techniques existent : lors de faibles tensions primaires, les phénomènes d'hystérésis dans le noyau magnétique affectent la précision. Dans certains cas de commutation (comme l'ouverture d'une seule phase), des oscillations transitoires peuvent apparaître à basse fréquence à cause de l'interaction entre la capacité de ligne et l'inductance du transformateur. Cela peut saturer le noyau magnétique, altérant temporairement la fidélité de la tension reproduite et risquant de perturber les relais de protection.

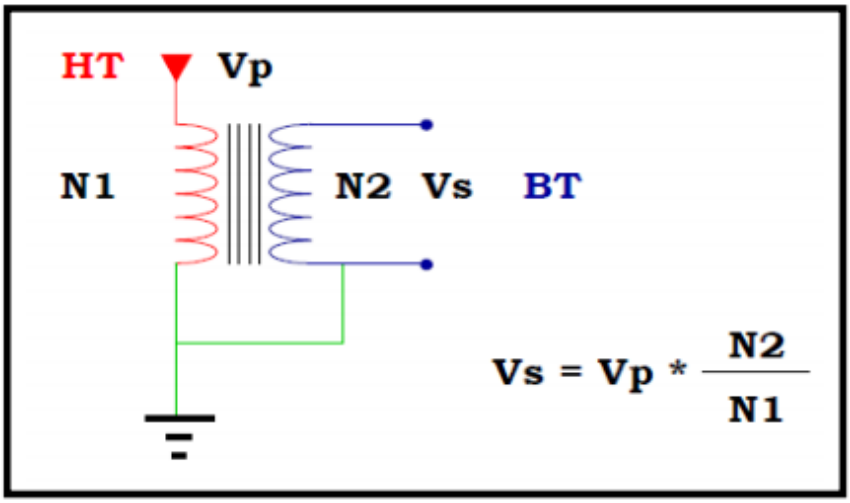


Figure II.3: Transformateur de tension

II.2.2 Disjoncteur

Le disjoncteur est un composant fondamental dans tout système de protection. Il a pour mission d'interrompre ou d'établir le courant électrique en conditions normales ou en cas de défaut, tout en résistant aux tensions nominales du réseau. Le déclenchement du disjoncteur est généralement commandé par un relais de protection, qui détecte une anomalie et envoie un ordre d'ouverture pour isoler rapidement la zone défectueuse ou rétablir le circuit si la perturbation est temporaire ou corrigée ailleurs.

Le fonctionnement repose sur l'interruption du courant au moment de son passage par zéro, afin de minimiser l'énergie à couper et de limiter les surtensions associées. Toutefois, une seule tentative ne suffit pas toujours, et plusieurs cycles peuvent être nécessaires, ce qui influence le temps global d'intervention. Les disjoncteurs haute tension (HT) sont conçus pour une coupure rapide, souvent en un seul cycle, contrairement aux disjoncteurs basse tension (BT) qui peuvent nécessiter de 20 à 50 cycles. Pour faire face aux défauts transitoires fré-

quents sur les lignes, un mécanisme d'auto-enclenchement est utilisé : le disjoncteur s'ouvre, attend brièvement, puis se referme automatiquement pour vérifier si le défaut subsiste. Si ce n'est pas le cas, la ligne reste en service.

Enfin, selon la technologie de coupure employée, les disjoncteurs HT peuvent utiliser différents milieux d'extinction tels que l'air comprimé, l'huile, le vide ou le gaz SF_6, chacun présentant des avantages spécifiques en matière de performance et de sécurité [12].

II.2.3 Relais de protection

Les relais constituent les éléments intelligents du système de protection. Leur rôle principal est de surveiller les grandeurs électriques afin de détecter toute anomalie (telles que les courts-circuits, les surcharges, etc.) et de générer un ordre de coupure en cas de défaut. À l'origine, ces dispositifs étaient de type analogique, limités à une seule fonction spécifique. Avec l'avènement des technologies numériques, les relais ont considérablement évolué. Les relais multifonctions, désormais largement utilisés, intègrent plusieurs fonctions de protection, de contrôle et de communication au sein d'un même équipement, offrant ainsi une solution plus compacte, performante et flexible [13].

II.3 Les dispositifs de protection numérique

Selon la Commission Électrotechnique Internationale (CEI), un dispositif de protection est un ensemble de moyens conçus pour détecter les défauts ou conditions anormales d'un réseau électrique, et déclencher la coupure d'un ou plusieurs disjoncteurs. Il peut également envoyer d'autres types de signalisations si nécessaire. [16]

II.3.1 Critères des systèmes de protection

Un système de protection performant doit assurer la continuité et la fiabilité du fonctionnement du réseau électrique, tout en évitant de limiter ses possibilités d'exploitation. Il doit ainsi être compatible avec l'ensemble des modes d'exploitation, qu'il s'agisse de réseaux bouclés, radiaux ou maillés. Par ailleurs, la stabilité du système de protection doit être préservée face à divers événements qui ne relèvent pas de courts-circuits, tels que les manœuvres d'exploitation ou les transitoires associés à la mise en ou hors service des équipements, les variations normales de tension ou de fréquence, les surcharges admissibles, les déséquilibres temporaires, les oscillations résultant de transitoires électromécaniques, ainsi que les défauts potentiels dans les circuits de mesure.

II.3.2 Caractéristique du système de protection

II.3.2.1 Rapidité

La rapidité d'intervention constitue un critère fondamental pour limiter les conséquences d'un court-circuit sur le réseau électrique. Le temps total nécessaire à l'élimination d'un défaut se décompose principalement en deux phases : d'une part, le temps de détection par le relais, généralement de l'ordre de quelques millisecondes ; d'autre part, le temps d'ouverture du disjoncteur, qui varie entre une et trois périodes pour les disjoncteurs modernes, qu'ils soient à vide ou à hexafluorure de soufre (SF_6).

II.3.2.2 Sélectivité

La sélectivité désigne la capacité d'un système de protection à isoler uniquement la zone affectée par un défaut, sans impacter le reste du réseau. Elle peut être assurée par différentes méthodes :

Sélectivité ampèremétrique : Cette méthode repose sur le principe selon lequel le courant de défaut diminue avec la distance à la source. Chaque relais est réglé pour détecter uniquement les défauts situés dans sa zone de responsabilité, avec un seuil ajusté entre le courant minimal local et le courant maximal en aval. Cela permet d'éviter que les relais situés en amont n'interviennent pas à la place de ceux directement concernés.

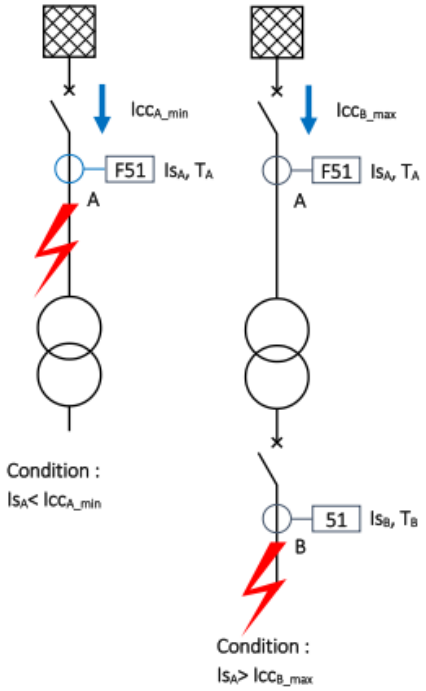


Figure II.4: Sélectivité ampèremétrique

Sélectivité chronométrique Cette approche consiste à temporiser les actions des relais en fonction de leur position dans le réseau : plus un relais est proche de la poste source, plus son temps de déclenchement est long. Par exemple, dans le cas d'un court-circuit détecté par plusieurs relais (A, B, C, D), c'est le relais D situé le plus près du défaut, qui interviendra en premier. Une fois le courant de défaut disparu, les autres relais se réarment automatiquement. L'intervalle de temps entre deux relais définit le degré de sélectivité.

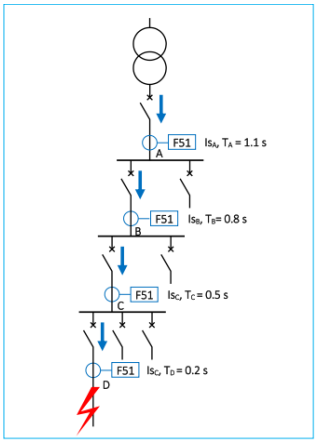


Figure II.5: Sélectivité chronométrique

Sélectivité logique Elle permet une élimination rapide des défauts tout en évitant les délais associés à la sélectivité chronométrique. Elle repose sur un échange d'informations entre relais successifs, utilisant des relais de type maximum de courant associés à un mécanisme de blocage logique. Ce principe est particulièrement adapté aux réseaux complexes comportant de nombreux relais en cascade. Lorsqu'un relais détecte un défaut, il envoie un ordre logique d'attente au relais situé en amont afin de retarder sa temporisation, et déclenche son propre disjoncteur, sauf s'il reçoit lui-même un ordre d'attente d'un relais situé en aval. Un déclenchement temporisé de secours est prévu si aucun ordre logique n'est reçu.

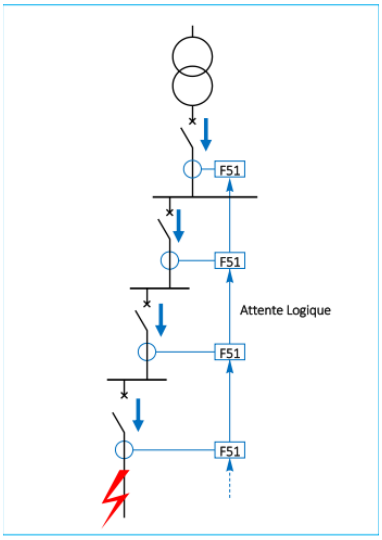


Figure II.6: Principe de la sélectivité logique

II.3.2.3 Sensibilité

La sensibilité d'un dispositif de protection désigne sa capacité à détecter des défauts, même lorsque le courant en cause est de faible intensité. Un système de protection est considéré comme « sensible » s'il peut intervenir de manière fiable dans ces conditions, souvent associées à des situations exceptionnelles. Cette caractéristique est essentielle pour garantir la détection de l'ensemble des types de défauts, y compris les plus difficiles à identifier.

II.3.2.4 Fiabilité

La fiabilité désigne la capacité d'un système de protection à fonctionner correctement dans toutes les situations prévues. Elle repose sur deux critères essentiels : la sûreté, qui correspond à l'aptitude à éviter les défauts non détectés, et la sécurité, qui désigne l'aptitude à prévenir les déclenchements intempestifs. Un équilibre optimal entre ces deux aspects garantit la stabilité, la continuité et la performance du système électrique.

II.4 Les différents systèmes de protection

Les systèmes de protection électrique sont conçus pour détecter et éliminer rapidement les défauts. Selon le type d'équipement et la configuration du réseau, différents dispositifs sont utilisés pour assurer une protection optimale.

II.4.1 Protection différentielle

La protection différentielle repose sur le principe de comparaison entre les courants d'entrée et de sortie d'un élément électrique, dans le but de détecter les défauts internes à cette zone. Elle est généralement basée sur la mesure de la différence vectorielle entre deux courants.

II.4.1.1 Protection différentielle longitudinale

Appelée également *protection différentielle à courant circulant*, cette méthode consiste à comparer les courants aux deux extrémités d'un équipement, comme une ligne de transport. Pour cela, des transformateurs de courant (TC) sont installés à chaque extrémité, et leurs enroulements secondaires sont connectés de manière à obtenir des courants secondaires I_A et I_B identiques en phase.

- ⋆ En fonctionnement normal ou lors d'un court-circuit extérieur à la zone protégée, le courant différentiel est donné par :

$$I_{\text{déséquilibre}} = I_A - I_B = I_{\text{Relais}} \tag{II.1}$$

Ce courant résiduel, dû aux différences entre les TC ou à la présence de composantes résiduelles I_R, reste en général inférieur au seuil de déclenchement I_F. Dans ce cas, la protection ne se déclenche pas.

⋆ En cas de défaut interne à la ligne, le point de court-circuit est alimenté des deux côtés, inversant la direction d'un des courants. Le relais différentiel voit alors :

$$I_{\text{Relais}} = I_A + I_B > I_F \tag{II.1}$$

La protection réagit en envoyant un ordre de déclenchement aux disjoncteurs.

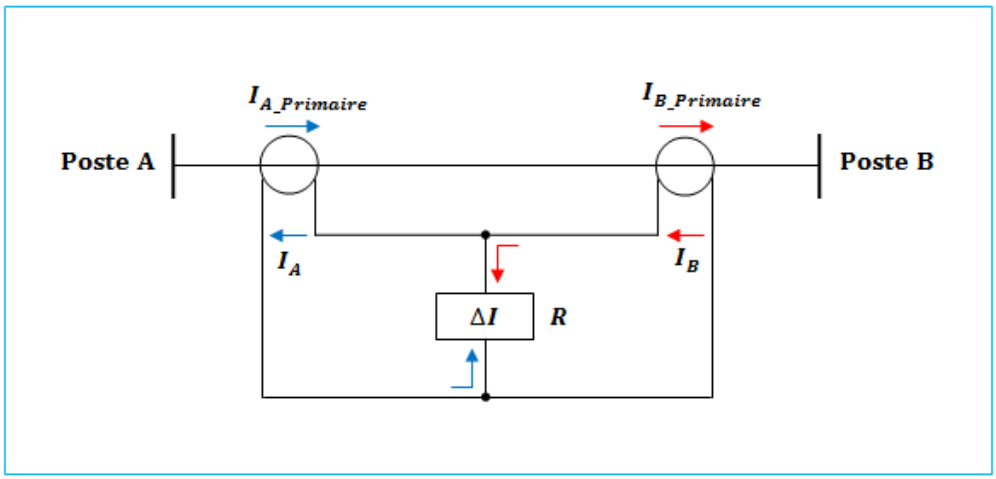


Figure II.7: Protection différentielle longitudinale

II.4.1.2 Protection différentielle utilisant les fibres optiques ou faisceaux hertziens

Ce type de protection est de plus en plus utilisé pour les réseaux Très Haute Tension (THT), notamment pour sécuriser les lignes d'interconnexion à deux extrémités, même lorsqu'un piquage intermédiaire est présent. Il constitue l'un des systèmes les plus performants, capable d'éliminer tout défaut avec une grande rapidité et une sélectivité parfaite grâce à une mesure différentielle réalisée phase par phase. Cette protection est applicable à toutes les configurations de lignes, y compris les longues lignes équipées de condensateurs en série pour la compensation. Elle est particulièrement adaptée à la détection des défauts résistants, souvent difficiles à localiser avec d'autres méthodes. De plus, elle présente une forte immunité face aux oscillations de puissance qui peuvent perturber d'autres systèmes de protection. Grâce à ces caractéristiques, elle contribue à renforcer la fiabilité et la stabilité du réseau électrique.

Principe de fonctionnement : La protection compare le courant différentiel I_{Diff} et un courant de retenue I_{Ret} calculé à partir des courants des trois phases. Le relais déclenche si :

$$I_{\text{Diff}} > K' \cdot I_{\text{Ret}}$$

où K' est un coefficient de déclenchement.

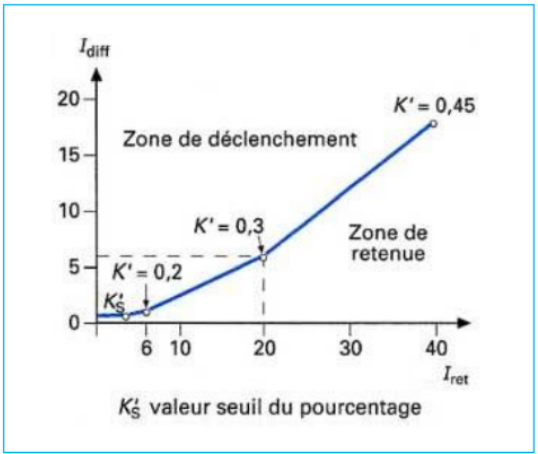


Figure II.8: Caractéristique du relais différentiel à pourcentage

II.4.2 Protection de distance

II.4.2.1 Principe de base

La protection de distance est un dispositif fondamental dans la protection des réseaux de transport d'électricité, particulièrement efficace pour la surveillance et la sécurisation des lignes à haute et très haute tension. Elle est spécifiquement conçue pour détecter et localiser un défaut en évaluant la distance à laquelle celui-ci se produit par rapport à l'emplacement du relais de protection. Son principe de fonctionnement repose sur la propriété physique qu'une ligne de transport possède une résistance et une réactance linéiques, généralement exprimées en ohms par kilomètre, qui dépendent de la nature des conducteurs, de la configuration géométrique et des conditions d'exploitation. Ainsi, l'impédance totale d'une ligne est directement proportionnelle à sa longueur, ce qui permet d'établir une relation précise entre l'impédance mesurée et la position du défaut. En situation de défaut, le relais de distance mesure la tension et le courant circulant dans la ligne pour calculer l'impédance apparente vue depuis le poste de protection, selon la loi d'Ohm :

$$Z = \frac{U}{I}$$

où Z désigne l'impédance apparente, U la tension mesurée aux bornes de la ligne et I le courant de défaut. Lorsque l'impédance calculée devient inférieure à un seuil prédéfini, correspondant à une zone de protection paramétrée à l'avance, le relais estime qu'un défaut est

présent à l'intérieur de cette zone. Il émet alors un ordre de déclenchement vers les disjoncteurs associés pour isoler la portion de ligne affectée et limiter les conséquences du défaut. La protection de distance est particulièrement appréciée pour sa rapidité de fonctionnement et sa capacité à fournir une sélectivité efficace sans nécessiter de canaux de communication complexes entre les extrémités de la ligne, contrairement à d'autres systèmes différentiels. Elle est généralement organisée en plusieurs zones imbriquées, chacune couvrant une portion déterminée de la ligne et des sections adjacentes, ce qui permet de garantir une coordination temporelle et spatiale des déclenchements et d'assurer la stabilité du réseau en cas de défauts internes ou externes. [17]

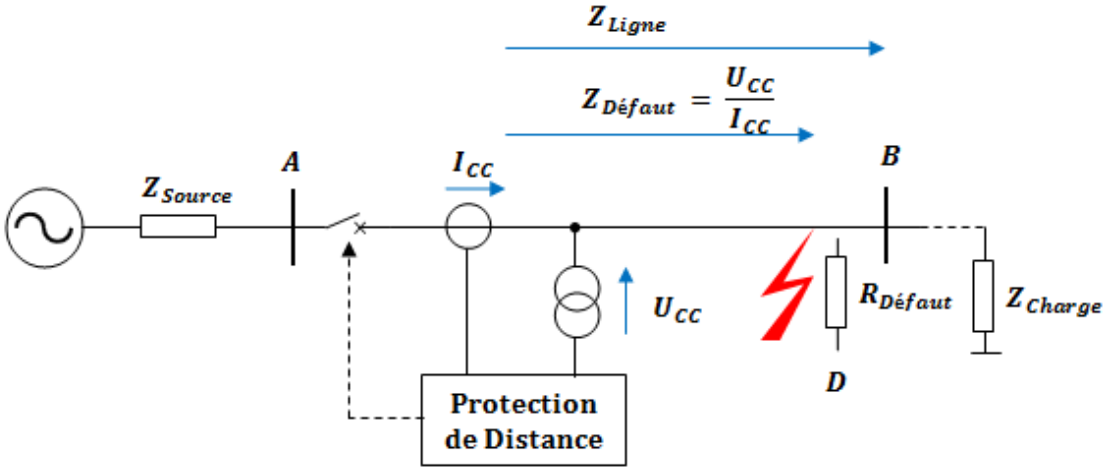


Figure II.9: Principe de base de protection distance

II.4.2.2 Diagramme d'impédance

Le diagramme d'impédance constitue un outil fondamental pour analyser le comportement de la protection de distance. Dans ce diagramme, les caractéristiques du relais, l'impédance de charge ainsi que l'impédance de court-circuit sont représentées dans le plan complexe R/X comme présenté dans la figure II.10.

En régime normal, l'impédance mesurée par le relais correspond à l'impédance de charge, dont la valeur est inversement proportionnelle à la puissance active transitée :

$$Z_{\text{charge}} = \frac{U_{\text{ligne}}^2}{P_{\text{charge}}} \tag{II.2}$$

L'angle de charge φ_{charge} correspond à l'angle entre la tension et le courant, et dépend du rapport entre la puissance réactive Q et la puissance active P :

$$\varphi_{\text{charge}} = \arctan\left(\frac{Q}{P}\right) \tag{II.3}$$

Lorsqu'un défaut survient, l'impédance mesurée bascule vers l'impédance de défaut $Z_{\text{défaut}}$,

qui est généralement inférieure à l'impédance de charge. Cette impédance reflète la portion de ligne entre le relais et le point de défaut.

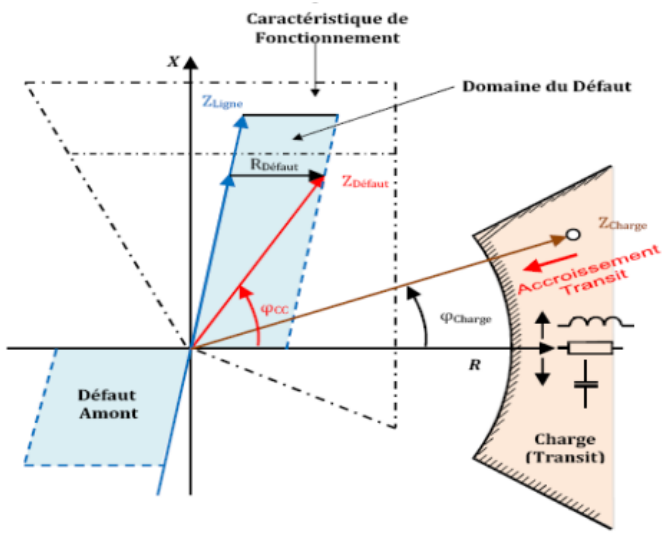


Figure II.10: Diagramme d'impédance dans le plan complexe R/X

II.4.2.3 Caractéristiques des relais de distance

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

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

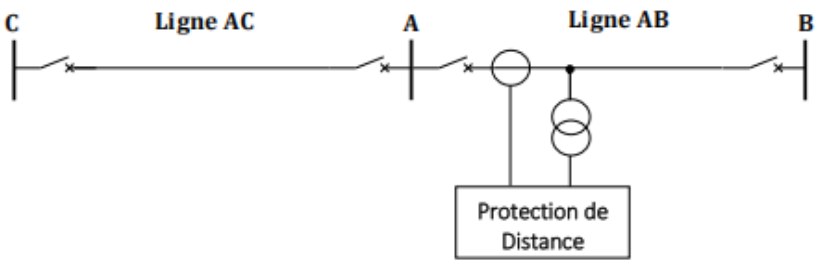


Figure II.11: Protection de distance

Les relais numériques peuvent exploiter plusieurs caractéristiques de fonctionnement, qu'il suffit de programmer en fonction des besoins de protection. En revanche, les relais statiques ou électromécaniques possèdent une caractéristique fixe, directement liée à leur principe de fonctionnement et à leur conception matérielle. [15].

II.4.2.3.a : Caractéristique réactive

La mesure de la réactance a l'avantage de ne pas être sensible à la valeur de la résistance d'arc, mais elle est très sensible aux synchronisations de générateur et n'est pas directionnelle. Elle est de ce fait idéale pour les protections **phase–terre** [18].

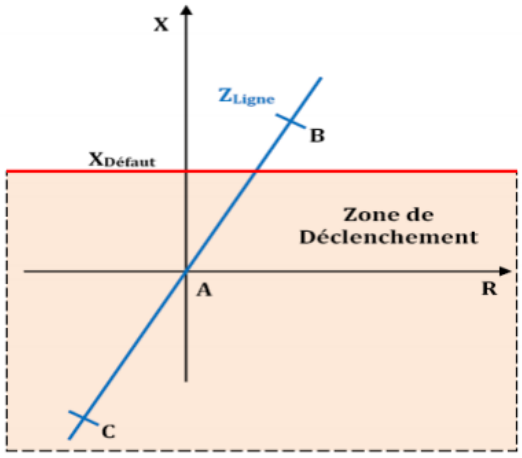


Figure II.12: Caractéristique purement réactive

II.4.2.3.b : Caractéristique impédance

La caractéristique d'impédance décrit un cercle sur le diagramme R/X, définissant l'ensemble des impédances Z telles que $|Z|$ = constante [19]. Toutefois, cette caractéristique présente l'inconvénient majeur de ne pas être intrinsèquement directionnelle, ce qui limite son efficacité pour la mise en place d'une protection de zone sélective. De plus, la résistance de l'arc qui déclenche la protection est fortement influencée par l'inductance de la ligne. Enfin, ce type de protection est sensible aux oscillations de puissance générées par les alternateurs synchrones, ce qui peut affecter sa fiabilité en régime transitoire. [19].

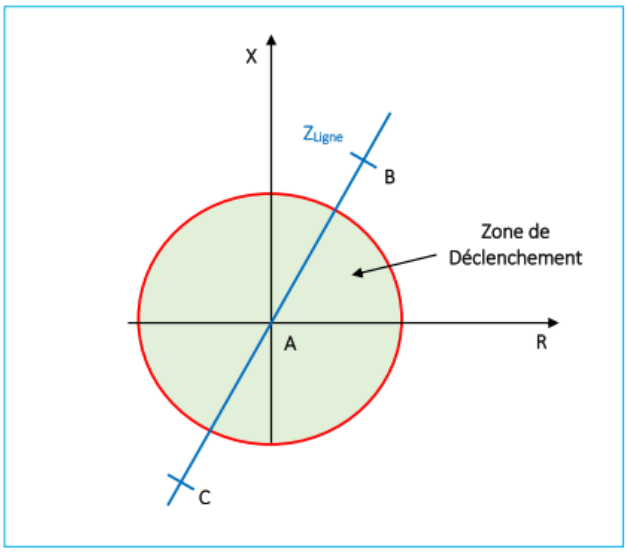


Figure II.13: Caractéristique purement impédance

II.4.2.3.c :Caractéristique Mho

Les protections de distance représentées dans le plan R/X par une caractéristique circulaire passant par l'origine sont appelées « Mho » ou protections à admittance. Les relais Mho auto polarisés sont parmi les plus sélectifs des relais de distance, car ils déclenchent uniquement pour une plage précise d'impédance, facilement représentable sur un diagramme R/X. Ainsi, ils sont peu susceptibles de réagir à des perturbations autres qu'un véritable défaut sur la ligne, ce qui en fait un dispositif privilégié pour la protection des lignes de grande longueur [20]. Les relais Mho présentent une sélectivité directionnelle intrinsèque ; leur zone de fonctionnement est définie par l'impédance décrite par le cercle et par l'angle caractéristique du relais φ, qui correspond à l'angle formé entre l'axe des résistances et la droite reliant l'origine au centre du cercle. Cet angle doit rester inférieur à celui de l'impédance de la ligne afin de garantir une meilleure sensibilité, notamment lors de défauts avec arc de forte résistance [20]. Toutefois, un inconvénient du relais Mho réside dans sa faible sensibilité lorsque la tension est très basse, par exemple en cas de défaut proche du relais. Pour pallier ce problème, on peut introduire une partie de la tension d'une autre phase, supposée saine, afin de maintenir une tension suffisante pour la détection. La caractéristique reste circulaire mais le centre du cercle se déplace alors plus près de l'origine : on parle dans ce cas de « Mho à polarisation croisée ».

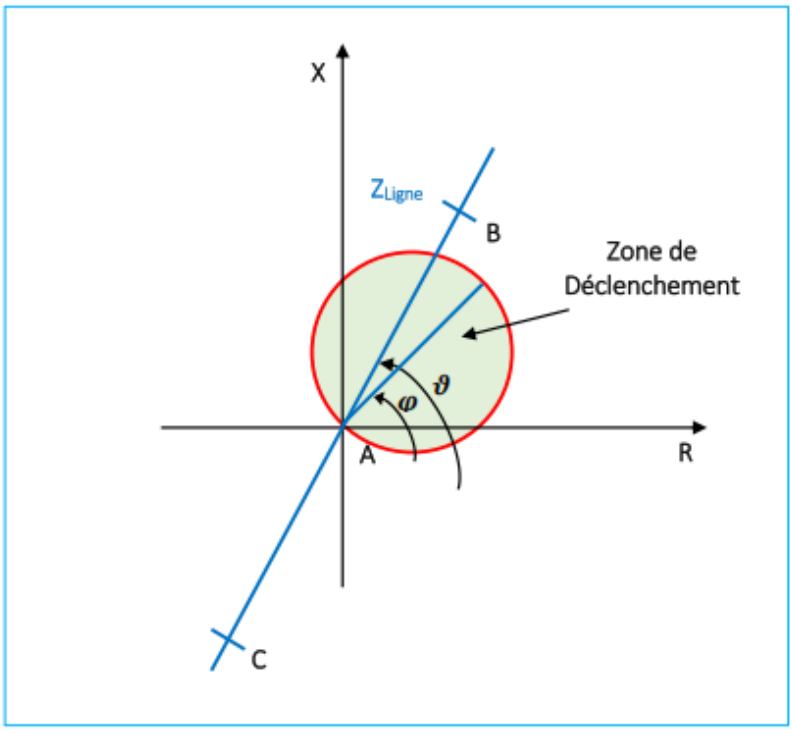


Figure II.14: Caractéristique Mho

II.4.2.3.d :Caractéristique quadrilatérale

Une caractéristique quadrilatérale est délimitée par quatre droites. Les relais quadrilatéraux ont l'avantage d'être plus sensibles aux défauts résistifs que les relais Mho.

Ces caractéristiques sont très flexibles en termes d'impédance, aussi bien pour les défauts **phase-phase** que **phase–terre**. Pour cette raison, elles sont très utilisées par les relais analogiques et numériques [15].

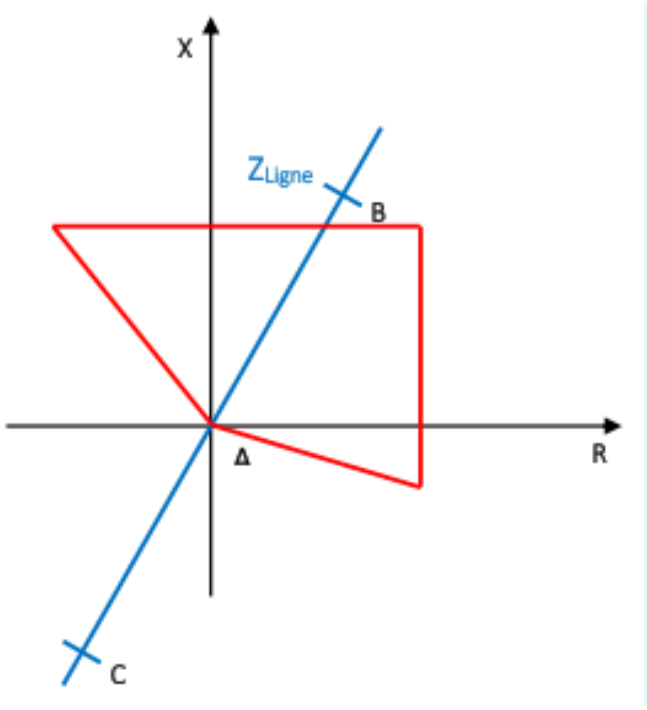


Figure II.15: Caractéristique quadrilatérale

II.4.2.4 Application des zones de protection dans la protection de distance

Plusieurs zones sont utilisées pour protéger une ligne de transport, comme indiqué dans la figure II.16. La protection doit permettre de définir avec certitude la direction « aval » ou « amont » du défaut, quelle que soit son évolution par rapport au point de mesure.

Zone 1 : appelée « zone 1 aval », elle est configurée pour se déclencher instantanément. Dans la pratique, elle couvre environ 80 % à 90 % de la longueur totale de la ligne, selon le type de relais (électromécanique, statique ou numérique), afin de prendre en compte les erreurs de mesure et d'éviter les déclenchements intempestifs dus à des défauts situés au-delà de l'extrémité de la ligne.

Zone 2 : également en aval, elle est réglée pour couvrir le reste de la ligne plus une marge (environ 20 % de la ligne adjacente). Les réglages de la zone 2 ne doivent pas empiéter sur la zone 1 des relais installés sur les lignes adjacentes. Sinon, un défaut situé à la limite des deux zones pourrait déclencher simultanément les relais des deux extrémités (stations A et B), comme présente dans la Figure II.16.

La configuration minimale sûre pour la zone 2 est généralement de 120% de la longueur de la ligne protégée, à condition que cela ne dépasse pas 50 % de la prochaine ligne adjacente. Pour garantir la sélectivité, la zone 2 est temporisée.

⋆ Temps de retard typique pour les relais électromécaniques : 300 à 400 ms.

⋆ Temps de retard pour les relais statiques ou numériques : 250 à 300 ms.

Ces valeurs résultent de la somme :

⋆ du temps de fonctionnement de la zone 1,

⋆ du temps d'ouverture du disjoncteur de la ligne adjacente,

⋆ de la période de remise du relais de distance,

⋆ des erreurs des temporisateurs internes,

⋆ et d'une marge de sécurité [13].

Zone 3 : elle couvre une distance encore plus grande pour offrir une protection de secours de la ligne adjacente ("Remonte back-up protection"). Le déclenchement est temporisé, généralement autour de 1,5 seconde.

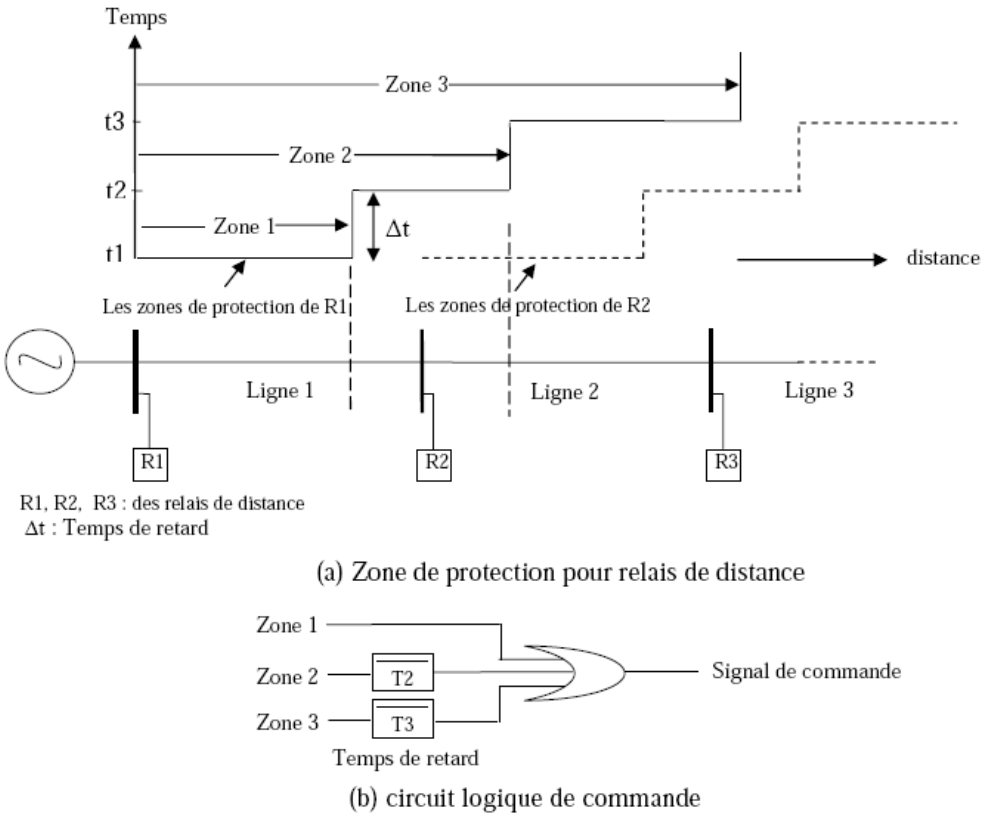


Figure II.16: Les zones de protection de distance

II.4.3 Protection à maximum de courant

II.4.3.1 Protection par relais à maximum de courant non directionnelle

Cette protection a pour fonction de détecter les surintensités monophasées, biphasées ou triphasées. Elle est activée si les courants mesurés dépassent la consigne correspondant au seuil de réglage, appelé aussi seuil de fonctionnement.

II.4.3.2 Relais à temps indépendant

Dans ce type de relais, la temporisation est constante et indépendante de la valeur du courant mesuré. Le seuil de courant et la temporisation sont généralement réglables par l'utilisateur.

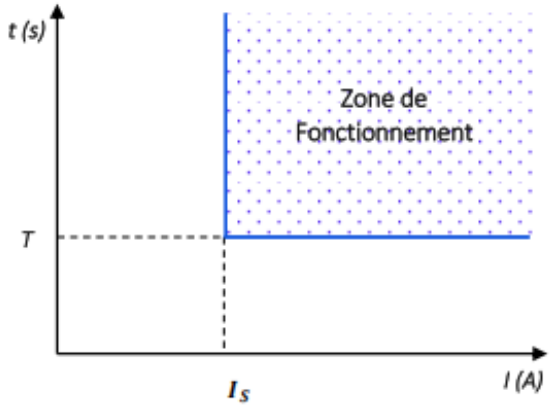


Figure II.17: Protection à temps indépendant temporisé

⋆ I_S : Seuil de fonctionnement en courant (seuil de courant)

⋆ t : Retard de fonctionnement de la protection (temporisation) [13]

II.4.3.3 Relais à temps dépendant (inverse)

La temporisation d'un relais de protection dépend du rapport entre le courant mesuré et le seuil de fonctionnement. Plus ce courant est élevé par rapport au seuil, plus le temps de déclenchement diminue, ce qui permet une réponse rapide en cas de défaut important. Le fonctionnement de ces relais est défini par les normes CEI 60255-3, qui distinguent trois types principaux de courbes de temporisation : la protection à temps inverse, la protection à temps très inverse et la protection à temps extrêmement inverse [13]. Deux paramètres caractéristiques sont généralement associés à ces courbes : le seuil de fonctionnement en courant I_S, correspondant à l'asymptote verticale, et le temps de déclenchement t mesuré pour un courant égal à $10 \cdot I_S$.

Remarque : Ces caractéristiques sont normalisées conformément aux standards IEC 60255-3 et ANSI/IEEE, assurant l'uniformité du comportement des dispositifs de protection à travers les différents équipements et réseaux. [13]

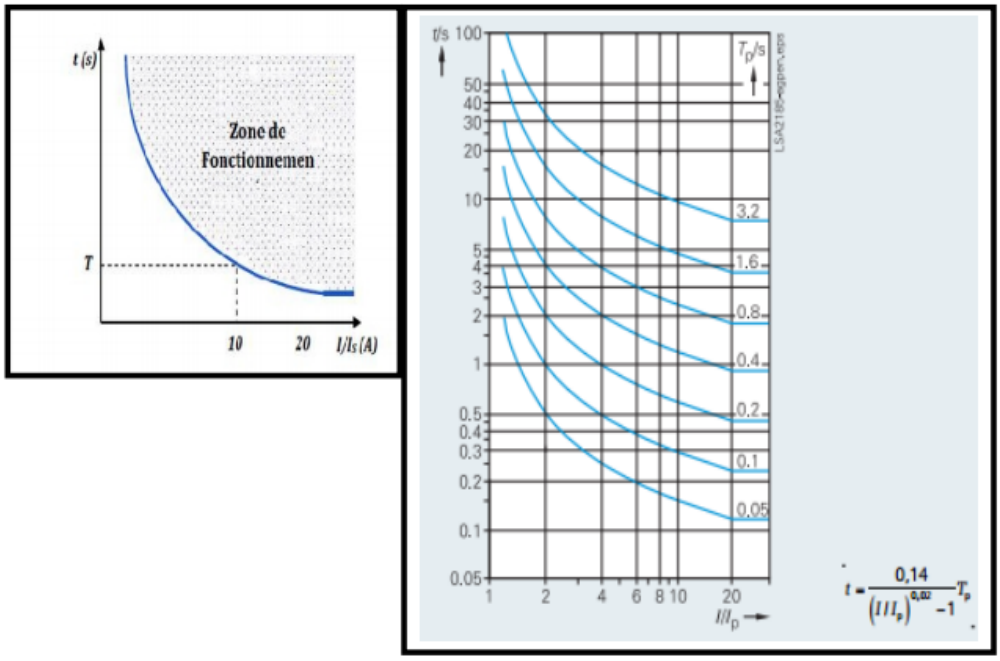


Figure II.18: Protection à temps dépendant (normal inverse)

II.4.3.4 Protection par relais à maximum de courant directionnelle

La protection directionnelle est activée si les deux conditions suivantes sont remplies pendant une durée supérieure à la temporisation choisie :

- ⋆ Le courant est supérieur au seuil de réglage ;
- ⋆ La phase du courant par rapport à la tension de polarisation se trouve dans une zone appelée zone de déclenchement.

Cette zone est un demi-plan défini par un angle de caractéristique θ, qui est l'angle entre la perpendiculaire à la droite de séparation et le vecteur de polarisation. Les valeurs usuelles sont 30°, 45° ou 60°, avec 45° étant la plus couramment utilisée. [21]

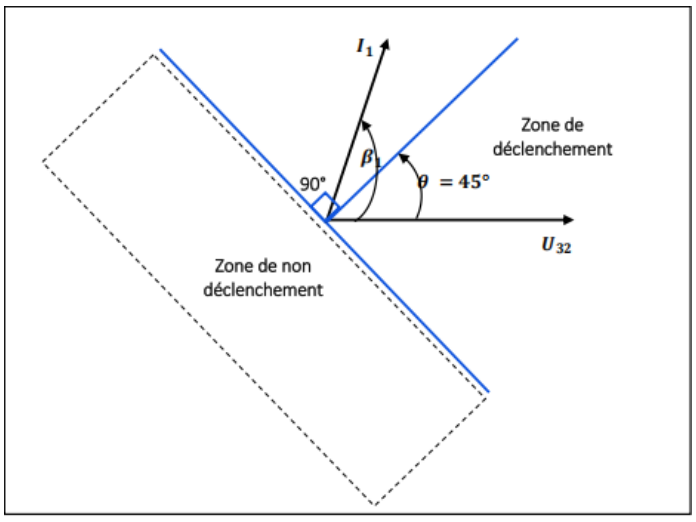


Figure II.19: Zone de déclenchement de la protection directionnelle pour un angle $\theta = 45°$

Définitions :

⋆ Zone de déclenchement :

$$\theta - 90^\circ < \beta_1 < \theta + 90^\circ$$

⋆ Zone de non-déclenchement :

$$\theta + 90^\circ < \beta_1 < \theta + 270^\circ$$

⋆ β_1 est l'angle entre I_1 et U_{32} ;

⋆ Le déphasage φ_1 entre I_1 et V_1 est :

$$\varphi_1 = \beta_1 + 90^\circ$$

II.5 Conclusion

La protection des lignes de transport d'énergie électrique constitue un élément essentiel pour la stabilité et la sécurité du réseau. Dans ce chapitre, un aperçu a été présenté sur les équipements de mesure, de coupure, ainsi que sur les différentes protections utilisées. Parmi celles-ci, la protection à distance s'impose comme la solution la plus adaptée, tant sur le plan technique qu'économique. Elle offre généralement de bonnes performances tout en assurant une sélectivité efficace face aux défauts.

Chapitre III

Etude experimental et simulation

III.1 Introduction

Ce chapitre présente une étude expérimentale divisée en deux volets. Le premier volet repose sur des essais pratiques menés sur la ligne électrique 220 kV reliant El Affroun (EAF) à Ahmer El Ain (AHM), dans le but d'analyser l'effet de divers types de défauts sur les dispositifs de protection. Le second volet s'appuie sur des simulations de plusieurs scénarios de défaut, effectuées à l'aide du logiciel ETAP. Les résultats obtenus lors des essais réels, des simulations, ainsi que les données théoriques, sont ensuite comparés afin d'évaluer leur cohérence.

Des défauts monophasés de nature variée, localisés dans différentes zones de protection (zone 1, zone 2, zone 3), sont injectés dans les systèmes de protection à l'aide d'un injecteur numérique CMC 256 Plus, de marque OMICRON. Les systèmes de protection testés comprennent la protection différentielle principale, ainsi que les protections de distance et à Maximum de courant.

III.2 Réseau de transport électrique

Le réseau électrique de transport constitue l'élément structurel central du système d'alimentation en énergie. Fonctionnant généralement à des niveaux de tension élevés, tels que 220 kV, il assure le transfert de l'électricité depuis les sites de production jusqu'aux principaux centres de consommation. Ce réseau est composé principalement de postes de transformation, de postes d'interconnexion et de répartition, ainsi que de lignes de transport, qu'elles soient aériennes ou souterraines. Les postes de transformation ont pour rôle d'adapter les niveaux de tension afin d'optimiser le transfert d'énergie et de réduire les pertes. Les postes d'interconnexion, quant à eux, permettent de relier différents réseaux ou zones géographiques, contribuant à la robustesse et à la souplesse de l'ensemble. Cet ensemble coordonné garantit la continuité de service, la flexibilité d'exploitation et l'équilibre permanent entre la production et la demande en électricité. [1].

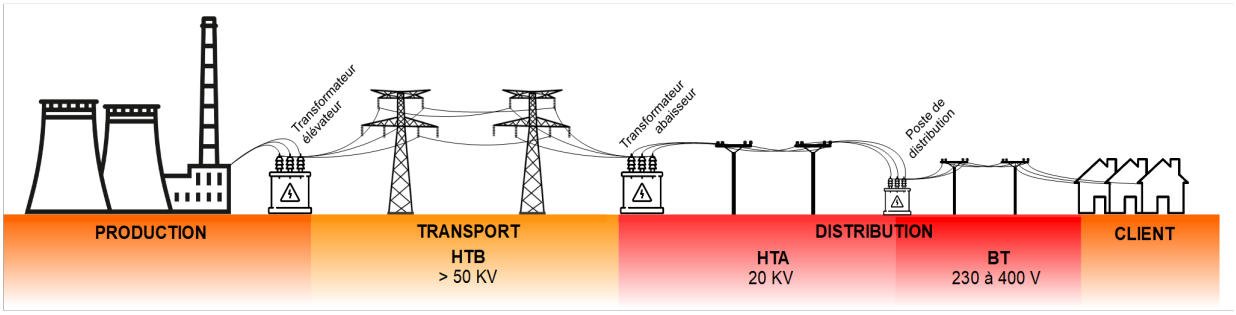


Figure III.1: Réseau électrique

III.2.1 Présentation poste de transformation électrique 400/220 kV d'EL-AFFRON

Le poste électrique 400/220 kV d'EL-AFFROUN, implanté sur un site de 18,83 hectares à environ 3 km au sud de la ville, constitue un nœud d'interconnexion stratégique à proximité de la route nationale N°04. Il s'inscrit dans le cadre du projet d'autoroute électrique 400 kV, destiné à relier l'Est et l'Ouest du pays, et contribue au renforcement du réseau national pour le transit de l'énergie, notamment celle produite par la centrale de Hadjret Ennous, vers les régions Centre, Est et Ouest.

Sa mission principale est la transformation et la répartition de l'énergie entre réseaux régionaux. L'exploitation se limite aux opérations techniques de téléconduite. Conçu pour une capacité de transformation de 1000 MVA et un transit maximal de 1300 MW, le poste intègre des équipements de pointe : autotransformateurs ATR1 et ATR2 (400/220 kV), disjoncteurs, sectionneurs, systèmes SCADA, parafoudres et dispositifs de mise à la terre. L'ensemble garantit une exploitation fiable et optimisée du réseau haute tension.



Figure III.2: Présentation poste de transformation électrique 400/220 KV

III.2.1.1 Étage 400 kV

L'étage 400 kV est structuré pour garantir une distribution robuste et flexible de l'énergie haute tension. Son architecture comprend des jeux de barres redondants, des travées dédiées aux auto-transformateurs, et des liaisons stratégiques avec d'autres postes du réseau. Le poste 400 kV est équipé d'un double jeu de barres de type AGS. Il comprend trois travées dédiées aux auto-transformateurs ATR1 et ATR2, dont une travée de réserve, ainsi qu'une

travée de couplage de barres 400 kV. Par ailleurs, le poste comporte trois travées pour les arrivées des groupes de production Hadjret Ennouss 1 et 2, avec une troisième travée de réserve maintenue sous tension.

Enfin, trois travées sont destinées aux départs des lignes 400 kV vers les postes de Bir Ghbalou, Si Mustapha et Ouled Abbas (Chlef).

III.2.1.2 Étage 220 kV

L'étage 220 kV est dimensionné pour assurer une distribution fiable et optimisée de l'énergie électrique vers les réseaux HTA, tout en offrant une redondance et une souplesse d'exploitation accrues. Il est équipé d'un **double jeu de barres de type AGS** (*schéma à disjoncteur et demi*), une configuration privilégiée pour les réseaux à haute tension, permettant le maintien de la continuité de service même lors de travaux de maintenance ou en cas de défaillance d'un équipement.

L'infrastructure comprend trois travées dédiées aux arrivées des autotransformateurs 220 kV n1 et n2, avec une travée en réserve, ainsi qu'une travée de couplage pour optimiser l'exploitation des barres. Quatre autres travées sont consacrées aux départs des lignes 220 kV vers le poste 220/60 kV d'Ahmeur El Ain, identifiées sous les appellations Ahmeur El Ain 1, 2, 3 et 4.

La sécurité et la stabilité de l'ensemble sont assurées par des systèmes de protection multiniveaux intégrant des dispositifs de détection, d'isolation et de commande avancés, garantissant une intervention rapide et une exploitation continue du réseau.

III.2.1.3 Protections pour la ligne 400 kV

La ligne 400 kV est protégée par une combinaison de protections principales et complémentaires, incluant :

- ⋆ Une protection principale différentielle N°1 (7SD522).
- ⋆ Une protection principale de distance N°2 (7SA612).
- ⋆ Un dispositif de réenclencheur automatique (7VK61).
- ⋆ Une protection complémentaire (P141).
- ⋆ Une protection de défaillance disjoncteur (DRS_LA4).

III.2.1.4 Protections pour la ligne 220 kV

La ligne 220 kV bénéficient d'une architecture similaire, optimisée pour les tensions moyennes, avec des dispositifs dédiés à la détection des courts-circuits, à l'isolement des défauts et à la réduction des temps d'indisponibilité. Les protections utilisées sont :

- ⋆ Une protection principale différentielle N° 1 (7SD522).

⋆ Une protection principale de distance N° 2 (D60).

⋆ Une protection de défaillance disjoncteur (DRS_LA4)

III.2.2 Présentation générale de la ligne 220 kV EAF / AHM

Avant d'aborder les calculs et paramètres techniques détaillés, il est essentiel de présenter les principales caractéristiques de la ligne électrique haute tension reliant EL Affroun (EAF) à Ahmer el Ain (AHM). Cette ligne, exploitée sous une tension nominale de 220 kV, est un élément clé du réseau de transport d'énergie électrique.



Figure III.3: Présentation générale de la ligne 220 kV

La ligne électrique étudiée est caractérisée par une tension nominale de 220 kV et une tension secondaire de mesure de 100 V. Elle est dimensionnée pour transporter un courant nominal de 2000 A, avec un courant secondaire de 1 A destiné aux équipements de protection. L'angle caractéristique de la ligne est de 85°, la réactance linéique est de $0.332\,\Omega\,\mathrm{km}^{-1}$ et la résistance linéique de $0.029\,\Omega\,\mathrm{km}^{-1}$, pour une longueur totale de 15 km.

L'impédance totale de la ligne est calculée selon :

$$Z_L = \sqrt{R_L^2 + X_L^2} = \sqrt{(0.435\,\Omega)^2 + (4.98\,\Omega)^2} \approx 5\,\Omega.$$

Les composantes résistive et réactive sont déterminées par :

$$R_L = 0.029\,\Omega\,\mathrm{km}^{-1} 15\,\mathrm{km} = 0.435\,\Omega, \quad X_L = 0.332\,\Omega\,\mathrm{km}^{-1} 15\,\mathrm{km} = 4.98\,\Omega.$$

En tenant compte du rapport de transformation d'impédance de 1, les paramètres équi-

valents côté secondaire s'expriment par $Z_{\mathrm{BT}} = 5\ \Omega$ et $R_{\mathrm{BT}} = 0.435\ \Omega$. Cette transposition est couramment utilisée dans les études de protection, en s'appuyant sur les rapports des transformateurs de courant (TC) et de tension (TP).

La ligne est réalisée avec des conducteurs de type *ALMELEC* à double faisceau, présentant une section totale de $2X570\ \mathrm{mm}^2$, assurant une capacité de transport de courant conforme aux spécifications techniques pour garantir la sécurité et la fiabilité de l'exploitation.

III.2.3 Poste de transformation électrique AHM 220 kV / 60 kV

Le poste de transformation 220/60 kV constitue un maillon essentiel du réseau électrique national, garantissant la stabilité, la continuité et l'efficacité de l'alimentation en énergie. Il assure l'interface entre le réseau de transport à haute tension (HTB) et le réseau de distribution à moyenne tension (HTA), en réduisant la tension de manière à limiter les pertes lors du transfert et à répondre aux exigences des utilisateurs finaux. Ce type d'installation remplit deux missions fondamentales : d'une part, abaisser la tension pour la rendre compatible avec le niveau de distribution, et d'autre part, répartir l'énergie électrique vers les différentes lignes de départ qui alimentent les zones de consommation. La figure III.4 présente le poste de transformation électrique.



Figure III.4: Poste de transformation électrique

III.2.3.1 Transformation de la tension

Le poste abaisse la tension de **220 kV** (HTB) à **60 kV** (HTA) à l'aide d'un *transformateur abaisseur*. Cette transformation est indispensable pour alimenter les réseaux de distribution ou les installations industrielles locales.

III.2.3.2 Distribution de l'énergie électrique

En plus de la transformation, le poste agit comme un *nœud de distribution* à **220 kV**, en réacheminant l'énergie vers d'autres postes ou directement vers des consommateurs à haute tension, tels que les grandes industries ou les réseaux interconnectés.

III.2.3.3 Composants principaux

Un poste électrique 220/60 kV est constitué de plusieurs équipements essentiels assurant son bon fonctionnement. Les transformateurs ont pour rôle principal de réduire la tension de 220 kV à 60 kV afin de l'adapter aux niveaux requis pour la distribution. Les disjoncteurs interviennent en cas de défaut, tels que les courts-circuits ou les surcharges, en assurant la coupure rapide du circuit. Les sectionneurs, quant à eux, permettent l'isolement sécurisé des équipements lors des opérations de maintenance. Les jeux de barres assurent la répartition efficace de l'énergie entre les différents départs du poste. Enfin, les systèmes de protection et de contrôle, composés de relais et d'automates, assurent la surveillance, la commande et la protection de l'ensemble de l'installation.

Remarques :

- ⋆ La **fibre optique** est un élément clé des systèmes de protection modernes. Elle permet une communication ultra-rapide entre les équipements, garantissant des déclenchements précis et rapides. Son intégration est indispensable dans les *réseaux intelligents* (smart grids) et les *postes haute tension numérisés*.
- ⋆ Le **transformateur de potentiel (TP)** est un composant fondamental dans les réseaux électriques. Il permet de mesurer et de surveiller la tension avec précision, tout en assurant la sécurité des équipements de mesure et de protection.

III.3 Essais expérimentaux par caisse d'injection

III.3.1 Caisse d'injection numérique CMC 256 Plus (OMICRON)

Le **CMC 256 Plus** est un dispositif de référence pour les essais nécessitant une grande précision. Conçu par *OMICRON*, il s'agit non seulement d'un équipement de test avancé pour les dispositifs de protection, mais aussi d'un calibreur universel performant.

Le **CMC 256 Plus** permet l'étalonnage de différents instruments de mesure grâce à sa précision élevée, notamment des relais de protection, des transformateurs de mesure et divers dispositifs de contrôle.

- ⋆ Les compteurs d'énergie de classe 0.2.
- ⋆ Les convertisseurs de mesure.
- ⋆ Les appareils de mesure de la qualité de l'énergie.
- ⋆ Les synchrophaseurs (PMU).

Grâce à sa précision élevée et à sa grande flexibilité d'exploitation, le **CMC 256 Plus** constitue une solution privilégiée pour les fabricants d'équipements de mesure et de protection, que ce soit durant les phases de recherche et développement, de production ou lors des essais de type. [22].

Matériel utilisé avec le CMC 256 Plus :

- ⋆ Caisse d'injection **CMC 256 Plus** (fabricant : OMICRON)
- ⋆ Micro-ordinateur (*PC*)
- ⋆ Relais de protection numérique **Siemens 7SD522**
- ⋆ Câbles de communication (entre PC et la caisse d'injection)

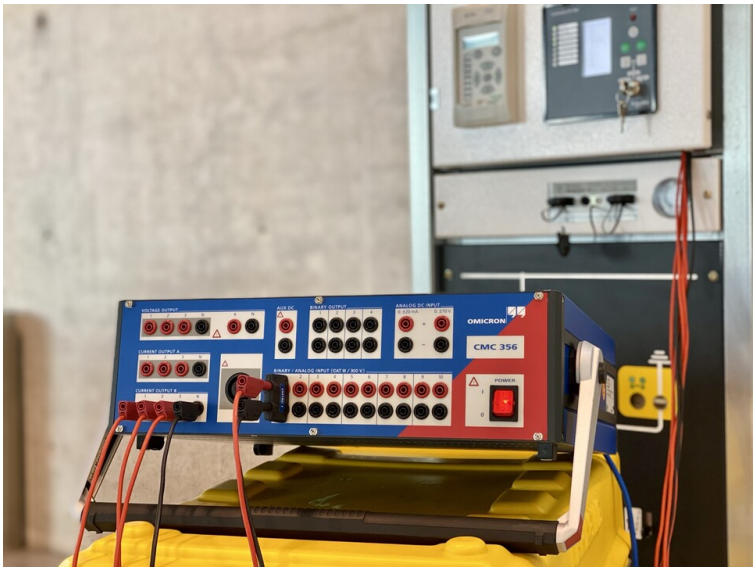


Figure III.5: Caisse d'injection OMICRON

Afin de mieux illustrer la configuration de la protection différentielle de ligne mise en œuvre entre les postes d'El Afroune et d'Ahmer El Ain, la figure III.6 présente le schéma fonctionnel de la travée ligne 220 kV.

Ce schéma met en évidence l'interconnexion entre les relais différentiels 7SD522 situés à chaque extrémité de la ligne, les équipements de mesure (TC et TP), les disjoncteurs, ainsi que la liaison en fibre optique (FO) permettant l'échange d'informations en temps réel entre les deux protections.

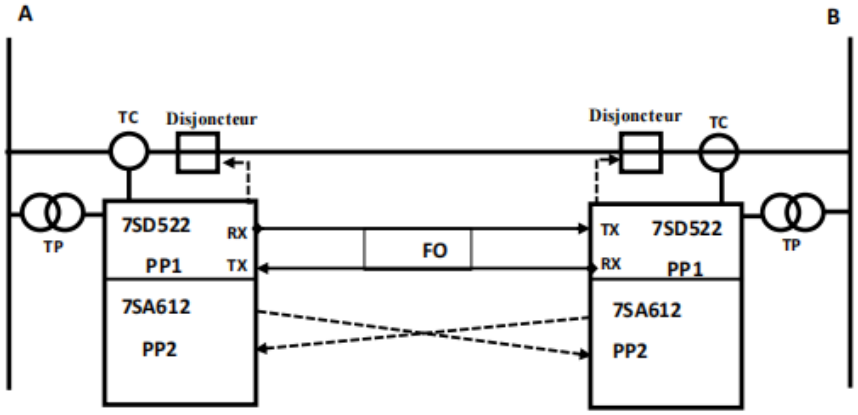


Figure III.6: Travée ligne 220 kV

La figure III.7 représente le schéma de protection d'une ligne de transport haute tension (220 kV), utilisant des relais numériques de protection différentielle de ligne (type 7SD522), avec une communication à fibre optique (FO) entre les deux extrémités (Poste A et Poste B)

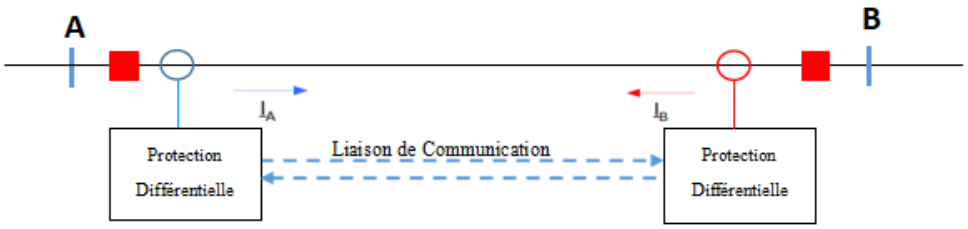


Figure III.7: Communication entre protection

III.3.2 Fonction différentielle

Les essais de protection contre les défauts différentiels ont été réalisés à l'aide de deux relais Siemens 7SD522 installés aux extrémités de la ligne. En fonctionnement normal, le courant différentiel est presque nul. En cas de défaut interne, un déséquilibre est détecté entre les mesures des TC, transmises via fibre optique, ce qui entraîne l'ordre de déclenchement des disjoncteurs des deux côtés. La figure III.8 illustre le principe de communication entre les relais.



Figure III.8: Communication entre protection à l'absence d'un défaut

Les réglages des deux relais sont présentés dans le tableau III.1 suivant :

Caractéristiques	**Relais**	
	A	**B**
I_{Diff}	$30\,\%I_N$	$30\,\%I_N$
Temps d'enclenchement	0,02 s	0,02 s
Rapport TC	2000/1 A	2000/1 A

Tableau III.1: Réglages des relais A et B

Fibre optique en défaut : La figure III.9 présente le comportement du système de protection en cas de perte de communication ou de défaillance de la fibre optique. Dans une telle situation, la fonction différentielle est automatiquement désactivée, et le relais bascule en mode **protection à distance** (fonction 21). Ce mode s'appuie sur la mesure locale de l'impédance pour détecter les défauts. Bien qu'il offre une précision moindre par rapport à la protection différentielle, il garantit tout de même la continuité de la protection de la ligne, moyennant une temporisation appropriée.

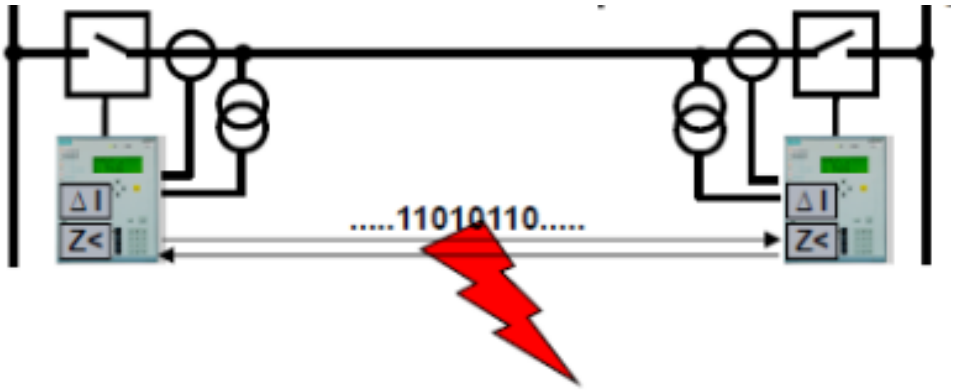


Figure III.9: Fibre optique en défaut

III.3.3 Fonction protection distance

La protection à distance est un élément fondamental dans les réseaux électriques haute tension. Elle permet de localiser les défauts et de déclencher les disjoncteurs automatiquement en fonction de la distance entre le poste et le point de défaut.

III.3.3.1 Données des transformateurs de mesure

- ⋆ Rapport de transformation du TP : $K_{TP} = \frac{220000\,\mathrm{V}}{\sqrt{3}} \Big/ \frac{100\,\mathrm{V}}{\sqrt{3}} = 2200$
- ⋆ Rapport de transformation du TC : $K_{TC} = \frac{2000\,\mathrm{A}}{1\,\mathrm{A}} = 2000$
- ⋆ Rapport de transformation d'impédance : $K_Z = 1$
- ⋆ Facteur d'impédance de terre complexe : $K_o = \frac{1}{3}\left(\frac{Z_0}{Z_1} - 1\right) = 0{,}6666$

Ces données sont nécessaires pour le calcul des zones de mesure des protections de distance.

III.3.3.2 Détermination des différentes zones de mesure

1re zone de mesure en aval (80% de la ligne à protéger)

- ⋆ $Z_1 = 80\% Z_L = R_1 + jX_1$
- ⋆ $Z_1 = Z_{BT} 0{,}8 = 5X0{,}8 = 4\,\Omega$
- ⋆ Temps théorique de déclenchement du disjoncteur : $t = 0\,\mathrm{s}$ (instantané)

2e zone de mesure en aval (120% de la ligne à protéger)

- ⋆ $Z_2 = 120\% Z_L = R_2 + jX_2$
- ⋆ $Z_2 = Z_{BT}1{,}2 = 5X1{,}2 = 6\,\Omega$
- ⋆ Temps théorique de déclenchement du disjoncteur : $t = 0{,}3\,\mathrm{s}$

3e zone de mesure en aval (140% de la ligne à protéger)

- ⋆ $Z_3 = 140\% Z_L = R_3 + jX_3$
- ⋆ $Z_3 = Z_{BT}1{,}4 = 5X1{,}4 = 7\,\Omega$
- ⋆ Temps théorique de déclenchement du disjoncteur : $t = 1{,}5\,\mathrm{s}$

4e zone de mesure en amont (40% de la ligne à protéger)

- ⋆ $Z_4 = 40\% Z_L = R_4 + jX_4$
- ⋆ $Z_4 = Z_{BT}0{,}4 = 5X0{,}4 = 2\,\Omega$
- ⋆ Temps théorique de déclenchement du disjoncteur : $t = 3\,\mathrm{s}$

Les différent zones sont présentés dans la figure III.10

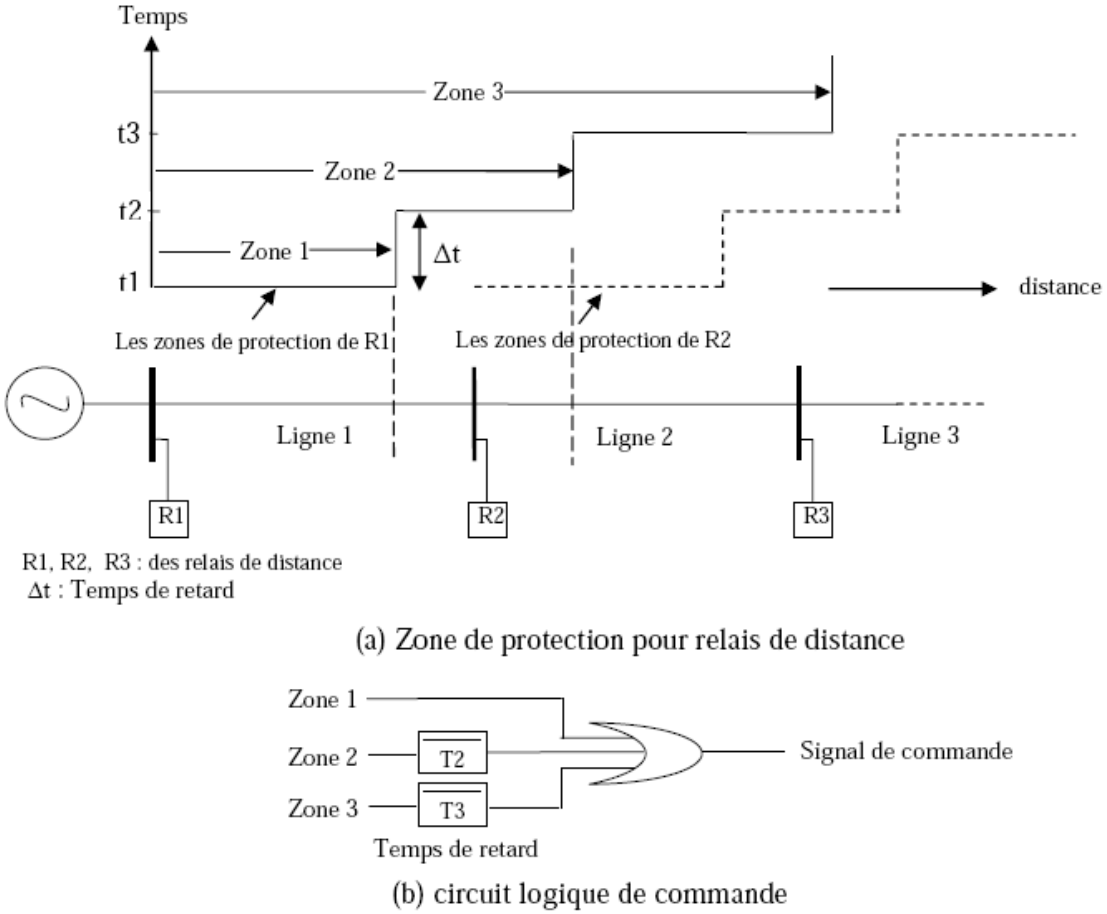


Figure III.10: Zones de protection pour relais de distance

III.3.4 Fonction maximum de courant

Lors d'un double problème de mesure de tension et de communication, la protection fonctionne comme une **protection à maximum de courant**.
La figure III.11 présenté ce problème double



Figure III.11: Double problème de mesure de tension et de communication

La protection **maximum de courant** déclenche si le courant dépasse un seuil de réglage pendant un temps défini, proportionnel à l'intensité du courant.

Réglages :

1) Seuil de déclenchement : $2\,I_n$.

2) Temporisation : $0{,}2\,s$

III.4 Les essais de simulation par logiciel ETAP

III.4.1 Présentation du logiciel ETAP

ETAP (Electrical Transient Analyzer Program) est un logiciel dédié à l'ingénierie des systèmes électriques. Il permet de simuler, concevoir, exploiter et automatiser des réseaux de production, de transmission et de distribution d'énergie électrique, qu'ils soient industriels ou utilitaires.

ETAP est développé selon un programme rigoureux d'assurance qualité, il est reconnu mondialement pour ses capacités d'analyse avancées. Il est disponible en sept langues et propose des rapports traduits dans huit langues. En tant que plateforme intégrée, ETAP s'étend également à la gestion de l'énergie en temps réel pour contrôler, automatiser, simuler et optimiser les réseaux électriques [23].

III.4.2 Poste EAF 400 kV

La figure III.12 présente le schéma simulé sous ETAP du poste de transformation à haute tension (400 kV / 220 kV). Ce poste intègre deux auto-transformateurs ainsi que plusieurs lignes de transport, assurant à la fois redondance et fiabilité du réseau électrique.

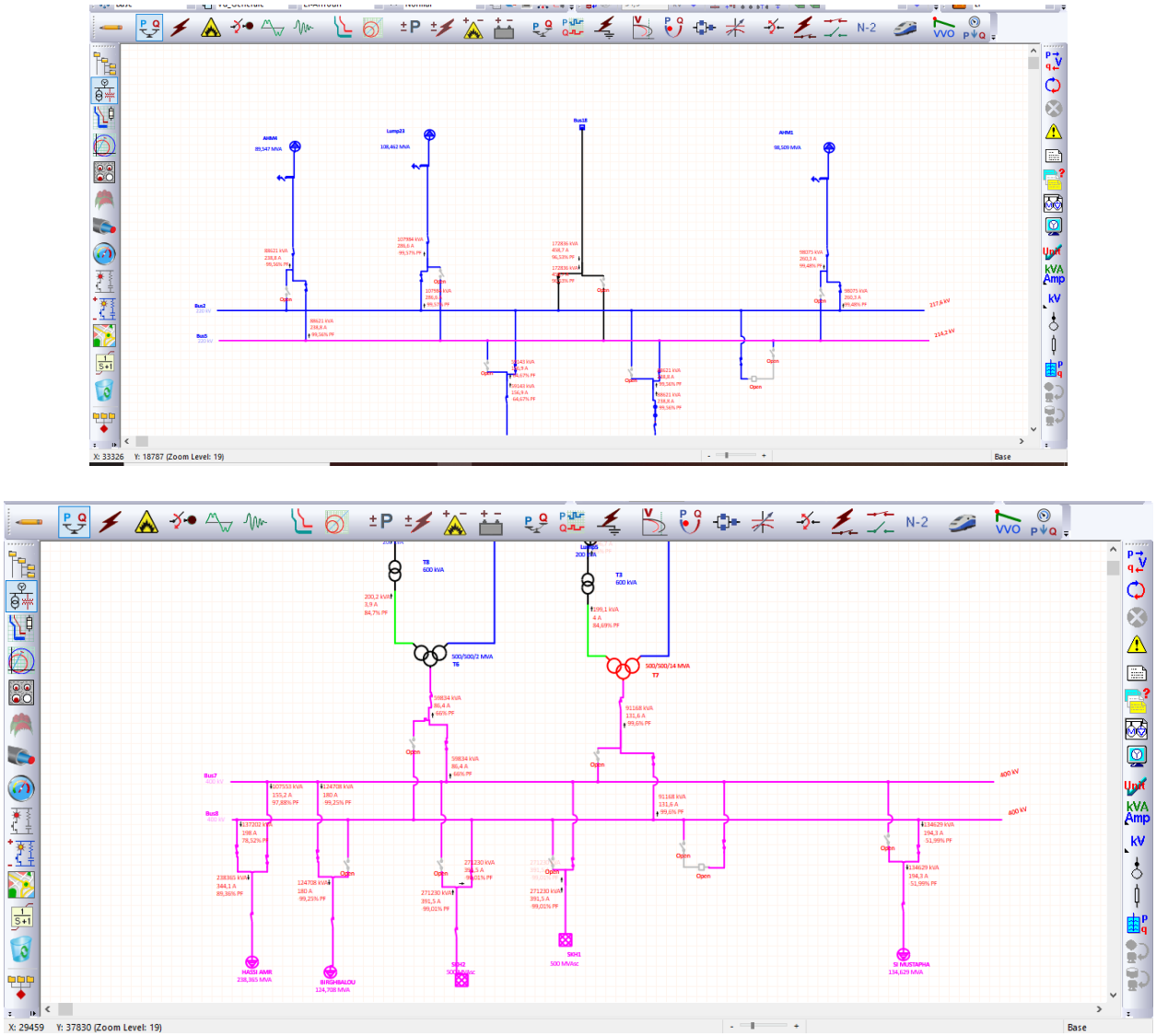


Figure III.12: Schéma simulé du posteEAF 400 kV sous ETAP :- rouge 400 KV - bleu 220 KV - vert 30 KV

Le poste de transformation simulé comprend deux auto-transformateurs 400/220 kV (T6 et T7) permettant d'abaisser la tension du réseau de transport haute tension (400 kV) vers le niveau intermédiaire de 220 kV. Leur fonctionnement en parallèle assure à la fois redondance et stabilité du réseau. Quatre départs en 220 kV, permettent l'alimentation de postes régionaux, Aher el Ain (AHM), garantissant ainsi la distribution vers des zones industrielles ou urbaines. Le poste intègre également trois lignes 400 kV, visibles en haut et à droite du schéma, qui assurent l'interconnexion avec d'autres infrastructures à très haute tension du pays. Ces liaisons jouent un rôle crucial dans le transport longue distance et l'équilibrage énergétique à l'échelle nationale.

III.4.3 Ligne EAF/ AHM 220 kV

Dans le logiciel ETAP, les lignes électriques, appelées « transmission lines », constituent des éléments fondamentaux permettant de simuler le transfert de puissance entre deux nœuds du réseau. La figure III.13 illustre l'intégration de ces composants dans le modèle de simulation.

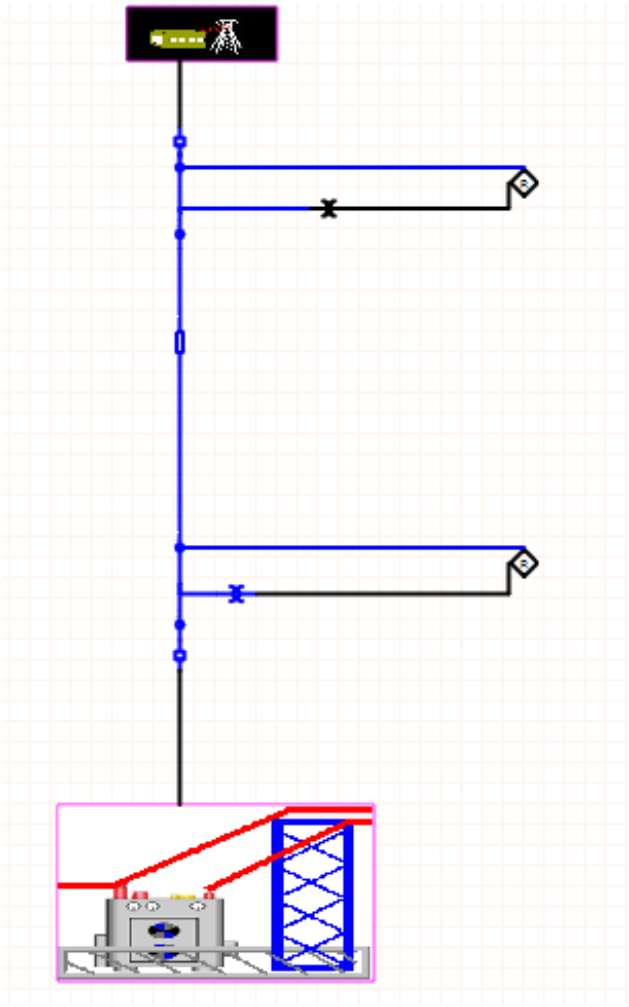


Figure III.13: Ligne EAF / AHM 220 kv

La ligne 220 kV comprend deux protections principales ;

- ⋆ **Protection différentielle (87L)** avec transformateurs de courant (TC) installés aux deux extrémités de la ligne.
- ⋆ **Protection de distance** ou **protection de surintensité à temporisation** (Time Overcurrent Protection — TOC) utilisée comme protection de secours.

Transformateurs de courant (TC) : implantés aux deux extrémités de la ligne afin d'assurer à la fois la mesure précise des grandeurs électriques et le déclenchement des dispositifs de protection.

III.4.4 Poste AHM 220 kV

La figure III.14 présente la modélisation, sous ETAP, d'un poste de transformation 220 kV / 60 kV. Ce poste assure le transfert de l'énergie de la haute vers la moyenne tension, tout en intégrant les dispositifs nécessaires à la protection, à la flexibilité opérationnelle et à une exploitation optimale des lignes électriques.

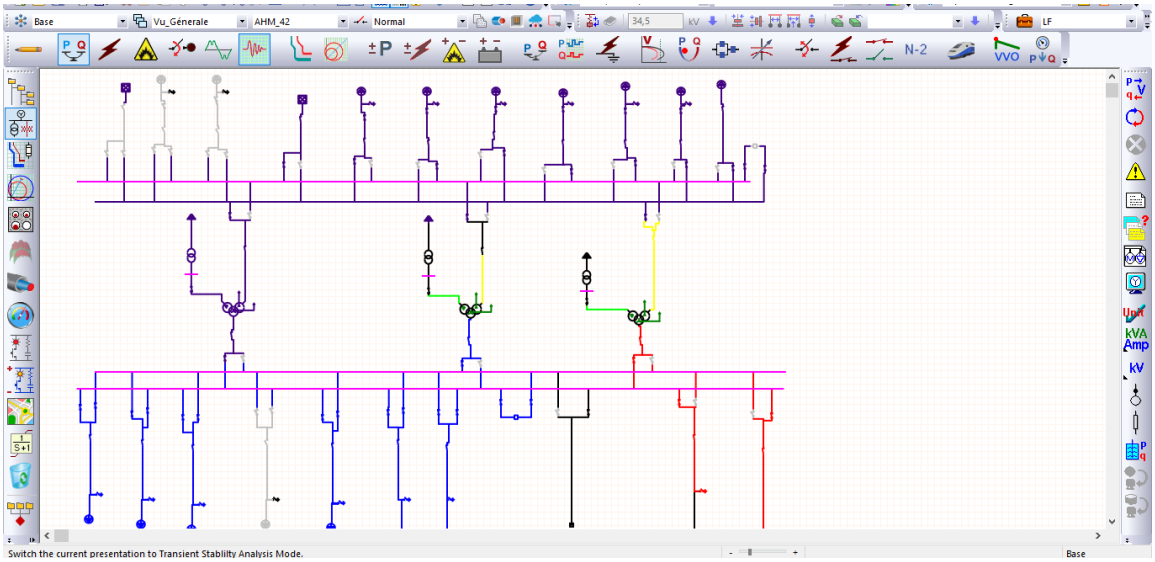


Figure III.14: Poste de transformation 220/ 60 kV

Le schéma présenté distingue clairement deux niveaux de tension. La partie supérieure correspond à la section **220 kV**, généralement représentée en violet, tandis que la partie inférieure illustre la section **60 kV**, identifiée par des couleurs telles que le bleu, le rouge ou le noir. Cette structure à double niveau permet d'assurer l'alimentation de diverses charges à travers un système de transformation de tension, garantissant une distribution efficace et hiérarchisée de l'énergie.

III.4.4.1 Transformateurs 220/60 kV

Le schéma illustre deux transformateurs principaux positionnés au centre, chargés de la réduction de la tension de 220 kV à 60 kV pour l'alimentation du réseau moyenne tension. Chaque transformateur est connecté de part et d'autre à des dispositifs de protection et de commande, à savoir des disjoncteurs et des sectionneurs, qui assurent à la fois la sécurité de l'installation et sa manœuvrabilité.

III.4.4.2 Barres principales

Le poste utilise des **jeux de barres simples ou doubles** (représentés en violet pour le 220 kV et en rose pour le 60 kV), qui permettent d'**interconnecter les départs** afin d'assurer une **flexibilité d'exploitation**. Ce système garantit également la **continuité de l'alimentation** même en cas de défaillance d'une ligne ou d'un transformateur.

III.4.4.3 Lignes entrantes et sortantes

En haut du schéma, plusieurs **lignes 220 kV** en violet proviennent du **réseau haute tension**, tandis qu'en bas, les **lignes 60 kV** (de couleurs bleue, rouge, noire, etc.) alimentent les **sous-stations**, les **zones industrielles** ainsi que les **grandes charges**. Chaque départ est équipé de **disjoncteurs** et de **systèmes de protection**, symbolisés sur le schéma par des **cercles** et des **commutateurs**.

III.4.5 Fonction différentiel F(87)

La figure III.15 présente la configuration de la protection différentielle dans le relais Siemens 7SD522. Ce paramétrage permet de détecter les défauts internes à une zone protégée.

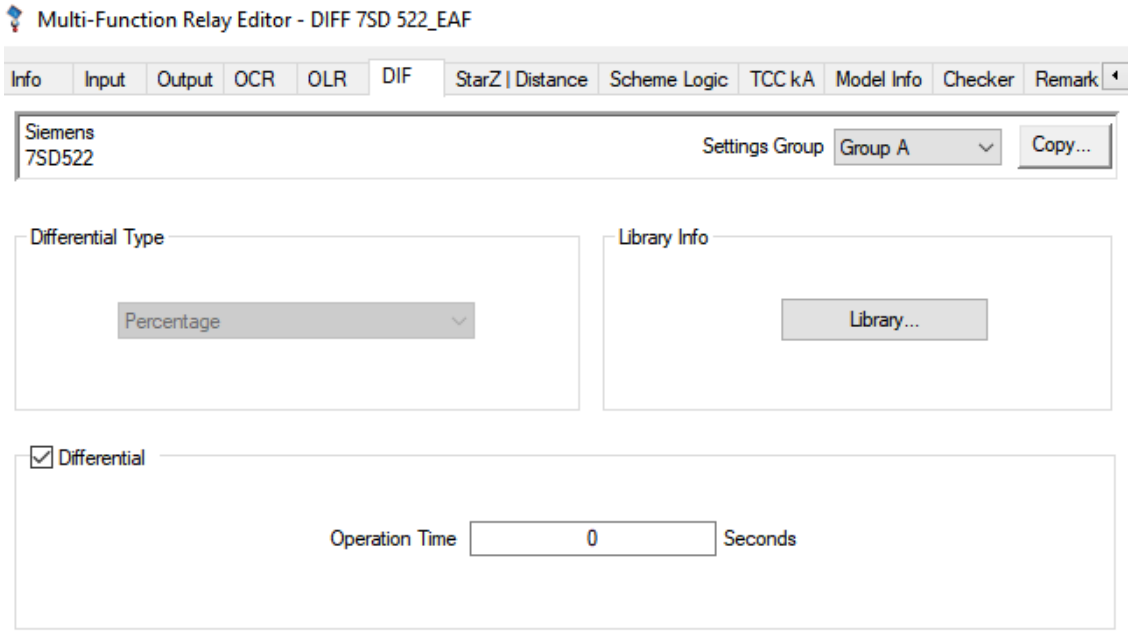


Figure III.15: Paramètres de la protection différentielle

L'option « Différentiel » est activée avec un temps de fonctionnement défini à 0 seconde, assurant une réponse immédiate. Le type de différentiel est en mode pourcentage, bien que désactivé ici pour modification.

III.4.6 Fonction protection distance

La figure III.15 représente l'interface de paramétrage de la protection distance dans le relais Siemens 7SD522. On y configure les zones de protection (Z1, Z2, Z3) avec leurs seuils d'impédance et leurs temporisations associées.

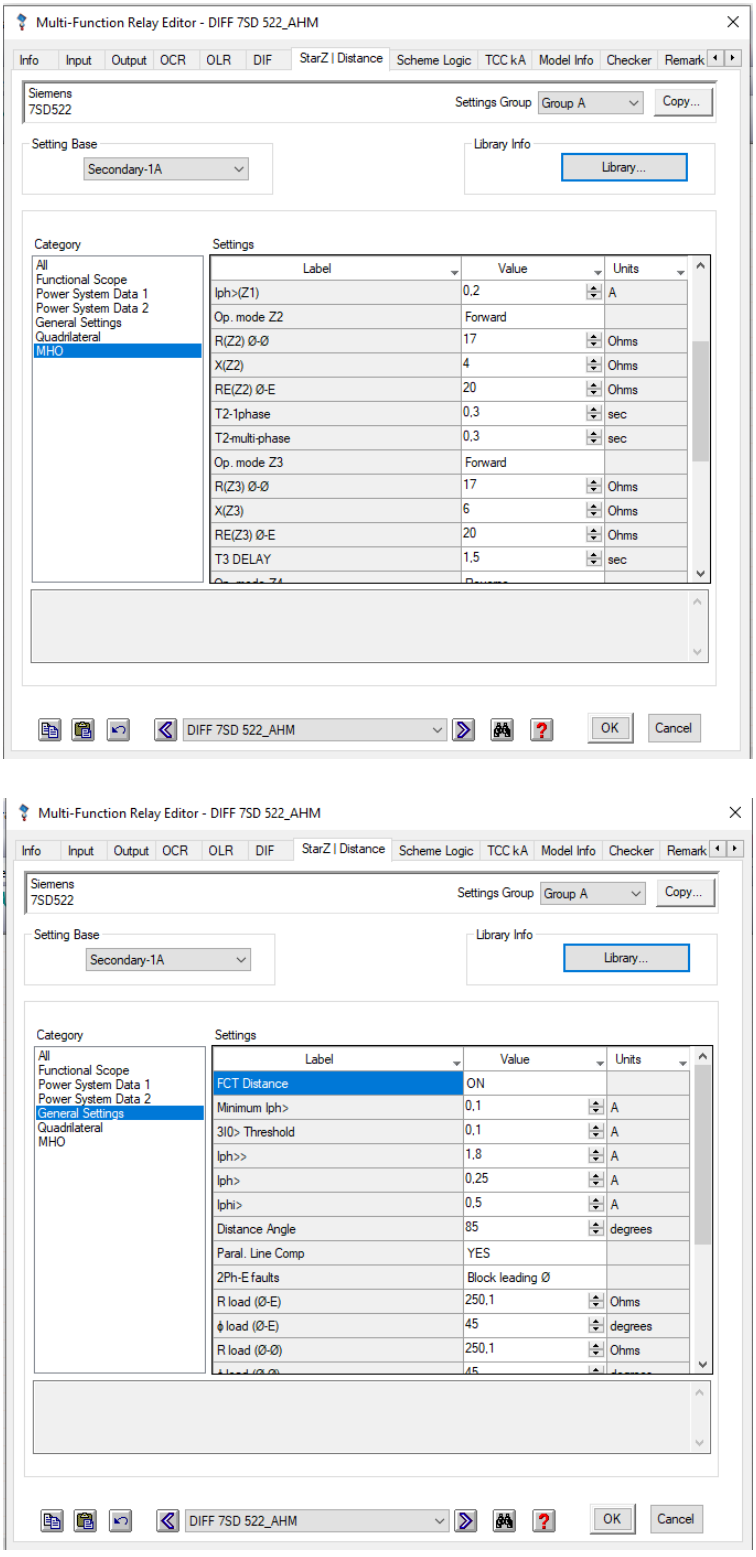


Figure III.16: Réglage protection distance

La zone Z2 est paramétrée avec une impédance de 0.435 + j5 ohms, orientée en direction aval « Forward », et un temps de déclenchement de 0,3 seconde. La zone Z3 est similaire, avec les mêmes réglages d'impédance et un temps de déclenchement plus long de 1,5 seconde, correspondant à une protection plus éloignée. La première zone (Z1) est configurée pour

détecter rapidement les défauts proches avec un seuil de courant minimal de 0,2 A. réglage les zones :

Impédance (Z)	Temps (T)
$Z_1 = 4\ \Omega$	$T = 0$ s
$Z_2 = 6\ \Omega$	$T = 0{,}3$ s
$Z_3 = 7{,}5\ \Omega$	$T = 1{,}5$ s

Tableau III.2: Évolution de l'impédance en fonction du temps

III.4.7 Fonction protection à maximum de courant

La figure III.17 ci-dessous illustre l'interface de paramétrage du relais Siemens 7SD522, utilisée pour la configuration de la protection contre les surintensités de terre. Elle présente les réglages relatifs aux déclenchements à temps défini et instantané.

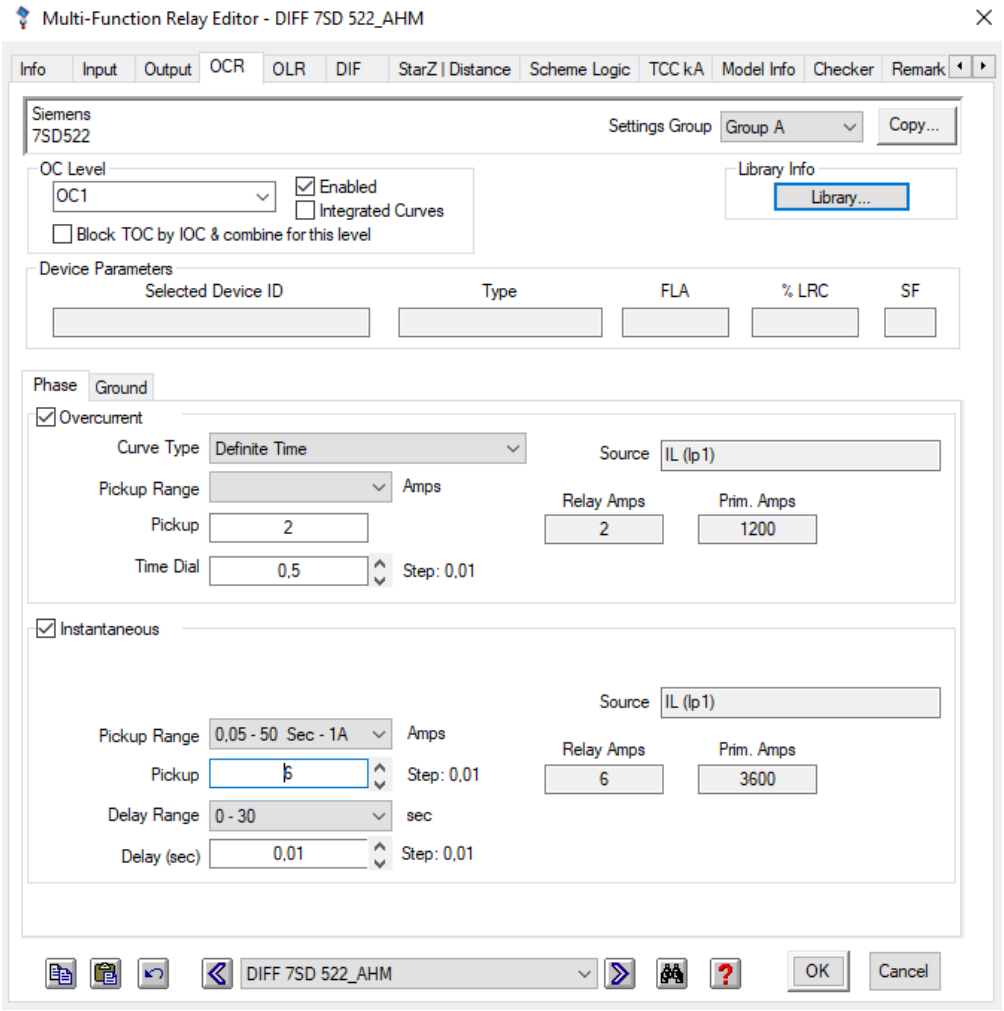


Figure III.17: Réglage protection Max I

Ce relais est configuré pour :
1-Déclencher avec un retard de 0.2 s si le courant dépasse 2 A (soit 4000 A réel).
2-Déclencher quasi immédiatement (0.01 s) si le courant dépasse 6 A (soit 12000 A réel).

III.5 Conclusion

Ce chapitre a permis de présenter de manière détaillée les principaux composants du réseau de transport électrique entre les postes d'El-Affroun (400/220 kV) et AHM (220/60 kV). Nous avons d'abord exposé l'architecture et le rôle essentiel des postes de transformation, qui assurent la conversion des niveaux de tension afin de garantir une transmission efficace de l'énergie électrique sur de longues distances.

La ligne 220 kV reliant EAF à AHM a également été décrite, en mettant en évidence ses caractéristiques techniques et son importance dans la continuité de service du réseau national.

La caisse d'injection numérique **CMC 256 PLUS** (OMICRON) a été utilisée pour la réalisation des essais expérimentaux, tandis que le logiciel **ETAP** a permis de conduire les simulations nécessaires à l'étude.

Chapitre IV

Résultat de l'injection expérimentale et simulation

IV.1 Introduction

Ce chapitre présente les résultats obtenus lors des tests expérimentaux par caisse d'injection OMICRON C256 et des simulations numériques réalisées par le logiciel ETAP. L'objectif principal est de vérifier la performance des protections en fonction de l'état de la fibre optique et des fusibles associés.

Trois scénarios distincts ont été étudiés :

1) Cas normale (fibre optique fonctionnelle) :
   La protection différentielle est activée pour détecter et éliminer les défauts.
2) Cas de défaut de la fibre optique :
   La protection de distance prend le relais, avec des tests injectés et simulés pour deux défauts (zone proche et zone éloignée) afin de valorisé sa sensibilité et sa rapidité.
3) Cas de défaut de la fibre optique et fusion des fusibles :
   La protection à maximum de courant (Max I) est sollicitée, avec deux défauts injectés pour mesurer les temps de déclenchement.

Les résultats expérimentaux, comparés aux simulations réalisées sous ETAP, permettent de confirmer la robustesse du système de protection et d'identifier les éventuelles améliorations nécessaires pour garantir la sécurité du réseau en conditions dégradées.

IV.2 Résultats de l'injection et de simulation

Dans le but de vérifier le bon fonctionnement des relais de protection, des courants de défaut ont été silumé à l'aide d'une caisse CMC 256 plus. Ces tests permettent d'analyser la sensibilité et le temps de déclenchement des protections face à différents scénarios de défaut

IV.2.1 Fonction différentielle

Dans le cas normale lorsque la fibre optique est pleinement opérationnelle, la protection différentielle est activée afin de détecter et d'éliminer efficacement les défauts.

IV.2.1.1 Injection 1er défaut

Un défaut monophasé est injecté entre la phase L1 (phase 0) et la terre, avec une intensité représentant 30 % du courant nominal I_n. comme présenté du le figure IV.1

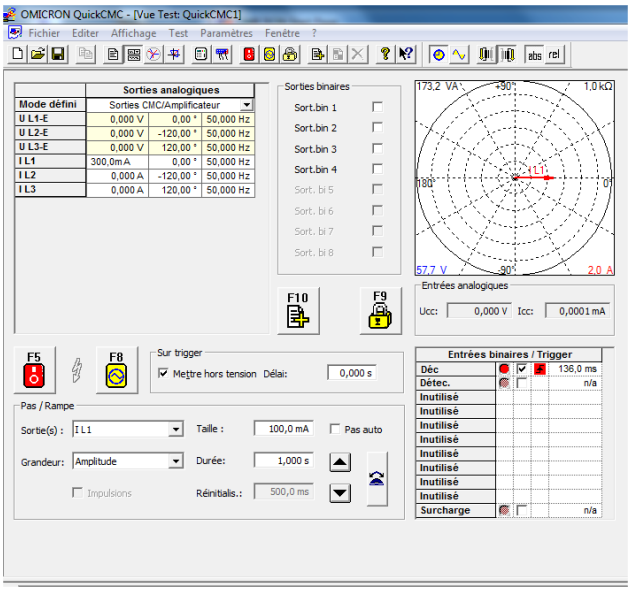


Figure IV.1: Injection 1er défaut

Le dispositif de protection a détecté un courant caractéristique d'un défaut significatif et a ordonné le déclenchement du disjoncteur après un délai de 136 ms.

Les tops logiques représentés à la figure IV.2 fournissent une lecture détaillée de la dynamique temporelle des signaux de commande, facilitant l'interprétation du comportement du relais durant l'essai.

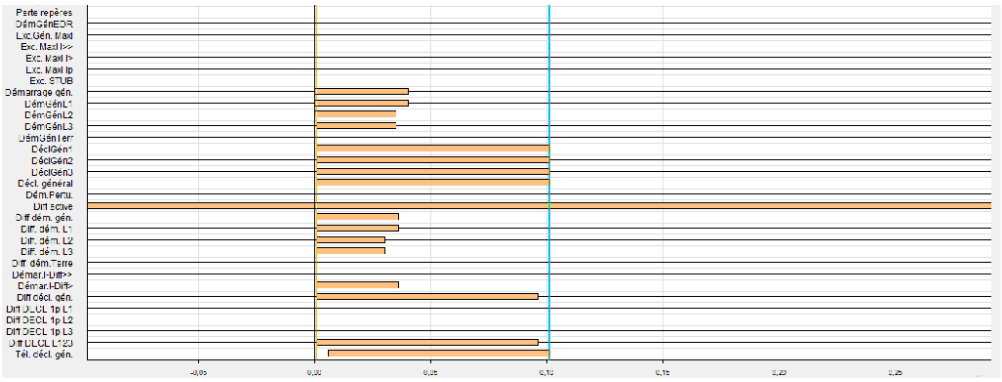


Figure IV.2: Top déclenchement

- ⋆ Protection de déffirentiel activé
- ⋆ Protection de déffirentiel démarrage terre.
- ⋆ Protection de déffirentiel démarrage général de [I H 0].
- ⋆ Protection de déffirentiel déclenchement général.
- ⋆ Protection de déffirentiel déclenchement [L 1].
- ⋆ Protection de déffirentiel déclenchement [L 2].
- ⋆ Protection de déffirentiel déclenchement [L 3]

IV.2.1.2 Injection 2eme défaut

Un défaut monophasé est injecté entre la phase L1 (phase 0) et la terre, avec une intensité équivalente à 150 % du courant nominal I_n. coome le montre la figure IV.3

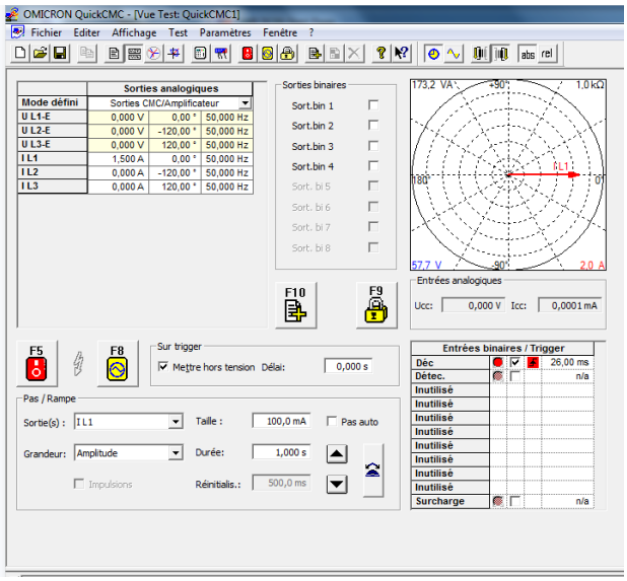


Figure IV.3: Injection 2eme défaut

La protection différentielle a détecté un courant caractéristique d'un défaut significatif, confirmant la présence d'un incident sur le réseau. En réponse, elle a généré un ordre de déclenchement, entraînant l'ouverture du disjoncteur après un délai de 20 ms, assurant ainsi l'isolement rapide de la portion défectueuse de l'installation.

Les tops logiques représentés à la figure IV.4 fournissent une lecture détaillée de la dynamique temporelle des signaux de commande, facilitant l'interprétation du comportement du relais durant l'essai.

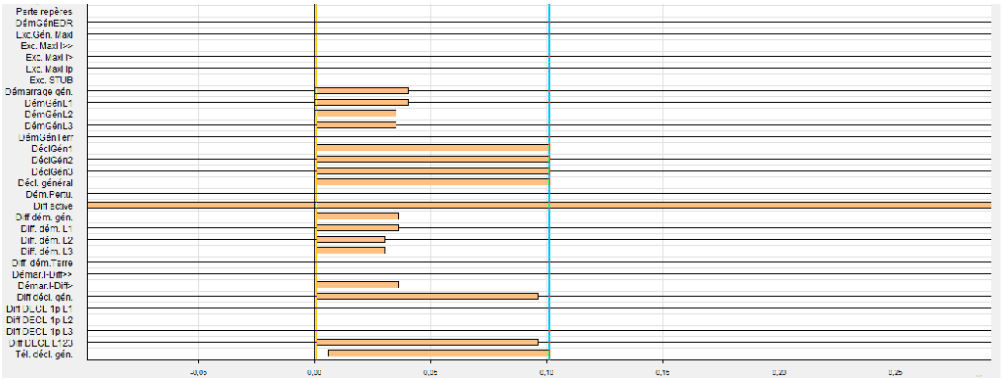


Figure IV.4: Top déclenchement

⋆ Protection de différentiel activé

⋆ Protection de différentiel démarrage terre.

⋆ Protection de différentiel démarrage général de [I H 0].

⋆ Protection de différentiel déclenchement général.

⋆ Protection de différentiel déclenchement [L 1].

⋆ Protection de différentiel déclenchement [L 2].

⋆ Protection de différentiel déclenchement [L 3]

IV.2.1.3 Simulation défaut par ETAP

La figure IV.5 présente la simulation réalisée avec le logiciel **ETAP**, analysant la réponse des protections lors d'un défaut phase-terre.

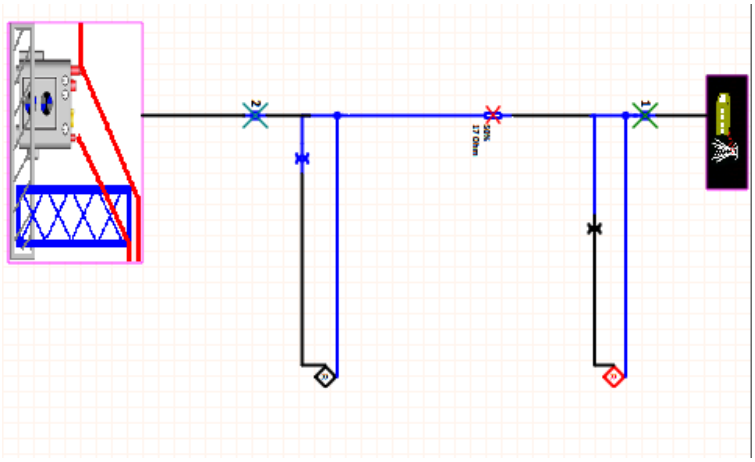


Figure IV.5: Simulation ETAP

Les résultats issus de la simulation réalisée à l'aide du logiciel ETAP sont présentés à la figure IV.6.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

Data Rev: Base | Config: Normal | Date: 20-04-2025

Study Type: Single Fault | Fault Type: Line-to-Ground

Location: Line eaf/ahm @ 50% from Bus43 | Zf: 17 + j4 ohms

Time (ms)	Device ID	IO ID	IO Type	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
0,01	DIFF 7S...	DO1	Relay Output	0,01		On - Phase - 87
0,01	DIFF_ 7...	DO1	Relay Output	0,01		On - Phase - 87
20	Q0		Interlock	20		Tripped by DIFF_ 7SD522 EAF - DO1
20	QO AHM		Interlock	20		Tripped by DIFF 7SD 522_AHM - DO1

Figure IV.6: Résultat de simulation

La protection différentielle assure la détection quasi instantanée (environ 0,01 ms) d'un défaut phase-terre. Elle transmet ensuite un ordre de déclenchement aux disjoncteurs concernés, lesquels s'ouvrent après un délai de 20 ms, permettant ainsi l'isolement rapide de la

portion défectueuse du réseau.

Remarque

Lors d'un défaut de fibre optique entre les deux protections différentielles, celles-ci se bloquent (*protection différentielle bloquée*) et la protection de distance prend le relais pour assurer la sécurité du réseau.

La séquence d'opération montre le déclenchement coordonné du relais différentiel et des disjoncteurs, confirmant l'efficacité du système de protection.

IV.2.2 Fonction distance

Lors d'un défaut de la fibre optique , la protection de distance prend le relais, avec des tests injectés et simulés pour deux défauts (zone proche et zone éloignée) afin de valider sa sensibilité et sa rapidité.

IV.2.2.1 Injection défaut zone 1

Deux types de défauts ont été injectés : un défaut proche et un défaut éloigné , afin d'analyser le comportement de la protection en fonction de la distance au point de défaut. La zone 1 de la protection a été configurée avec une plage de réglage allant de jusqu'à 4 Ω. correspondant à une couverture de 0 à 80 % de la ligne protégée.

IV.2.2.1.a Injection défaut proche

La figureIV.7 illustre l'injection, via la caisse OMICRON, d'un défaut monophasé entre la phase « 0 » (L1) et la terre, au premier stade, avec une impédance de 1 Ω. correspondant à environ 10 % de la ligne

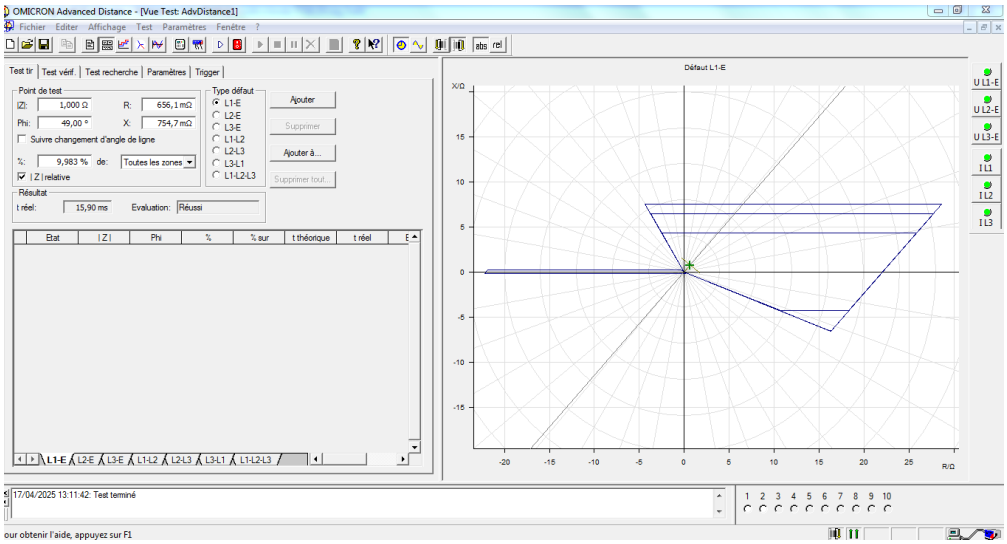


Figure IV.7: Injection défaut proche zone 1

Le déclenchement de la protection, aboutissant à l'ouverture du disjoncteur, a eu lieu après un délai de 15 ms suivant la détection du défaut.

La figure IV.8 présente les tops logiques obtenus à partir de la séquence d'événements analysée.

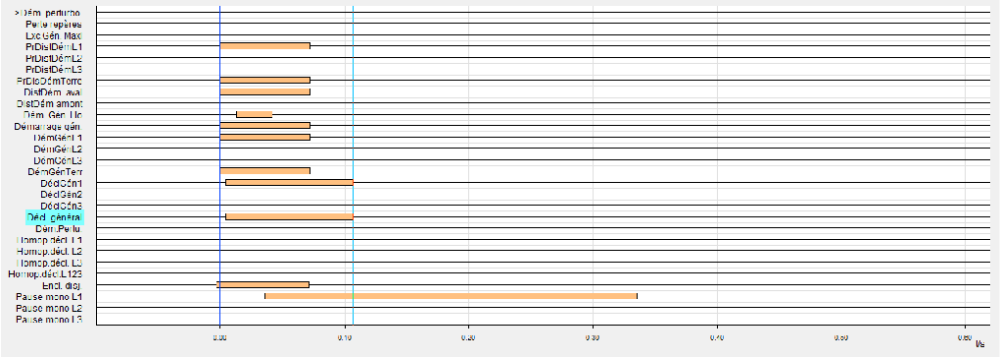


Figure IV.8: Top logique du défaut proche zone 1

⋆ Protection de distance démarrage terre.

⋆ Protection de distance démarrage général de [I H 0].

⋆ Protection de distance déclenchement [L 1].

⋆ Protection de distance déclenchement général.

Le temps global d'élimination du défaut, correspondant à la somme du temps de réponse de la protection et du temps d'ouverture du disjoncteur, est estimé à $t = 15\,\text{ms}$. Cette valeur confirme que le déclenchement au premier stade est de nature instantanée.

IV.2.2.1.b Injection défaut éloigné

La figure IV.9 illustre l'injection, via la caisse OMICRON, d'un défaut monophasé entre la phase « 0 » (L1) et la terre, au premier stade, avec une impédance de 4 Ω.équivalant à une couverture de 80 %.

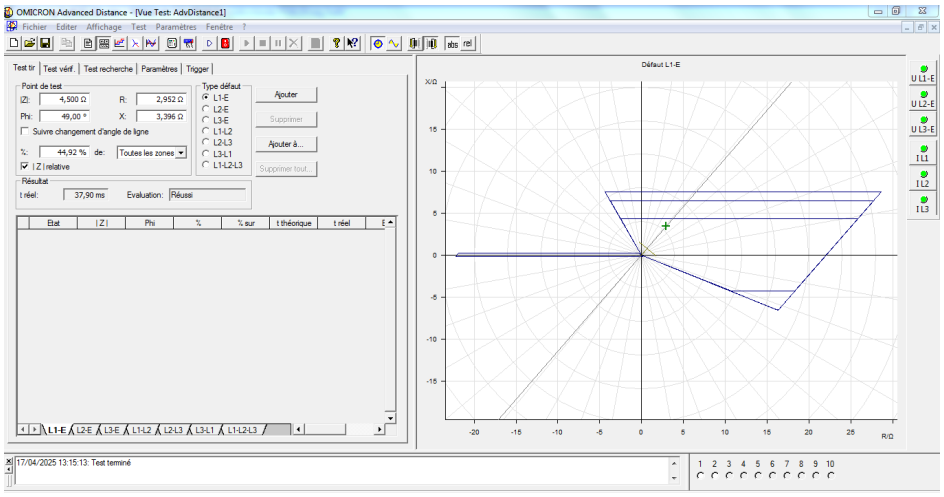


Figure IV.9: Injection défaut éloigné zone 1

La protection s'est déclenchée, entraînant l'ouverture du disjoncteur, après un délai de 58 ms consécutif à la détection du défaut.

Les tops logiques sont présentés à la figureIV.10

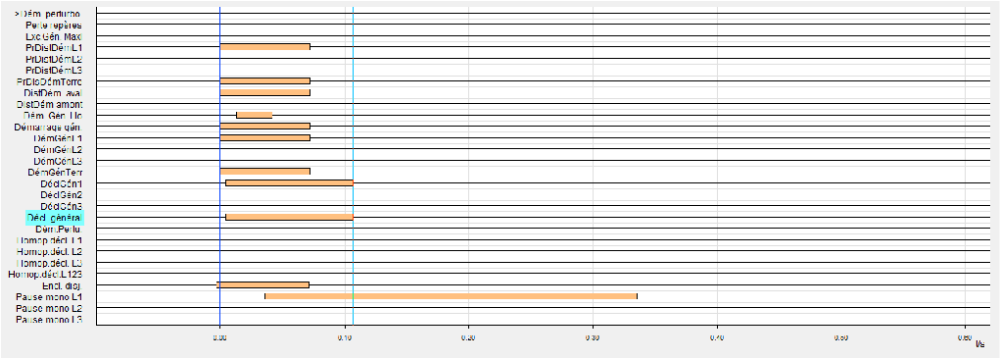


Figure IV.10: Tops logique du défaut éloigné zone 1

- ⋆ Protection de distance démarrage terre.
- ⋆ Protection de distance démarrage général de [I H 0].
- ⋆ Protection de distance démarrage général.
- ⋆ Protection de distance déclenchement [L 1].
- ⋆ Protection de distance déclenchement général.

Temps global de l'élimination du défaut (« temps de réponse de la protection en plus du temps d'ouverture du disjoncteur ») est $t = 0{,}058\,\text{s}$, ce qui confirme que le déclenchement en 1$^{\text{er}}$ stade est instantané.

Le tableau IV.1 présente une comparaison entre les deux défauts étudiés.

Élément	proche	éloigné	**Remarques**
Temps de déclenchement	15 ms	58,35 ms	Plus rapide défaut proche.
Résistance de défaut (R)	1 Ω	4 Ω	Plus faible défaut éloigné .

Tableau IV.1: Comparaison entre deux défauts

Le déclenchement a été observé comme plus rapide dans le premier cas de défaut, en raison d'une résistance de défaut relativement faible (1 Ω), laquelle engendre un courant de défaut plus élevé. Cette intensité accrue facilite la détection par le relais de protection, réduisant ainsi le temps de réponse. À l'inverse, dans le second cas, la résistance de défaut plus élevée (4 Ω) limite le courant de défaut, ce qui peut entraîner un retard de déclenchement. En effet, la moindre intensité du courant nécessite un temps supplémentaire pour que le relais atteigne son seuil de décision, prolongeant ainsi la durée de réaction du système.

IV.2.2.2 Simulation défaut zone 1

Deux types de défauts ont été simulés : un défaut proche et un défaut éloigné , afin d'analyser le comportement de la protection en fonction de la distance au point de défaut. La zone 1 de la protection a été configurée avec une plage de réglage allant jusqu'à 4 Ω. correspondant à une couverture de 0 à 80 % de la ligne protégée.

IV.2.2.2.a Simulation défaut proche

La figure IV.11 représente la simulation d'un défaut monophasé entre la phase « 0 » (L1) et la terre, au premier stade, avec une impédance de 1 Ω.correspondant à environ 10 % de la ligne

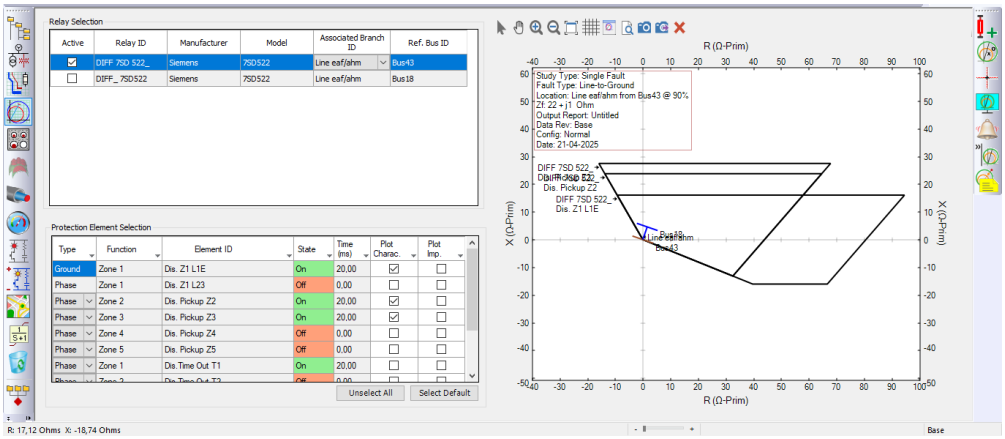


Figure IV.11: Simulation défaut proche zone 1

Le tableau IV.2 présente les paramètres du défaut simulé, dont la représentation est donnée à la figure IV.11

Zone	Élément	État	Temps (ms)	Commentaire
Zone 1	Pickup Z1	✓ On	20	A démarré (pickup)
Zone 2	Pickup Z2	✓ On	0	A démarré (pickup)
Zone 3	Pickup Z3	✓ On	0	A démarré (pickup)
Zone 4	Pickup Z4	Off	0	Désactivée
Zone 5	Pickup Z5	✓ On	0	Active sans temporisation
t1	Timeout t1	✓ On	20	Active
t2	Timeout t2	Off	off	Désactivée
t3	Timeout t3	Off	off	Désactivée

Tableau IV.2: État des éléments de protection par zone

L'impédance mesurée se situe successivement dans les zones 3, 2, puis 1, ce qui entraîne le déclenchement de l'élément de protection de la zone 1 (Z1). Si le défaut persiste après

un délai de 20 ms, le relais procède à l'ouverture du disjoncteur. Bien que les zones 2 et 3 ainsi que leurs temporisations associées (t2 et t3) soient également actives, elles ne sont pas sollicitées dans ce cas précis, la condition de la zone 1 étant prioritaire.

IV.2.2.2.b Simulation défaut éloigné

La figure IV.12 représente la simulation d'un défaut monophasé entre la phase « 0 » (L1) et la terre, au premier stade, avec une impédance de 4 Ω.équivalant à une couverture de 80 %.

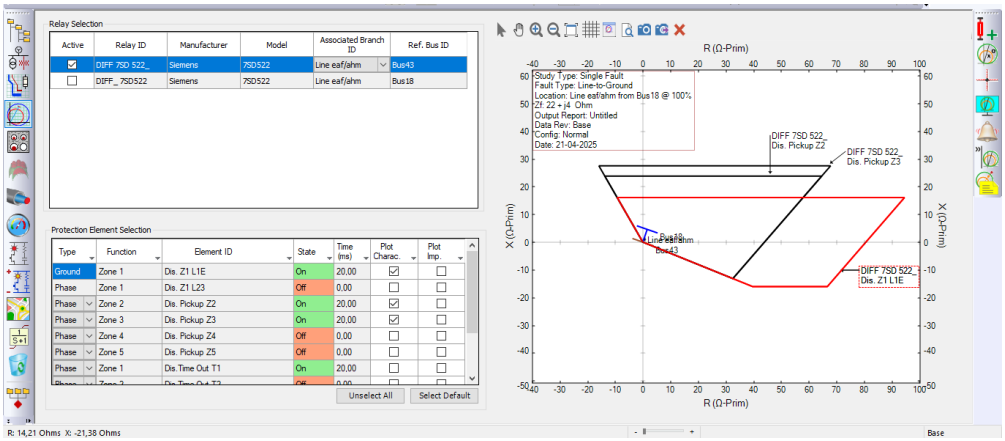


Figure IV.12: Simulation défaut éloigné zone 1

Le tableau IV.3 présente les paramètres du défaut simulé, dont la représentation est donnée à la figure IV.12.

Zone	Élément	État	Temps (ms)	Commentaire
Zone 1	Pickup Z1	✓ On	20	A démarré (pickup)
Zone 2	Pickup Z2	✓ On	0	A démarré (pickup)
Zone 3	Pickup Z3	✓ On	0	A démarré (pickup)
Zone 4	Pickup Z4	Off	0	Désactivée
Zone 5	Pickup Z5	✓ On	0	Active sans temporisation
t1	Timeout t1	✓ On	20	Active
t2	Timeout t2	Off	off	Désactivée
t3	Timeout t3	Off	off	Désactivée

Tableau IV.3: État des éléments de protection par zone

L'analyse du tableau IV.3 montre que l'impédance mesurée traverse successivement les zones 3, 2 puis 1, ce qui active l'élément Z1. Si le défaut persiste au-delà de 20 ms, la temporisation t1 déclenche l'ouverture du disjoncteur. Les éléments Z2, Z3 et leurs temporisations t2, t3 sont actifs mais non sollicités, la condition de la zone 1 étant prioritaire.

IV.2.2.3 Injection défaut zone 2

Deux défauts, l'un proche et l'autre éloigné, ont été injectés afin d'évaluer la performance de la protection en zone 2. Cette dernière a été réglée à une impédance de 4,5 Ω, correspondant à environ 81 % de la longueur de la ligne protégée, ainsi qu'à 6 Ω, équivalant à une couverture de 120 %.

IV.2.2.3.a Injection défaut proche

La figure IV.13 présente l'injection, via la caisse OMICRON, d'un défaut monophasé entre la phase « 0 » (L1) et la terre, au premier stade, avec une impédance de 4.5 Ω.correspondant à environ 81 %

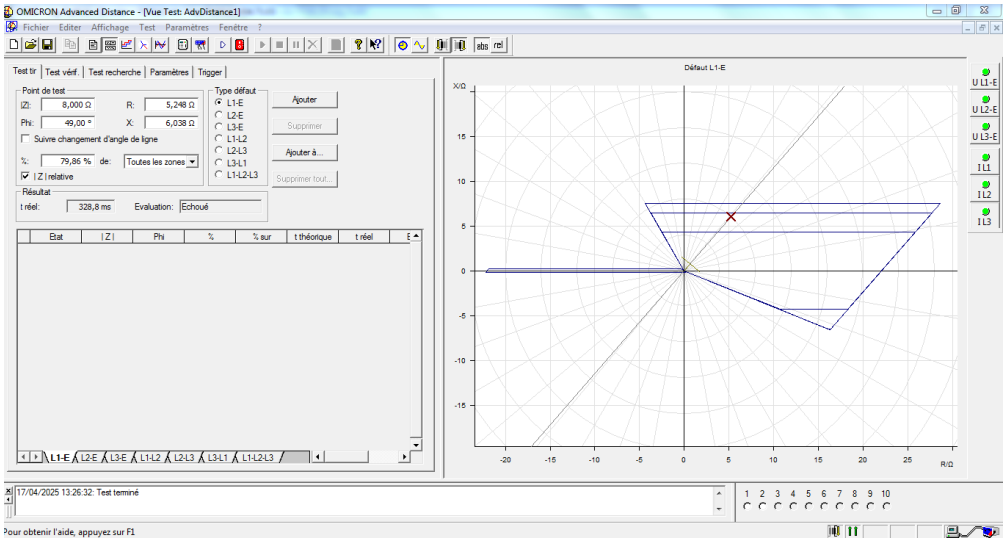


Figure IV.13: Injection de défaut proche zone 2

La protection s'est déclenchée, entraînant l'ouverture du disjoncteur, après un temps de réponse mesuré de 325 ms.

Les tops logiques tirés de laquelle sont présentée à la figureIV.14.

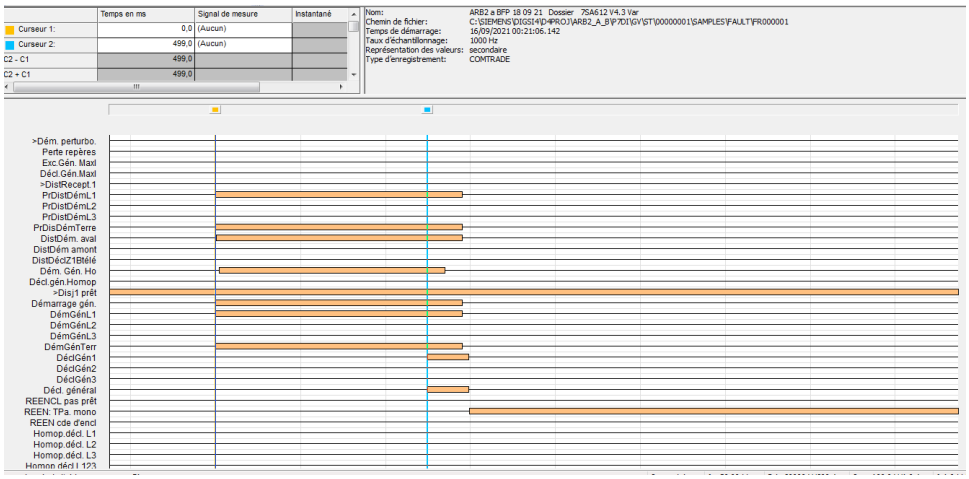


Figure IV.14: Top logique défaut proche zone 2

⋆ Protection de distance démarrage terre.

⋆ Protection de distance démarrage général de [IH0].

⋆ Protection de distance démarrage général.

⋆ Protection de distance déclenchement [L1].

⋆ Protection de distance déclenchement général.

Le temps global d'élimination du défaut, comprenant à la fois le temps de réponse du système de protection et le temps d'ouverture du disjoncteur, est de $\mathbf{t = 325\ ms}$.

IV.2.2.3.b Injection défaut éloigné

La figure IV.15 présente l'injection, via la caisse OMICRON, d'un défaut monophasé entre la phase « 0 » (L1) et la terre, au premier stade, avec une impédance de 6 Ω.équivalant à une couverture de 120 %.

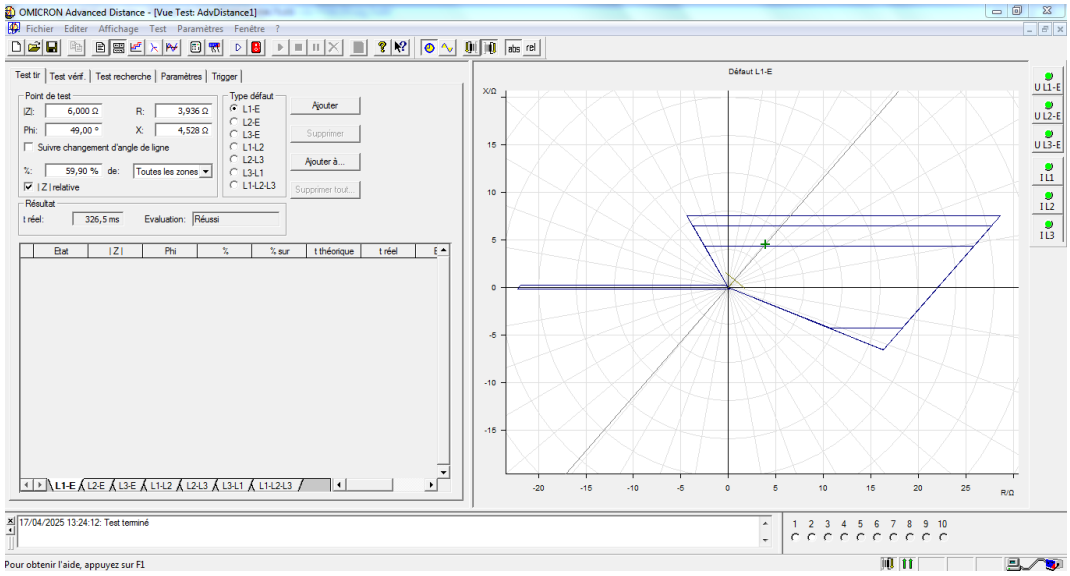


Figure IV.15: Injection défaut éloigné zone 2

La protection s'est déclenchée avec succès, entraînant l'ouverture du disjoncteur après un temps de réponse de 333 ms.

Comme le montre la figure IV.16, les tops logiques obtenus permettent de valider expérimentalement la réactivité du système de protection face aux événements simulés.

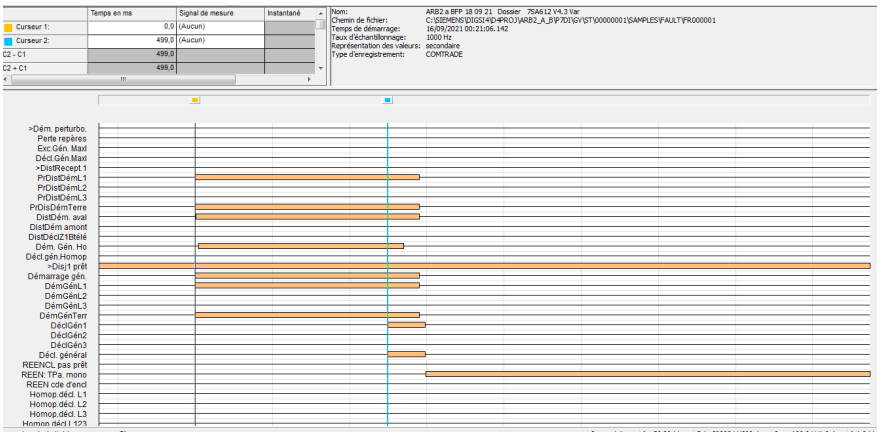


Figure IV.16: Top logique défaut éloigné zone 2

- ⋆ Protection de distance démarrage terre.
- ⋆ Protection de distance démarrage général de [IH0].
- ⋆ Protection de distance démarrage général.
- ⋆ Protection de distance déclenchement [L1].
- ⋆ Protection de distance déclenchement général.
  Temps global de l'élimination du défaut (temps de réponse de la protection en plus du temps d'ouverture du disjoncteur) est $\mathbf{t = 0{,}333\ s}$,

Le tableau IV.4 présente une comparaison entre les deux scénarios de défaut, à savoir le défaut 1 et le défaut 2.

Élément	**proche**	**éloigné**	**Remarques**
Temps de déclenchement	325 ms	333 ms	Plus rapide pour défaut proche.
Résistance de défaut (R)	4,5 Ω	6 Ω	Plus faible pour défaut dans éloigné.

Tableau IV.4: Comparaison des paramètres de déclenchement entre deux scénarios de défaut

Le déclenchement est plus rapide dans le premier cas de défaut, en raison d'une résistance de défaut plus faible (4,5 Ω). Une résistance plus basse entraîne un courant de défaut plus élevé, facilitant ainsi la détection et accélérant la réponse du relais de protection. En revanche, dans le second cas de défaut, la résistance de 6 Ω limite le courant de défaut, ce qui peut ralentir le déclenchement. En effet, le relais met davantage de temps à atteindre son seuil de décision dans ces conditions.

IV.2.2.4 Simulation défaut zone 2

Deux défauts, l'un situé à proximité et l'autre à distance, ont été simulés afin d'évaluer la performance de la protection en zone 2. Cette zone a été réglée sur une impédance de

4,5 Ω, correspondant à environ 81 % de la longueur de la ligne protégée, ainsi que sur une impédance de 6 Ω, équivalente à une couverture de 120 %.

IV.2.2.4.a Simulation défaut proche

La figure IV.17 présente la simulation d'un défaut monophasé entre la phase « 0 » (L1) et la terre, réalisée au troisième stade avec une impédance de 4.5 Ω.correspondant à environ 81 %

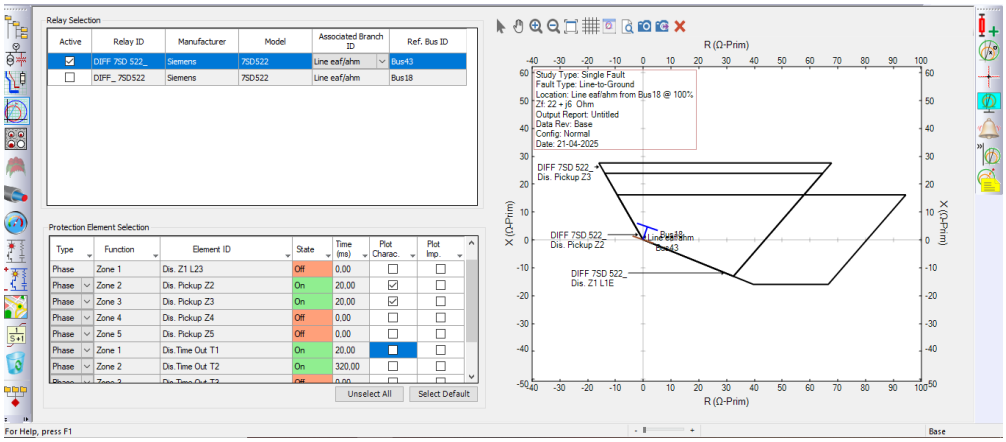


Figure IV.17: Simulation défaut proche zone 2

Le tableau IV.5 présente les paramètres du défaut simulé, dont la représentation est donnée à la figure IV.17.

Zone	Élément	État	Temps (ms)	Commentaire
Zone 1	Pickup Z1	Off	0 ms	Désactivée
Zone 2	Pickup Z2	On	0 ms	A démarré (pickup)
Zone 3	Pickup Z3	On	0 ms	A démarré (pickup)
Zone 4	Pickup Z4	Off	0 ms	Désactivée
Zone 5	Pickup Z5	On	0 ms	Active sans temporisation
t1	Timeout t1	Off	0 ms	Désactivée
t2	Timeout t2	On	320 ms	Déclenchement avec temporisation
t3	Timeout t3	Off	0 ms	Désactivée

Tableau IV.5: État des éléments de protection et délais d'activation dans le scénario de défaut 2

L'impédance mesurée se situe dans les zones 2 et 3, provoquant ainsi le déclenchement de l'élément Z2 (pick-up). Si le défaut persiste, le relais commandera l'ouverture du disjoncteur après un délai de 320 ms. Bien que les zones 3 et les temporisations T3 soient également activées, elles n'interviennent pas dans cette situation spécifique, car la condition de la zone 2 est prioritaire.

IV.2.2.4.b Simulation défaut éloigné

La figure IV.18 illustre la simulation d'un défaut monophasé entre la phase « 0 » (L1) et la terre, réalisée au deuxième stade avec une impédance de 6 Ω.équivalant à une couverture de 120 %.

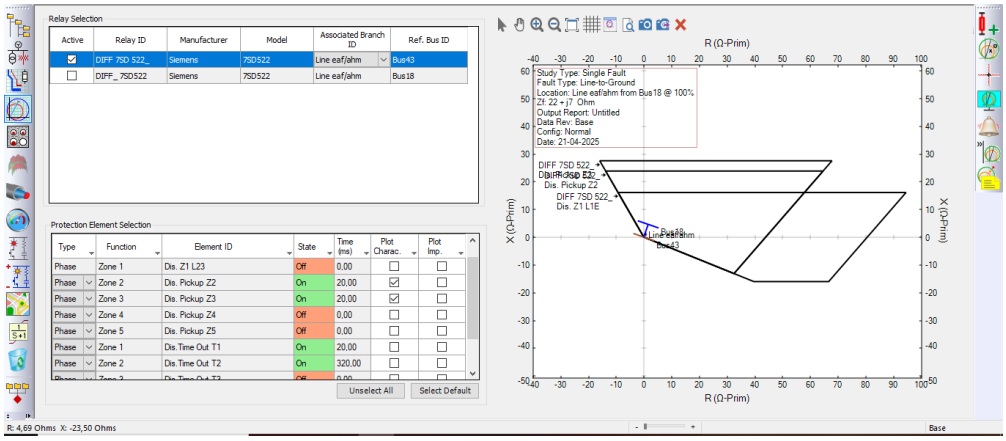


Figure IV.18: Simulation défaut éloigné zone 2

Le tableau IV.6 présente les paramètres du défaut simulé, dont la représentation est donnée à la figure IV.18

Zone	Élément	État	Temps (ms)	Commentaire
Zone 1	Pick-up Z1	Off	0 ms	Désactivée
Zone 2	Pick-up Z2	On	0 ms	A démarré (pickup)
Zone 3	Pick-up Z3	On	0 ms	A démarré (pickup)
Zone 4	Pick-up Z4	Off	0 ms	Désactivée
Zone 5	Pick-up Z5	On	0 ms	Active sans temporisation
t1	Time out t1	Off	0 ms	Désactivée
t2	Time out t2	On	320 ms	Déclenchement avec temporisation
t3	Time out t3	Off	0 ms	Désactivée

Tableau IV.6: État des éléments de protection et délais d'activation dans le scénario de défaut 2

L'impédance mesurée se situe simultanément dans les zones 2 et 3, ce qui entraîne l'activation (pick-up) de l'élément de protection Z2. Si le défaut persiste au-delà de 320 ms, le relais associé à Z2 déclenchera alors l'ouverture du disjoncteur. Bien que les éléments de la zone 3 ainsi que la temporisation T3 soient également actifs, ils ne participent pas au processus de déclenchement dans ce cas précis, la condition de la zone 2 étant prioritaire.

IV.2.2.5 Injection défaut zone 3

Deux défauts, l'un proche et l'autre éloigné, ont été injectés afin d'évaluer la performance de la protection en zone 3. Cette dernière a été réglée à une impédance de 6,5 Ω, correspon-

dant à environ 121 % de la longueur de la ligne protégée, ainsi qu'à 7,5 Ω, équivalant à une couverture de 140 %.

IV.2.2.5.a Injection défaut proche

La figure IV.19 illustre l'injection, via la caisse OMICRON, d'un défaut monophasé entre la phase « 0 » (L1) et la terre, au troisième stade, avec une impédance de 6.5 Ω, correspondant à environ 121 %

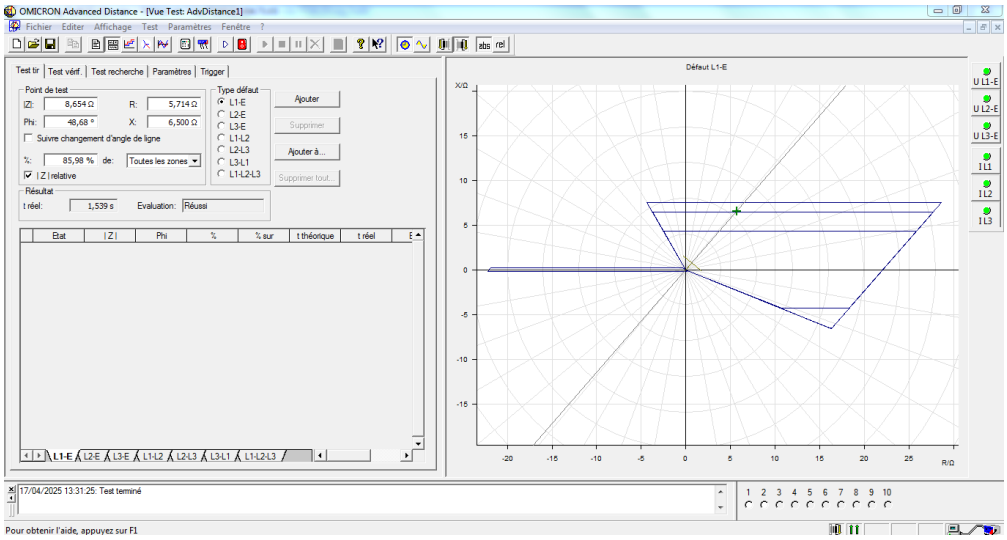


Figure IV.19: Injection défaut proche zone 3

Le déclenchement de la protection, entraînant l'ouverture du disjoncteur, est survenu après un délai de 1520 ms.

Les tops logiques représentés à la figure IV.20 fournissent une lecture détaillée de la dynamique temporelle des signaux de commande, facilitant l'interprétation du comportement du relais durant l'essai.

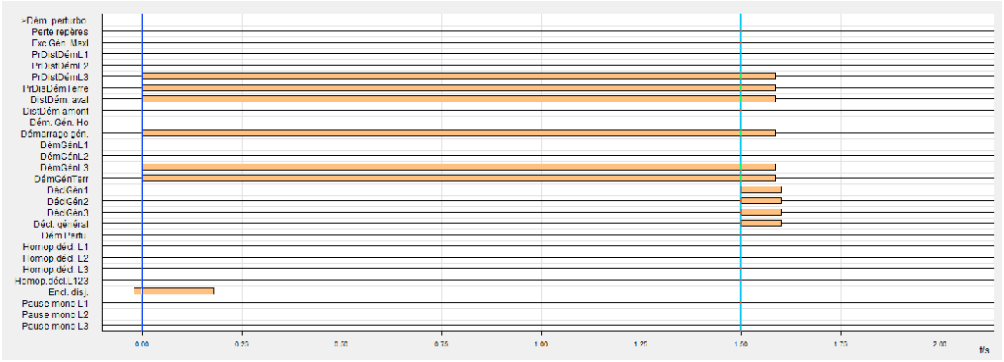


Figure IV.20: Top logique défaut proche zone 3

⋆ Protection de distance démarrage instantané de (L1).

⋆ Protection de distance démarrage terre.

⋆ Protection de distance démarrage instantané aval.

⋆ Protection de distance démarrage général de [I pH0].

⋆ Protection de distance démarrage général.

⋆ Protection de distance déclenchement [L1].

⋆ Protection de distance déclenchement général.

Le temps global de l'élimination du défaut (temps de réponse de la protection en plus du temps d'ouverture du disjoncteur) est $\mathbf{t = 1{,}520\ s}$.

IV.2.2.5.b Injection défaut éloigné

La figure IV.21 illustre l'injection, via la mallette Omicron, d'un défaut monophasé entre la phase « 0 » (L1) et la terre, au troisième stade, avec une impédance de 7.5 Ω,équivalant à une couverture de 140 %.

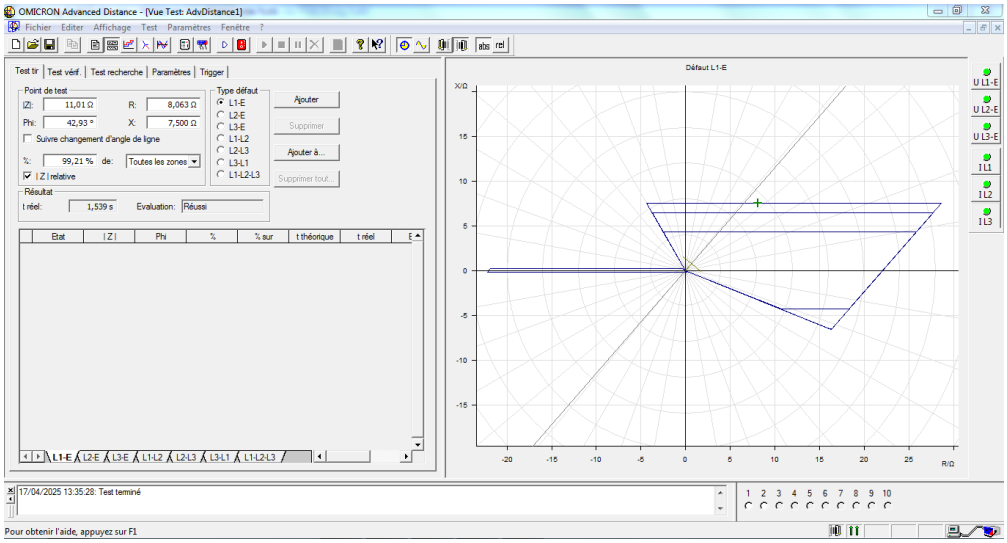


Figure IV.21: Injection défaut éloigné zone 3

Le déclenchement de la protection, matérialisé par l'ouverture du disjoncteur, s'est produit après un délai de 1550 ms.

Les tops logiques représentés à la figure IV.22 fournissent une lecture détaillée de la dynamique temporelle des signaux de commande, facilitant l'interprétation du comportement du relais durant l'essai.

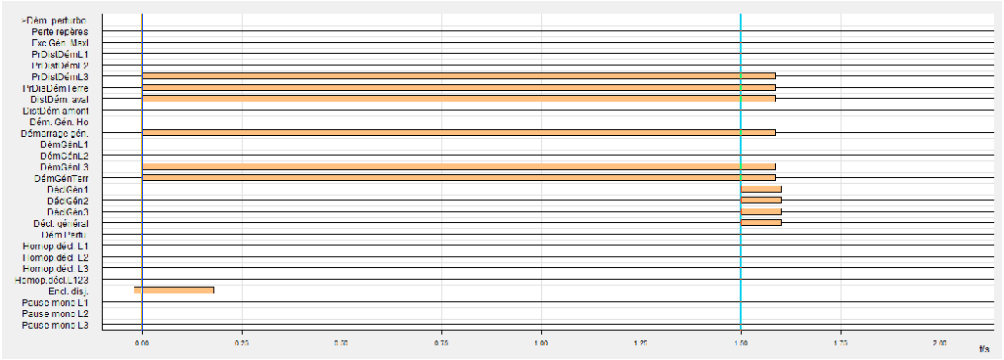


Figure IV.22: Top logique défaut éloigné zone 3

- ⋆ Protection de distance démarrage instantané de (L1).
- ⋆ Protection de distance démarrage terre.
- ⋆ Protection de distance démarrage instantané aval.
- ⋆ Protection de distance démarrage général de [IH0].
- ⋆ Protection de distance démarrage général.
- ⋆ Protection de distance déclenchement [L1].
- ⋆ Protection de distance déclenchement général.
  Temps global de l'élimination du défaut (temps de réponse de la protection en plus du temps d'ouverture du disjoncteur) est $\mathbf{t = 1{,}55\ s}$, ce qui confirme que le déclenchement en $\mathbf{3^e}$ stade est **temporisé**.

IV.2.2.6 Simulation défaut zone 3

IV.2.2.6.a Simulation défaut proche

La figure IV.23 représente la simulation d'un défaut monophasé entre la phase « 0 » (L1) et la terre, au troisième stade, avec une impédance de 6.5 Ω.

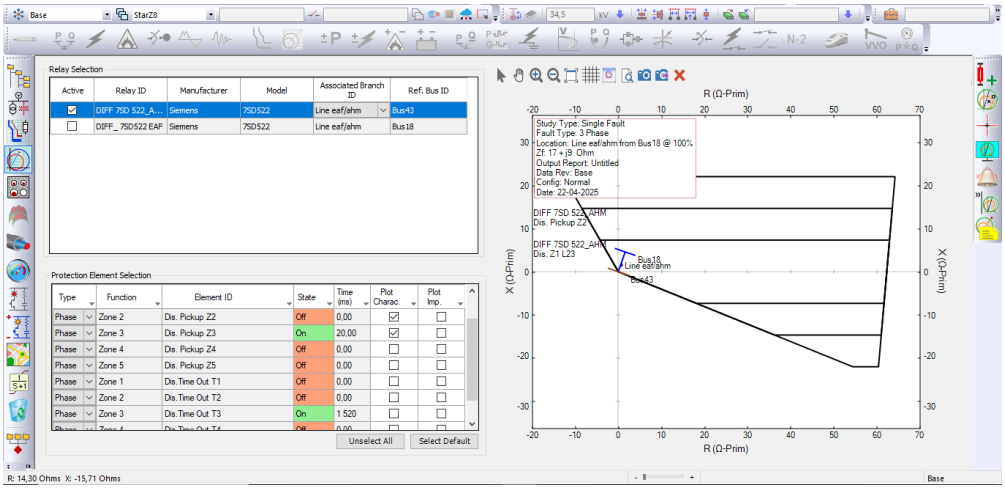


Figure IV.23: Simulation défaut proche zone 3

Le tableau IV.7 présente les paramètres du défaut simulé, dont la représentation est donnée à la figure IV.23

Zone	Élément	État	Temps (ms)	Commentaire
Zone 1	Pickup Z1	Off	0 ms	Désactivée
Zone 2	Pickup Z2	Off	0 ms	Désactivée
Zone 3	Pickup Z3	On	20 ms	A démarré (pickup)
Zone 4	Pickup Z4	Off	0 ms	Désactivée
Zone 5	Pickup Z5	On	0 ms	Active sans temporisation
t1	Tim eout t1	Off	0 ms	Désactivée
t2	Tim eout t2	Off	0 ms	Désactivée
t3	Tim eout t3	On	1520 ms	Déclenchement temporisé

Tableau IV.7: État des éléments de protection et délais d'activation dans le scénario de défaut 3

L'impédance mesurée se situe dans la zone 3, ce qui provoque l'activation (pick-up) de l'élément de protection Z3. Si le défaut persiste au-delà de 1520 ms, la temporisation t3 expire, entraînant le déclenchement du disjoncteur par le relais.

IV.2.2.6.b Simulation défaut éloigné

La figure IV.24 illustre la simulation d'un défaut monophasé entre la phase « 0 » (L1) et la terre, réalisée au troisième stade avec une impédance de 7.5 Ω.équivalant à une couverture de 140 %.

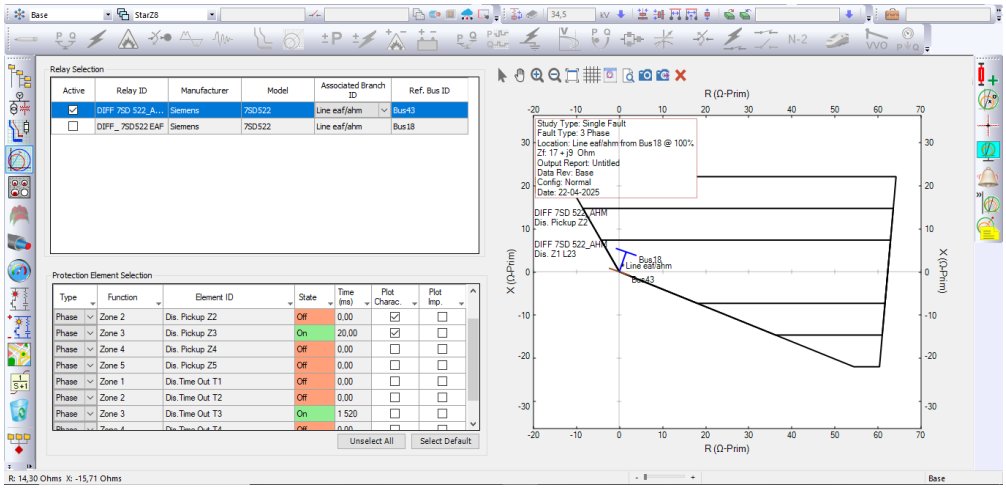


Figure IV.24: Simulation défaut éloigné zone 3

Le tableau IV.8 présente les paramètres du défaut simulé, dont la représentation est donnée à la figure IV.24

L'analyse de la mesure d'impédance indique une présence dans la zone 3, entraînant l'activation (pickup) de l'élément Z3. Si le défaut persiste au-delà de 1520 ms, la temporisation T3 expire, provoquant le déclenchement du disjoncteur par le relais.

Zone	Élément	État	Temps (ms)	Commentaire
Zone 1	Pickup Z1	Off	0 ms	Désactivée
Zone 2	Pickup Z2	Off	0 ms	Désactivée
Zone 3	Pick up Z3	On	20 ms	A démarré (pickup)
Zone 4	Pick-up Z4	Off	0 ms	Désactivée
Zone 5	Pick up Z5	On	0 ms	Active sans temporisation
t1	Time out t1	Off	0 ms	Désactivée
t2	Time out t2	Off	0 ms	Désactivée
t3	Time out t3	On	1500 ms	Déclenchement temporisé

Tableau IV.8: État des éléments de protection et délais d'activation dans le scénario de défaut 3

IV.2.3 Fonction à maximum de courant

En cas de défaillance de la fibre optique accompagnée de la fusion des fusibles, la protection maximale de courant (Max I) est sollicitée. Celle-ci est réglée à deux fois le courant nominal ($2\,I_n$) avec un temps de déclenchement de 0,2 s.

IV.2.3.1 Injection défaut maximum de courant

la figure IV.25 représente injection défaut sur intensité indique qu'il s'agit probablement d'un test de seuil de surintensité (51/50), réalisé en régime monophasé et sans injection de tension, visant à vérifier le temps de réponse du relais face à un courant de défaut simulé.

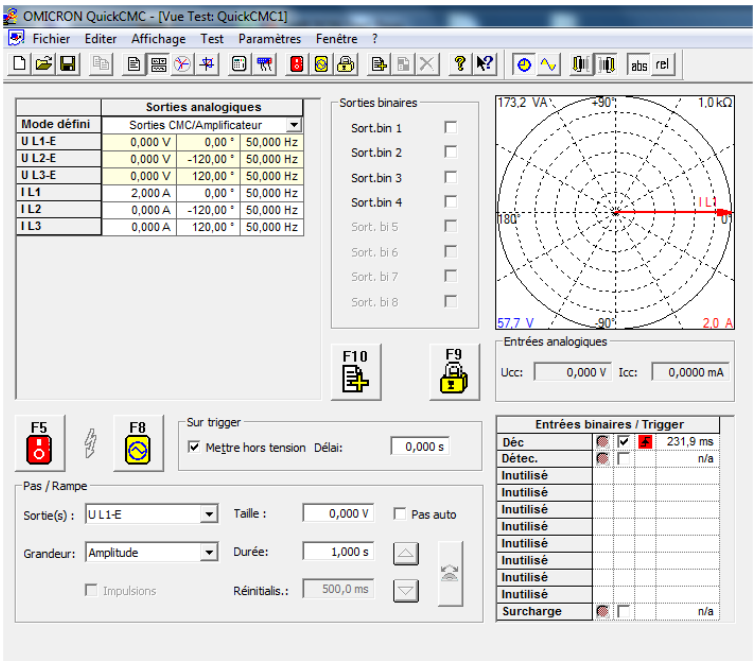


Figure IV.25: Injection défaut sur maximum de courant

Un courant de 2 A est injecté sur la phase L1, et le temps de déclenchement mesuré est de 226 ms.

Les tops logiques représentés à la figure IV.24 fournissent une lecture détaillée de la dynamique temporelle des signaux de commande, facilitant l'interprétation du comportement du relais durant l'essai.

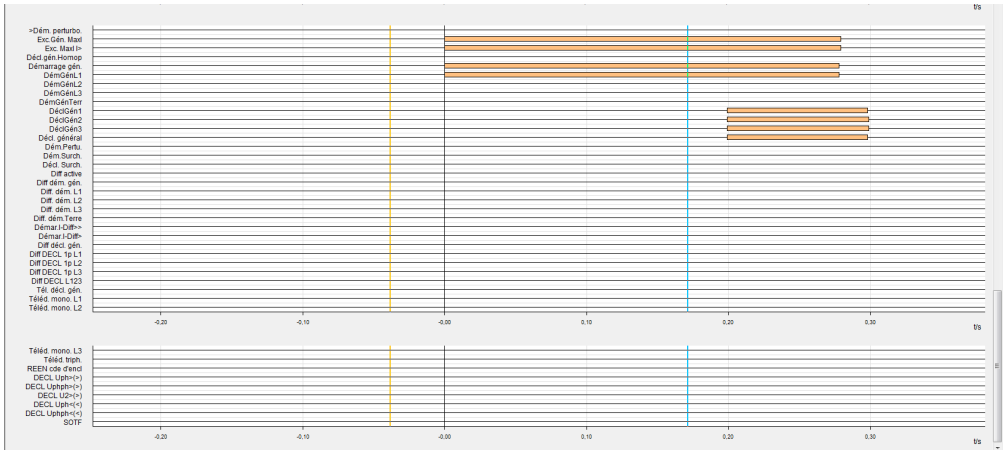


Figure IV.26: Top logique défaut maximum de courant

- ⋆ Protection de maximum de courant démarrage général de [IH0].
- ⋆ Protection de maximum de courant déclenchement [L1].
- ⋆ Protection de maximum de courant déclenchement [L2].
- ⋆ Protection de maximum de courant déclenchement [L3].
- ⋆ Protection de distance déclenchement général.

IV.2.3.2 Simulation défaut maximum de courant

La figureIV.27 illustre la simulation d'un défaut monophasé entre la phase « 0 » (L1) et la terre, 2 A, de courant nominale

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

Data Rev: Base | Config: Normal | Date: 01-06-2025

Study Type: Single Fault | Fault Type: 3 Phase

Location: Line eaf/ahm @ 100% from Bus18 | Zf: 2 + j2 ohms

Time (ms)	Device ID	IO ID	IO Type	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
200	DIFF 7S...	DO1	Relay Output	200		On - Phase - OC1 - 50
220	QO EAF		Interlock	20		Tripped by DIFF 7SD 522_EAF - DO1

Figure IV.27: Simulation défaut maximum de courant

Le système de protection a identifié avec précision un défaut monophasé sur la ligne et a entraîné le déclenchement du relais différentiel **DIFF 7SD522** après un délai de 200 ms. L'ouverture du disjoncteur **QO EAF** est intervenue 20 ms plus tard, confirmant ainsi la

rapidité et la conformité du fonctionnement de la protection maximum de courant dans le cadre de cette simulation.

IV.3 Comparaison entre l'injection et la simulation

Une comparaison a été menée entre les essais d'injection physique réalisés à l'aide de la caisse de test **Omicron** et les simulations effectuées sous le logiciel **ETAP**, portant sur les protections différentielle, de distance et de surintensité. Les mêmes conditions de défaut ont été rigoureusement reproduites dans les deux approches, dans le but d'évaluer la concordance des résultats obtenus. Cette analyse a pour objectif de valider la fiabilité des simulations numériques en les confrontant aux données issues des essais expérimentaux.

IV.3.1 Fonction différentielle

Le tableau IV.9 fournit une analyse complémentaire permettant d'apprécier la réponse du relais face à des courants supérieur au seuil de déclenchement nominal.

Type de test	**Courant / Réglage**	**Temps de déclenchement (s)**
Résultats de calcul numérique	Δ 0,3 In	0
Résultats des essais pratiques (sur site)	$\star$ Δ 0,3 In $\star$ Δ 1,5 In	$\star$ 0,038 $\star$ 0,015
Résultats simulation ETAP	$\star$ Δ0,3 In $\star$ Δ 1,5 In	$\star$ 0,020 $\star$ 0,020

Tableau IV.9: Résumé des résultats de la protection différentielle

Les essais réalisés ont mis en évidence un déclenchement plus rapide du relais pour un courant de $1{,}5\,I_n$ par rapport à un courant de $0{,}3\,I_n$, en raison d'une sensibilité accrue du dispositif aux courants élevés. En conditions réelles, un léger retard est constaté lors de l'injection de faibles courants, contrairement aux résultats issus de la simulation sous ETAP, où le temps de déclenchement demeure constant quelle que soit l'intensité. Cette divergence souligne une modélisation simplifiée du comportement dynamique du relais dans

l'environnement de simulation, qui ne reflète pas entièrement la réponse physique du système testé sur site.

IV.3.2 Fonction de distance

Le tableau IV.10 présente une comparaison des résultats issus des calculs théoriques, des essais pratiques sur site et des simulations effectuées avec le logiciel ETAP, dans le cadre de l'étude de la protection de distance d'un réseau électrique. Cette analyse porte sur trois zones de défaut, chacune associée à un seuil d'impédance distinct.

Stade de déclenchement	**Défaut zone 1 (aval)**	**Défaut zone 2 (aval)**	**Défaut zone 3 (aval)**
Résultats de calcul numérique	⋆ Z1 = 0 à 4 ⋆ t = 0 s	⋆ Z2 = 0 à 6 ⋆ t = 0,3 s	⋆ Z3 = 0 à 7 ⋆ t = 1,5 s
Résultats essais pratiques (sur site)	⋆ Z1 = 1 ⋆ t1 = 0,015 s (instantané) ⋆ Z1 = 4 ⋆ t1 = 0,058 s (instantané)	⋆ Z2 = 4,2 ⋆ t2 = 0,320 s ⋆ Z2 = 6,5 ⋆ t2 = 0,330 s	⋆ Z3 = 6,7 ⋆ t3 = 1,52 s ⋆ Z3 = 7,5 ⋆ t3 = 1,55 s
Résultats simulation ETAP	⋆ Z1 = 1 ⋆ t1 = 0,020 s (instantané) ⋆ Z1 = 4 ⋆ t1 = 0,020 s (instantané)	⋆ Z2 = 4,2 ⋆ t2 = 0,320 s ⋆ Z2 = 6,5 ⋆ t2 = 0,320 s	⋆ Z3 = 6,7 ⋆ t3 = 1,520 s ⋆ Z3 = 7,5 ⋆ t3 = 1,520 s

Tableau IV.10: Résumé des résultats de la protection de distance

Les résultats obtenus dans les trois zones de protection montrent une bonne cohérence

entre les calculs théoriques, les essais pratiques sur site et les simulations réalisées sous ETAP. En zone 1, le déclenchement est quasi instantané, avec des temps légèrement supérieurs à la valeur théorique (0 s), ce qui reste acceptable compte tenu des temps de réaction du relais. En zone 2, les temps mesurés (environ 0,32 s) concordent parfaitement avec la temporisation théorique de 0,3 s, tant pour les essais pratiques que pour la simulation. De même, en zone 3, les délais observés (autour de 1,52 s) sont très proches de la valeur attendue de 1,5 s. Ces résultats confirment la fiabilité des réglages appliqués au relais de protection ainsi que la pertinence du modèle de simulation utilisé, garantissant un comportement conforme aux exigences dans l'ensemble des zones de défaut.

IV.3.3 Fonction maximal de courant

Le tableau IV.11 présente la vérification des délais de déclenchement lors d'un dépassement du courant nominal I_n.

Réglage et déclenchement	**Résultats**
Résultats de calcul numérique	⋆ $I > 2I_n$ ⋆ $t = 0,2\,s$
Résultats essais pratiques (sur site)	⋆ $I > 2I_n$ ⋆ $t = 0,230\,s$
Résultats simulation ETAP	⋆ $I > 2I_n$ ⋆ $t = 0,231\,s$

Tableau IV.11: Résumé des résultats de la protection maximal de courant

Les trois approches donnent des résultats très proches, confirmant la cohérence et la fiabilité du seuil de déclenchement configuré. Le délai est légèrement supérieur en pratique et en simulation, ce qui est typique du comportement réel des dispositifs de protection.

IV.4 Conclusion

L'étude réalisée à travers l'injection expérimentale, à l'aide de la caisse **OMICRON CMC 256 PLUS**, et les simulations effectuées sous le logiciel **ETAP**, a permis de vérifier de manière rigoureuse le bon fonctionnement des systèmes de protection étudiés. Les résultats obtenus pour les protections différentielle, de distance et à maximum de courant montrent une cohérence satisfaisante entre les mesures expérimentales et les valeurs issues de la simulation, avec des écarts temporels et paramétriques qui restent dans les tolérances attendues pour ce type d'application.

Les essais ont mis en évidence la capacité du relais **7SD522** à détecter les défauts et à assurer un déclenchement rapide, tant pour les anomalies internes que pour celles situées dans des zones de couverture plus étendues. Le temps de réponse global, incluant le temps de traitement par le relais et le délai d'ouverture du disjoncteur, respecte les exigences normatives en termes de sélectivité et de fiabilité.

Enfin, la comparaison entre les résultats expérimentaux et ceux de la simulation valide la pertinence du modèle numérique implémenté sous **ETAP**, ce qui constitue un indicateur de confiance pour la conception et l'optimisation des systèmes de protection futurs. Ces observations confirment l'efficacité de la méthodologie adoptée et soulignent l'importance de la coordination entre l'expérimentation et la simulation pour garantir la sécurité et la continuité de l'alimentation électrique.

Conclusion Générale

Dans ce mémoire, une étude approfondie a été faite sur la coordination de la protection de la ligne de 220 kV reliant les postes électriques d'El Affroun (EAF) et d'Ahmer El Ain (AHM).

Des essais expérimentaux et des simulations ont été réalisés pour différents scénarios de défauts, proches et éloignés, afin de vérifier le bon fonctionnement des dispositifs de protection différentielle, ensuite de la protection de distance en cas de défaillance de la communication par fibre optique, et enfin de la protection à maximum de courant en situation de double défaillance (perte de communication et fusion de fusibles).

Les résultats obtenus ont mis en évidence une bonne coordination entre ces différentes protections, résumée comme suit :

- ⋆ Lors d'un défaut interne à la ligne, la protection différentielle réagit instantanément ; plus le courant de défaut est élevé, plus le temps de déclenchement est réduit.
- ⋆ En cas de perte de la fibre optique, la protection différentielle est désactivée et la protection de distance prend le relais, selon trois zones en aval :
  1) Zone 1 : déclenchement instantané, plus rapide pour les défauts proches.
  2) Zone 2 : déclenchement temporisé à 0.3 s.
  3) Zone 3 : déclenchement temporisé à 1.5 s.
- ⋆ En cas de double défaillance (perte de communication et fusion de fusibles), les protections différentielle et de distance sont désactivées ; la protection à maximum de courant intervient avec un seuil fixé à $2I_n$ et un temps de réponse de 0.2 s.

Une forte concordance a été constatée entre les résultats expérimentaux obtenus par injection et ceux issus des simulations, confirmant ainsi la pertinence des réglages appliqués et la robustesse des modèles de simulation. Ces conclusions démontrent l'efficacité des dispositifs de protection étudiés, capables de détecter rapidement les défauts, d'isoler sélectivement les zones affectées et de garantir une protection optimale des infrastructures critiques du réseau électrique.

Il est recommandé, dans le cadre de cette étude, de permettre le fonctionnement simultané des protections différentielle et de distance, afin d'assurer une sécurisation accrue de la ligne protégée.

Bibliographie

[1] M. ABBCI and A. KHOUAS. *Etude des différents types de protection des lignes HT*. Thèse pour le grade de master en génie electrique, Université Dr. Yahia Farès de Médéa, Médéa, Algérie, 2014.

[2] Benmokla Karim Bechou Kamel and Dr sife eddine Abdi. Étude de fonctionnement de protection sur une ligne de 400 kv, 2016. Univ-MEDEA, Faculté des sciences et de la Technologies.

[3] SONELGAZ. Les protections du réseau électrique à sonelgaz. Technical report, Direction de la production et du transport de l'électricité, non daté.

[4] SONELGAZ. *Prévention du Risque Électrique*. Algérie, 2001. Carnet de Prescriptions au Personnel du Groupe SONELGAZ.

[5] SIEMENS. *Power Engineering Guide - Transmission and Distribution*. SIEMENS, 4th edition, 2005.

[6] J.M. Delbarre. Postes à ht et tht - rôle et structure. *Techniques de l'Ingénieur, Traité Génie électrique*, (D 4570), 2004.

[7] Commission de régulation de l'énergie (CRE). Module pédagogique sur l'électricité, n.d. [3].

[8] Théodore Wildi and Gilbert Sibille. *Électrotechnique*. Bibliothèque Nationale, Paris, 4ème Édition edition, Juin 2005.

[9] Z. Boulahia. *Modélisation et simulation des réseaux de terre des postes électriques HT*. Thèse de doctorat, Université de Batna, Batna, Algérie, 2019. Décrit les méthodes de mise à la terre et l'impact du raccordement des câbles de garde pour le comportement transitoire des postes HT.

[10] Dienta Oumou Koultoum and Traore Aboubacar. Étude et simulation d'un poste ht/mt par le logiciel etap. Master's thesis, Université (nom à préciser), 2019. Année Universitaire 2018/2019.

[11] M. LAMI. *Protection et Surveillance des Réseaux de Transport d'Énergie Électrique*, volume 2. Électricité de France (EDF), France, 2003. Février.

[12] S. BEN DERRADJI. Calcul des protections d'un départ hta (30 kv). Thèse pour le grade de master en génie electrique, Université Kasdi Merbah – Ouargla, Ouargla, Algérie, 2014.

[13] Y. DAAOU. Classification et localisation des défauts dans les lignes de transport à tht en temps réel. Thèse pour le grade de magister en génie electrique, Université des Sciences et de Technologie d'Oran Mohamed Boudiaf, Oran, Algérie, 2010.

[14] Groupe SONELGAZ. Guide technique de distribution. Technical report, Groupe SONELGAZ, 1984.

[15] Gerhard Ziegler. *Numerical Distance Protection : Principles and Applications*. Siemens, Erlangen, Germany, 2011.

[16] C. Claude and D. Pierre. *Protection des Réseaux de Transport et de Répartition*. Direction de la Production et du Transport d'Électricité (EDF), octobre 2005.

[17] Prénom Nom. *Modélisation électromécanique des appareillages HT dans les postes de transformation*. Thèse de doctorat, Université Grenoble Alpes, Grenoble, France, 2017.

[18] GE Digital Energy. Line protection with distance relay. Article. Art14.

[19] Alsthom. *Network Protection and Automation Guide : Protective Relays, Measurement and Control*. Second edition edition, 2011.

[20] M. BOUDOUR and A. HELLAL. *Réseaux électriques fondamentaux et concepts de base : cours, exercices et TP*. Eurl Pages Bleues Internationales, 2010.

[21] Schneider Electric. *Protections des Réseaux Électriques*. 2008. Guide de la Protection.

[22] OMICRON Energy. www.omicronenergy.com.l2342. https://www.omicronenergy.com.l2342, April 2016. Consulté en avril 2016.

[23] M.A. Elsayed. *ETAP : Power System Analysis Solution*. McGraw-Hill Education, New York, NY, 2015.