



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

# MÉMOIRE DE MASTER

Sciences et Technologies

Electrotechnique

Réseaux électriques

Réf. : .....2019

**Mémoire de Fin d'Etudes**

**En vue de l'obtention du diplôme :**

## MASTER

*Thème*

*Etude et analyse expérimentale de la protection de distance*

**Présenté par :**

**KHELIL Yassine**

**Le : lundi 8 juillet 2019**

**Devant le jury compose de :**

**Dr. SAADI Aicha**

**Pr. MAHDAD Belkacem**

**Dr. BENYAHIA Naima**

**Président**

**Encadreur**

**Examineur**

**Année universitaire : 2018 / 2019**

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



**Université Mohamed Khider Biskra**

**Faculté des Sciences et de la Technologie  
Département de Génie Electrique  
Filière : Électrotechnique  
Option : Réseaux Électriques**

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

**MASTER**

*Thème*

**Etude et analyse expérimentale de la protection de distance**

**Présenté par : KHELIL Yassine**

**Avis favorable de l'encadreur : Pr.MAHDAD Belkacem**

**Avis favorable du Président du Jury**

**Dr. SAADI Aicha**

**Cachet et signature**

### Résumé

Le réseau de transport est une partie essentielle du système énergétique, mais cette partie vitale du réseau peut subir plusieurs anomalies (chute de tension, déséquilibre, court-circuit ...etc.). Pour cela, il faut installer un système de protection adéquat et fiable. La protection de distance est l'une des protections de base, sa présence est obligatoire dans les réseaux de transport et en particulier dans les lignes THT. Ce système de protection peut garantir une bonne continuité de service et une bonne sécurité des personnes et des équipements de réseau. La première partie du travail proposé concerne l'analyse et le test de la protection de distance installée dans le réseau de transport, par le calcul de réglage de la ligne 220 KV Biskra Batna au poste GRET de Biskra et le paramétrage de la protection de distance numérique type MICOM P442, la deuxième partie a été consacré aux essais réels sur la protection à l'aide d'un outil de test 'Caisse d'injection CMC 356 d'OMICRON'. Enfin une analyse des résultats expérimentaux obtenus confirment l'importance et l'efficacité de la protection de distance.

### ملخص

تعد شبكه النقل جزءا أساسيا من نظام الطاقة، ولكن هذا الجزء الحيوي من الشبكة يمكن أن يعاني من العديد من الحالات الشاذة (انخفاض الجهد، عدم التوازن، دارة قصيرة ... الخ). لهذا تحتاج الي تثبيت نظام حماية مناسب وموثوق. تعد الحماية عن بعد واحدة من وسائل الحماية الأساسية، ووجودها الزامي في شبكات النقل وخاصة في خطوط التوتر العالي، هذا النظام من الحماية يضمن استمراريته جيدة للخدمة وأمنًا جيدًا للأشخاص والمعدات، الجزء الأول من العمل يتعلق بتحليل وتطبيق تجارب على مرحل المسافة وذلك بحساب التعديلات الخاصة بخط 220 كفولط بسكرة باننة في مركز مسير شبكه نقل الكهرباء بسكرة، وبرمجه مرحل المسافة الرقمي (MICOM P442)، الجزء الثاني يهتم بتجارب حقيقية على الحماية وذلك بمساعدة أداة التجارب 'OMICRON CMC 356'. وفي الأخير وبعد تحليل النتائج التجريبية تأكدنا من أهميه وفعالية الحماية عبر مرحل المسافة .

# *Remerciement*

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

Je remercie également mon encadreur **MAHDAD Belkacem**, professeur à l'université Mohamed khider Biskra pour son encadrement, ses directives et sa disponibilité.

Aussi, je le remercie pour ses encouragements, son indulgence, et sa sympathie tout au long de cette année de travail.

Ma gratitude s'exprime pareillement pour mon cher ami et collègue **TOBBECHE Abdelhak**.

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

Je remercie également mon cher ami TOUHAMI Mohamed pour son effort.



# *Dédicace*

*Je dédie ce modeste mémoire de Master à :*

*À mes parents Allah yahfadhom*

*À mes sœurs*

*À toute ma famille*

*À tous mes amis et collègues*

## Table des matières

Liste des figures.....	VI
Listes des tableaux.....	IX
Introduction Générale.....	1
<b>Chapitre I</b>	<b>Généralités sur les perturbations dans les réseaux électriques</b>
I.1 Introduction .....	4
I.2 Différents types de défauts.....	4
I.2.1 La surcharge .....	4
I.2.2 La surtension .....	4
I.2.3 Les déséquilibres .....	7
I.2.4 Les oscillations .....	8
I.2.5 Le court-circuit .....	8
I.3 Calcul du courant de court-circuit .....	10
I.3.1 Méthode des impédances .....	10
I.3.2 Analyse des défauts asymétrique .....	11
I.4 Régime du neutre .....	15
I.4.1 Régime de neutre mis directement à la terre .....	16
I.4.2 Régime de neutre isolé .....	16
I.5 Conclusion .....	17
<b>CHAPITRE II</b>	<b>Généralités sur les éléments et fonctions d'un système de protection</b>
II.1 Introduction .....	19
II.2 Le système de protection.....	19
II.2.1 Transformateurs de mesure (les capteurs) .....	20
II.2.2 Les organes de coupures .....	23
II.2.3 Les Relais .....	24
II.2.4 Qualités principales d'un système de protection .....	27
II.3 Protection d'une travée ligne THT .....	29
II.3.1 Désignation des éléments et indices de protection d'une travée ligne THT .....	30
II.4 Protection de distance (PP) .....	30
II.4.1 Principe de fonctionnement .....	31
II.4.2 Différents types de relais à distance .....	32
II.4.3 Courbes caractéristiques des relais de distance.....	33

## Table des matières

II.4.4	Relation temps - distance .....	34
II.4.5	Réglage des zones.....	34
II.4.6	Pont de fonctionnement de télé-action entre relais de poste A et B .....	36
II.5	Conclusion .....	37
<b>Chapitre III Résultats des tests expérimentaux</b>		
III.1	Introduction .....	39
III.2	Description des matériaux utilisés dans les tests .....	40
III.2.1	Caisse d'injection Omicron cmc356 .....	41
III.2.2	Description générale de la protection de distance.....	41
III.2.3	Protection de distance Micom P442 .....	41
III.2.4	Une alimentation continue .....	45
III.2.5	-Disjoncteur de coupure .....	45
III.3	Fonctions de commande .....	46
III.4	Principes de base des paramètres de protection de distance .....	52
III.4.1	Paramètres de configuration de la protection de distance .....	54
III.4.2	Impédances cartésiennes(BT) .....	55
III.4.3	Facteur de compensation homopolaire .....	55
III.4.4	Calcul de d'impédance de chaque zone .....	55
III.4.5	Paramètres de surveillance pour la protection de distance .....	56
III.5	Les tests de simulation .....	57
III.6	Conclusion.....	80
<b>Conclusion Générale .....</b>		<b>80</b>
<b>Bibliographie .....</b>		<b>82</b>

## Liste des figures

### Chapitre I

<b>Fig.I.1</b> : Surtension par l'effet ferranti (ligne longue).....	6
<b>Fig.I.2</b> : Surtension par la foudre.....	7
<b>Fig.I.3</b> : Système triphasé équilibrés et déséquilibrés.....	8
<b>Fig.I.4</b> : Différents types de défauts de court- circuit.....	10
<b>Fig.I.5</b> : Court-circuit triphasé.....	11
<b>Fig.I.6</b> : Construction graphique de la somme de trois systèmes triphasés équilibrés : direct, inverse et homopolaire.....	12
<b>Fig. I.7</b> : Circuit équivalent des séquences.....	14
<b>Fig.I.8</b> : Différentes configuration du régime de neutre.....	16

### Chapitre II

<b>Fig. II. 1</b> : Chaîne de protection.....	20
<b>Fig.II.2</b> : Désignation des bornes du transformateur de courant.....	21
<b>Fig.II.3</b> : Transformateur de courant installé au poste 220 kV GRTE Biskra.....	21
<b>Fig.II.4</b> : Courbe de magnétisation de TC.....	22
<b>Fig.II.5</b> : Transformateur de tension installé au poste 220 kV GRTE Biskra.....	23
<b>Fig.II.6</b> : Disjoncteur 60 kV à Gaz SF6 (poste 220 kV GRTE de Biskra).....	24
<b>Fig.II.7</b> : Types de relais.....	25
<b>Fig. II. 8</b> : Relais électromagnétique à induction par disque simple.....	25
<b>Fig.II.9</b> : Relais numérique.....	27
<b>Fig.II.10</b> : Fiabilité d'une protection.....	28
<b>Fig.II.11</b> : Plan de protection d'une travée ligne THT dans les postes numériques : source : GRTE.....	30
<b>Fig.II.12</b> : Protection de distance (siemens).....	31
<b>Fig.II.13</b> : Schémas d'installation de l'équipement lié à la protection de distance.....	32
<b>Fig.II.14</b> : Types de relais de protection de distance. a). MHO, b).Circulaire, c). Polygonale, d). Elliptique.....	33
<b>Fig.II.15</b> : Zones de protection à distance.....	34
<b>Fig.II.16</b> : Sélectivité chronométrique.....	34
<b>Fig.II.17</b> : La télé action entre deux protections.....	37
<b>Fig.II.18</b> : La relation en deuxième zone pour les deux protections de poste A et B.....	37

### Chapitre III

<b>Fig.III.1</b> : Schéma de montage des tests expérimentaux.....	40
<b>Fig. III.2</b> : Banc expérimental de test de la protection de distance réalisé au niveau de GRTE de Biskra.....	40

**Fig.III.3** : Schéma de montage pour la protection de distance avec une caisse d’injection omicron cmc356. ....41

**Fig.III.4** : Caisse d’injection omicron cmc356 : source GRTE.....42

**Fig.III.5** : Protection de distance (Micom P442).....43

**Fig.III.6** : Les fonctions de la protection de distance Micom P442.....43

**Fig.III.7** : Schéma de raccordement de la protection Micom P442 dans le réseau .....45

**Fig.III.8** : Alimentation continue variable.....46

**Fig.III.9** : Relais associés au disjoncteur de coupure.....46

**Fig.III.10** : PC communication avec la protection Micom P442.....47

**Fig. III.11** :Interface générale de logiciel Micom s1 Agile.....48

**Fig.III.12**: Interface pour créer un nouveau système.....48

**Fig.III.13** : Interface pour choisir le type de protection.....49

**Fig.III.14** : Interface pour sélection du port.....49

**Fig.III.15** : Interface pour le paramétrage de la protection.....50

**Fig. III. 16** : Interface de logiciel de test ‘Omicron Test Universe ‘ .....51

**Fig.III.17**: Interface d’ “Advanced distance” .....51

**Fig.III.18** : Interface de l’équipement à tester.....52

**FigIII.19** : Interface des paramètres de l’équipement .....52

**Fig.III.20** : Interface des paramètres de la protection de distance.....53

**Fig.III.21** : Les trois phases de tension.....59

**Fig.III.22** : Courant de la phase en défaut.....59

**Fig.III.23** : Impulsion pour l’ouverture du disjoncteur.....59

**Fig.III.24** : Localisation de défaut avec la protection.....60

**Fig.III.25** : Les phases de tension.....61

**Fig.III.26** : Courant de la phase en défaut.....61

**Fig.III.27** : Impulsion pour l’ouverture du disjoncteur.....61

**Fig.III.28** : Les trois phases de tension.....62

**Fig.III.29** : Les trois phases de courant.....63

**Fig.III.30**: Impulsion pour l’ouverture du disjoncteur.....63

**Fig.III.31** : Les trois phases de tension.....64

**Fig.III.32** : Les trois phases de courant .....64

**Fig.III.33** : Impulsion pour l’ouverture du disjoncteur.....65

**Fig.III.34** : Les phases de tension.....66

**Fig.III.35** : Les trois Phases de courant.....66

**Fig.III.36** : Impulsion pour l’ouverture du disjoncteur.....66

**Fig.III.37** : Les trois phases de tension.....67

**Fig. III.38** : Les trois phases de courant.....67

**Fig.III.39**: Impulsion pour l’ouverture du disjoncteur.....67

**Fig.III.40** : Les trois phases de tension.....68

**Fig.III.41** : Les trois phases de courant.....69

**Fig.III.42** : Impulsion pour l'ouverture du disjoncteur.....69

**Fig.III.43** : Les trois phases de tension.....70

**Fig.III.44** : Les trois phases de courant.....71

**Fig.III.45** : Impulsion pour l'ouverture du disjoncteur.....71

**Fig.III.46** : Les trois phases de tension. ....72

**Fig.III.47** : Les trois phases de courant. ....73

**Fig.III.48** : Impulsion pour l'ouverture du disjoncteur.....73

**Fig.III.49** : Les trois phases de tension.....74

**Fig.III.50** : Les trois phases de courant.....74

**Fig.III.51** : Impulsion pour l'ouverture du disjoncteur.....74

**Fig.III.52** : Les trois phases de tension.....75

**Fig.III.53** : Les trois phases de courant.....76

**Fig.III.54** : Impulsion pour l'ouverture du disjoncteur.....76

**Fig.III.55** : Les trois phases de tension.....77

**Fig.III.56** : Les trois phases de courant.....77

**Fig.III.57** : Impulsion pour l'ouverture du disjoncteur.....78

**Fig.III.58** : Les trois phases de tension.....79

**Fig.III.59** : Phase A courant.....79

**Fig.III.60** : Télé réception entre deux protections.....80

## Liste des tableaux

<b>Tableau I.1</b> : Solutions du calcul des courants de défaut – Défaut asymétrique.....	15
<b>Tableau I.2</b> : Comparaison entre les principaux régimes de neutre.....	17
<b>Tableau.III.1</b> : Les fonctions de la protection de distance Micom p442.....	44
<b>Tabelau.III.3</b> : Fiche technique de la ligne à protéger.....	53
<b>Tableau.III.4</b> : Les valeurs des impédances de différentes zones.....	54

### Introduction Générale

La protection des réseaux électriques comprend tous les dispositifs de contrôle et de protection destinés à assurer la stabilité du réseau électrique. Cette protection est nécessaire pour éviter des dommages accidentels à des équipements coûteux et pour éviter les pannes de courant. Tous les réseaux électriques comprennent trois parties principales, la production, les lignes de transport à haute tension, la distribution à moyenne et basse tension.

Afin de garantir le bon fonctionnement du réseau électrique et d'obtenir une continuité de service de haute qualité, nous devons nous concentrer sur la protection de la partie la plus importante des lignes de transport d'électricité, car la défaillance des lignes de transport influe considérablement sur la qualité d'énergie fournie aux consommateurs.

La protection de distance est, parmi les protections, la plus utilisée pour protéger le réseau de transport et les lignes de longue distance. La société Sonelgaz adapte cette protection et l'utilise comme protection principale pour des lignes THT (220 et 440 kV).

Dans ce projet de fin d'étude, on s'est intéressé à l'étude et l'analyse de l'efficacité de la protection de distance. Pour cela, nous avons proposé un banc d'essai pratique réalisé au sein de GRTE de la Sonelgaz. Ce banc d'essai permet de tester l'efficacité de la protection de distance appliqué sur un modèle de ligne réelle du réseau de transport de la Sonelgaz. Il permet de tester l'efficacité de la protection de distance pour une large gamme de ligne de transport. Afin de prouver l'efficacité et l'importance de la protection de distance, plusieurs défauts ont été appliqués, à savoir, les courts circuits phase terre, le court-circuit biphasé et le court-circuit triphasé.

Le travail est divisé sur trois chapitres :

Le premier chapitre commence par exposer en bref les différents défauts qui affectent les réseaux de transport et ensuite nous avons donné un aperçu sur les méthodes de calcul des courants de court-circuit symétrique et asymétrique.

Le deuxième chapitre nommé généralités sur la protection des réseaux électriques explique l'importance et le rôle de la fonction du système de protection et explique clairement la chaîne de protection et les éléments de base qui constituent un système de protection tels que, les

transformateurs de courant et les transformateurs de tension. Ce chapitre présente aussi la protection de distance en générale, les différentes caractéristiques et leurs réglages et calculs.

Dans le de troisième chapitre, nous avons présenté les tests pratiques sur la protection de distance installée dans la ligne Biskra-Batna qui est considérée comme la protection principale de la ligne.

Ces tests expérimentaux ont été effectués au niveau du poste THT /HT de GRTE de la Sonelgaz Biskra. Enfin ce mémoire se termine par une conclusion générale et des perspectives.

# Chapitre I :

**Généralités sur les perturbations dans les  
réseaux électriques**

## I.1 Introduction

La fonction d'un réseau de transport d'énergie électrique consiste à assurer le mouvement de l'énergie en la transitant par des lignes HT ou THT entre les différentes sources de production et les postes de distribution. Tandis que la fonction d'un réseau BT consiste à distribuer cette énergie aux clients. Dans ce premier chapitre, on va voir les différents types perturbations qui affectent la stabilité des réseaux et le système de protection.

## I.2 Différents types de défauts

Une augmentation ou une diminution anormale des grandeurs nominales dans un circuit électrique constitue un défaut ou une perturbation. Ce sont le plus souvent les variations anormales de la tension, de l'intensité et de la fréquence qui sont à l'origine de ces perturbations, Les défauts les plus courants sont :

- Surintensité par surcharge.
- Surtension.
- Les déséquilibres
- Les oscillations
- Surintensité par court-circuit.

### I.2.1 La surcharge :

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

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

Les surcharges provoquent des chutes de tension importantes dans le réseau et accélère le vieillissement des équipements [1].

### I.2.2 La surtension :

Une surtension est toute tension entre un conducteur de phase et la terre, ou entre conducteurs de phase, dont la valeur de crête dépasse la valeur de crête correspondant à la tension la plus élevée pour le matériel.

Une surtension est dite de mode différentiel si elle apparaît entre conducteurs de phase ou entre circuits différents. Elle est dite de mode commun si elle apparaît entre un conducteur de phase et la masse ou la terre.

- Type des surtensions :

Les surtensions peuvent être d'origine externe ou d'origine interne :

Surtension interne.

Surtension externe.

- ✓ Origine internes :

Ces surtensions sont causées par un élément du réseau considéré et ne dépendent que des caractéristiques et de l'architecture du réseau lui-même, exemple :

Surtension de manœuvre.

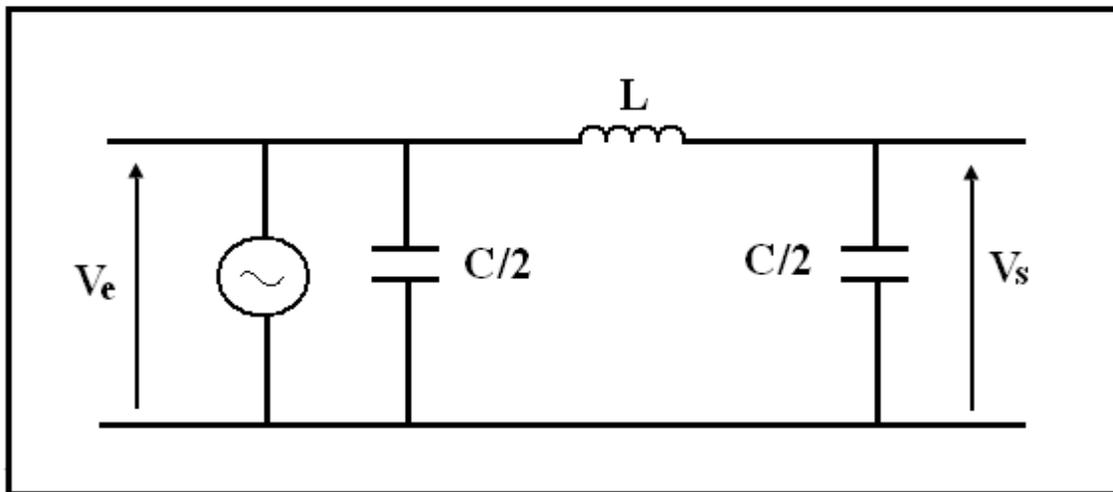
Surtension par l'effet ferranti (ligne longue) :

Lorsqu'une ligne longue est alimentée à une extrémité et faiblement chargée à l'autre, une surtension peut apparaître due au phénomène de résonance, entre l'induction longitudinale et sa capacité transversale. Ce phénomène est beaucoup plus important pour le cas de câble souterrains que pour les lignes aériennes.

Les caractéristiques des lignes sont différentes, car les distances entre les conducteurs sont différentes :

-L'inductance longitudinale est plus importante pour une ligne aérienne que pour un câble souterrain.

-La capacité transversale est plus importante pour un câble souterrain que pour une ligne aérienne .



**Fig.I.1** : Surtension par l'effet ferranti (ligne longue).

Les surtensions de manœuvre :

Elles sont provoquées par des modifications rapides de la structure du réseau (ouverture d'appareils de protection...). On distingue :

- les surtensions de commutation en charge normale.
- les surtensions provoquées par l'établissement et l'interruption de petits courants inductifs,
- les surtensions provoquées par la manœuvre de circuits capacitifs (lignes ou câbles à vide, gradins de condensateurs).

✓ Origine externes :

Ces surtensions sont provoquées ou transmises par des éléments externes au réseau, dont on peut citer à titre d'exemple :

- surtension provoquée par la foudre.



**Fig.I.2 : Surtension par la foudre**

Les conséquences peuvent être très diverses suivant la nature des surtensions, leur amplitude et leur durée. Elles sont résumées dans ce qui suit :

Claquage du diélectrique isolant des équipements dans le cas où la surtension dépasse leur tenue spécifiée.

Dégradation du matériel par vieillissement, causé par des surtensions non destructives mais répétées.

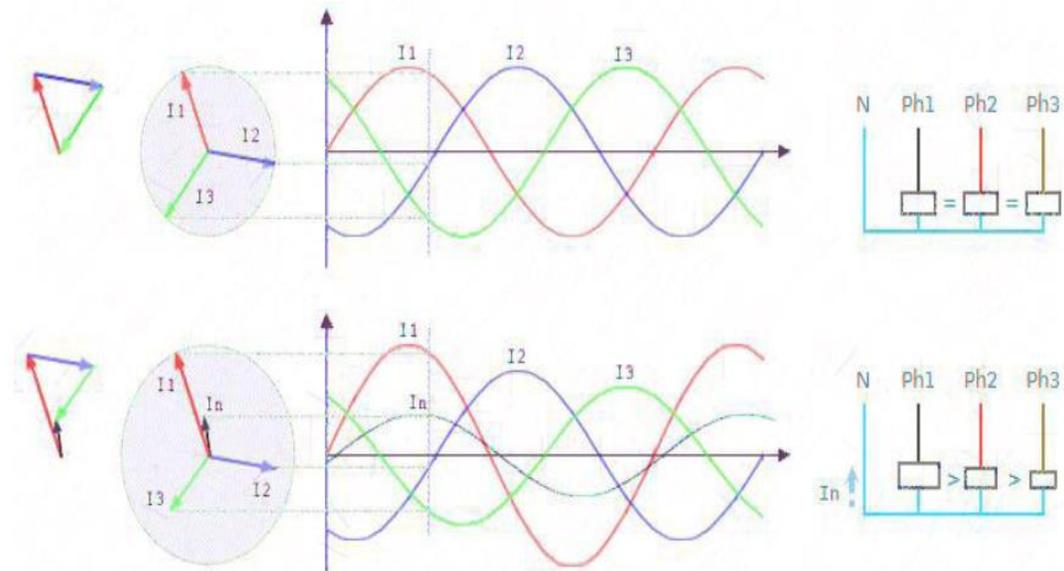
Contraintes électrodynamiques (destruction ou déformation de matériel) et thermiques (fusion d'éléments, incendie, explosion) causées essentiellement par les chocs de foudre danger pour l'homme et les animaux suite aux élévations de potentiel et à l'apparition des tensions de pas et de toucher [2].

### **1.2.3 Les déséquilibres :**

Un système triphasé est déséquilibré lorsque les trois tensions ne sont pas égales en amplitude et/ou ne sont pas déphasées les unes par rapport aux autres de  $120^\circ$  [3].

Ils apparaissent surtout dans les réseaux de distribution, ils donnent naissance à la composante inverse du courant, cette composante provoque :

- Des chutes de tension supplémentaires.
- Des pertes de puissance.
- Des échauffements [4].



**Fig.1.3 :** Système triphasé équilibré et déséquilibré

#### 1.2.4 Les oscillations :

Les oscillations de la tension et du courant sont dues aux variations plus ou moins rapides de la charge qui agit directement sur la vitesse de rotation (fréquence) des machines de production de l'énergie électrique. Elles sont liées directement à la mécanique des machines électriques, c'est la raison pour laquelle on les appelle phénomènes transitoires électromécaniques [4].

#### 1.2.5 Le court-circuit :

Un courant de court-circuit se produit généralement lors de la fermeture d'un circuit électrique quelconque sur impédance nulle ou de faible valeur. C'est le cas d'une mise à la terre accidentelle d'une ou plusieurs phases d'un réseau ou d'un matériel électrique. C'est le cas également d'une connexion accidentelle entre phases ayant une impédance négligeable pour la limitation du courant de court-circuit [5].

##### 1.2.5.1 Nature [6] :

Court-circuits fugitifs : Les courts-circuits fugitifs nécessitent une coupure très brève du réseau d'alimentation (de l'ordre de quelques dixièmes de seconde).

- Courts-circuits permanents : Ces courts-circuits provoquent un déclenchement définitif qui nécessite l'intervention du personnel d'exploitation pour la localisation du défaut et remise en service de la partie saine.

- Courts-circuits auto-extincteurs : c'est ceux qui disparaissent spontanément en des temps très courts sans provoquer de discontinuités dans la fourniture d'énergie électrique.
- Court -circuit semi permanents : Ces courts-circuits exigent pour disparaître une ou Plusieurs coupures relativement longues du réseau d'alimentation (de l'ordre de quelques dizaines de secondes) sans nécessité d'intervention du personnel d'exploitation.

#### **I.2.5.2 Effets des courants de court-circuit :**

Les conséquences des courts-circuits sont souvent graves sinon dramatiques :

Le court-circuit perturbe l'environnement du réseau autour du point de défaut par le creux de tension brutal qu'il entraîne.

Il contraint à mettre hors service, par le jeu des protections appropriées, une partie souvent importante du réseau. Tous les matériels et liaisons (câbles, lignes) traversés par le court-circuit subissent une forte contrainte mécanique (efforts électrodynamiques) qui peut entraîner des ruptures, une contrainte thermique pouvant entraîner la fusion des conducteurs et la destruction des isolants.

Au point de défaut se manifeste le plus souvent un arc électrique de forte énergie, dont les effets destructeurs sont très importants, et qui peut se propager très rapidement.

Malgré la probabilité de plus en plus faible d'apparition d'un court-circuit dans les installations modernes, bien conçues et bien exploitées, les conséquences graves qui peuvent en résulter incitent à tout mettre en œuvre pour détecter et éliminer très rapidement tout court-circuit.

La connaissance de la valeur du courant de court-circuit en différents points du réseau est une donnée indispensable pour définir les câbles, jeux de barres et tous matériels d'interruption et de protection ainsi que leurs réglages[7].

#### **I.2.5.3 Caractéristiques des courts-circuits :**

Les courts-circuits sont caractérisés par leur forme, leur durée et l'intensité du courant [6].

#### **I.2.5.4 Type des défauts [6],[7]:**

Plusieurs types de court-circuit (fig.I.4) peuvent se produire dans un réseau électrique :

a- Défaut monophasé : Il correspond à un défaut entre une phase et la terre, c'est le plus fréquent.

b- Défaut biphasé isolé : Il correspond à un défaut entre deux phases. Le courant résultant est Plus faible que dans le cas défaut triphasé, sauf lorsqu'il se situe à proximité immédiate d'un générateur.

c- Défaut biphasé terre : Il correspond à un défaut entre deux phases et la terre.

d- Défaut triphasé : Il correspond à la réunion des trois phases, c'est le courant de court-circuit le plus élevé.

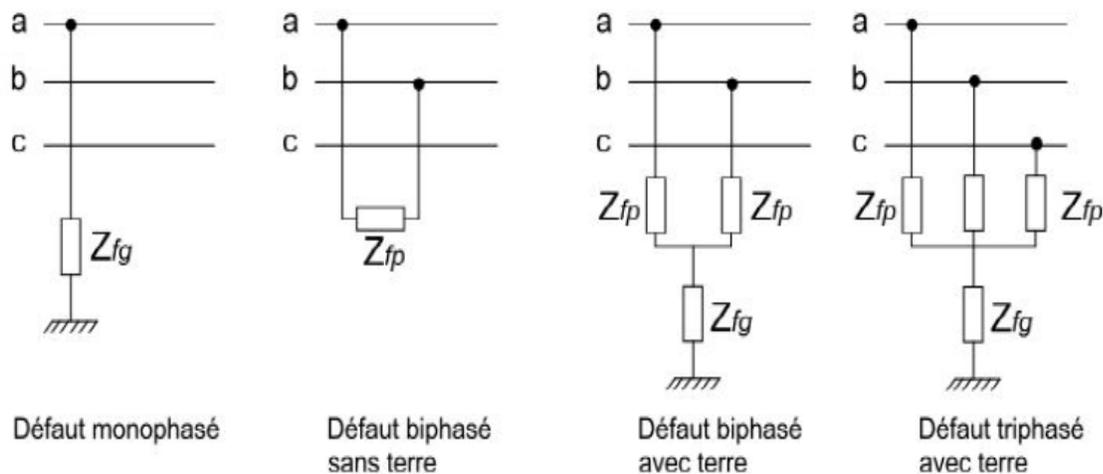


Fig.I.4 : Différentes types de défauts de court-circuit.

### I.3 Calcul du courant de court-circuit :

Le calcul des courants de court-circuit, permet de déterminer les niveaux et la répartition des courants de défaut sur les lignes et les nœuds, Ces valeurs permettent de dimensionner les éléments du réseau et de régler les seuils des protections.

#### I.3.1 Méthode des impédances [8],[23] :

Court-circuit triphasé :

C'est le défaut qui correspond à la réunion des trois phases (fig.I.5), l'intensité de court-circuit  $I_{cc3}$  est :

$$I_{cc3} = \frac{U / \sqrt{3}}{Z_{cc}} \quad (I.1)$$

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

$$U / 3 = 237 \text{ V.} \quad (I.2)$$

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

$$Z_{cc} = \sqrt{(\sum R)^2 + (\sum X)^2} \quad (1.3)$$

$\sum R$  = somme des résistances en série.

$\sum X$  = somme des réactances en série.

Le défaut triphasé est généralement considéré comme celui provoquant les courants de défaut les plus élevés. En effet, le courant de défaut dans le schéma équivalent d'un système polyphasé, n'est limité que par l'impédance d'une phase sous la tension simple du réseau.

Le calcul d' $I_{cc3}$  est donc indispensable pour choisir les matériels (intensités et contraintes électrodynamiques maximales à supporter).

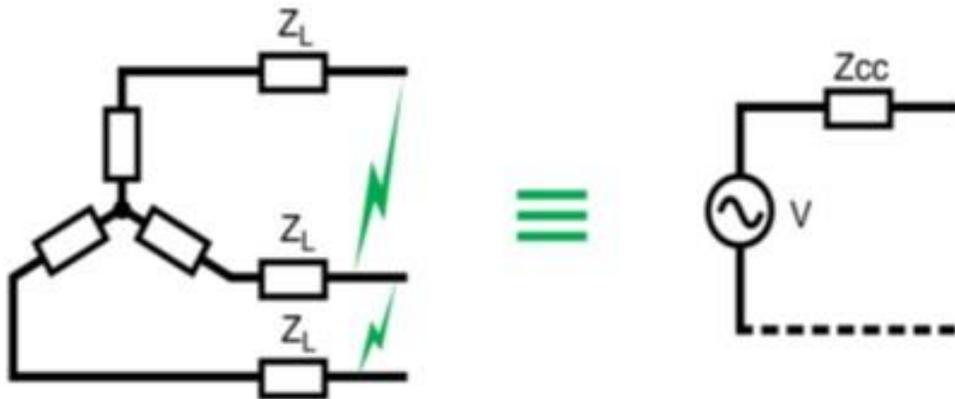
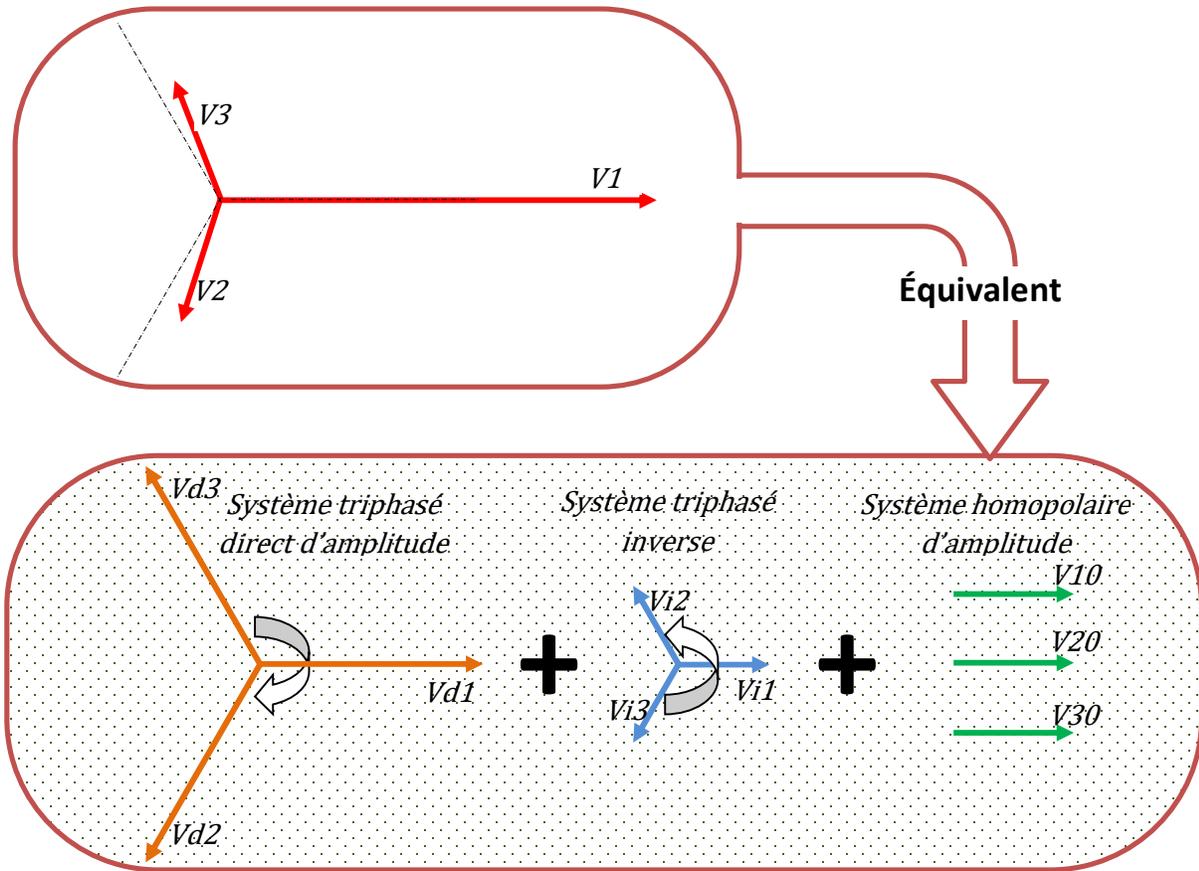


Fig.I.5 : Court-circuit triphasé

### I.3.2 Analyse des défauts asymétrique :

- Théorie des composantes symétriques

La définition des composantes symétriques repose sur l'équivalence entre système triphasé déséquilibré, et la somme de trois systèmes triphasés équilibrés : direct, indirect et homopolaire (Fig.I.6)



**Fig.I.6 :** Construction graphique de la somme de trois systèmes triphasés équilibrés : direct, inverse et homopolaire

Soit les trois composantes des trois phases  $V_1, V_2, V_3$ , il exprimer comme suit :

$$\begin{cases} V_1 = V_{1d} + V_{1i} + V_{10} \\ V_2 = V_{2d} + V_{2i} + V_{20} \\ V_3 = V_{3d} + V_{3i} + V_{30} \end{cases} \quad (1.4)$$

Telle que :

$V_d$ : composant direct,  $V_i$  : composant inverse,  $V_0$  : composant homopolaire.

Il existe plusieurs méthode pour décomposé ces trois tension  $V_1, V_2, V_3$  On utilise un opérateur

$$\text{complexe définie par : } a = e^{j120} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \quad (1.5)$$

Le système Direct (Positif) : consiste en trois vecteurs de même module déphasé de  $120^\circ$  et ayant la même séquence que le système d'origine [2].

En prenant le vecteur  $V_1$  comme référence et sachant que l'opérateur ( $a$ )

Il vient alors :

$$\begin{cases} V_1 d = Vd \\ V_2 d = a^2 \times V_1 d \\ V_3 d = a \times V_1 d \end{cases} \quad (1.6)$$

Le système Inverse (Négatif) : consiste en trois vecteurs de même module déphasé de  $120^\circ$  mais de séquence opposée au système d'origine

$$\begin{cases} V_1 i = Vi \\ V_2 i = a \times V_1 i \\ V_3 i = a^2 \times V_1 i \end{cases} \quad (1.7)$$

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

$$V_1 0 = V_2 0 = V_3 0 = V0 \quad (1.8)$$

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

$$\begin{cases} V_1 = V_1 d + V_1 i + V_1 0 \\ V_2 = a^2 \times V_1 d + a \times V_1 i + V_1 0 \\ V_3 = a \times V_1 d + a^2 \times V_1 i + V_1 0 \end{cases} \quad (1.9)$$

Cette relation peut encore s'exprimer en matrice :

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} Vd \\ Vi \\ V0 \end{bmatrix} \quad (1.10)$$

Et

$$T = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{bmatrix} \quad (1.11)$$

Pour déterminer  $V_d$ ,  $V_i$  et  $V_0$  en fonction de  $V_1$ ,  $V_2$  et  $V_3$  on a utilisé la matrice inverse  $[T]^{-1}$

On aura :

$$\begin{cases} V_d = \frac{1}{3} [V_1 + a \times V_2 + a^2 \times V_3] \\ V_i = \frac{1}{3} [V_1 + a^2 \times V_2 + a \times V_3] \\ V_0 = \frac{1}{3} [V_1 + V_2 + V_3] \end{cases} \quad (I.12)$$

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

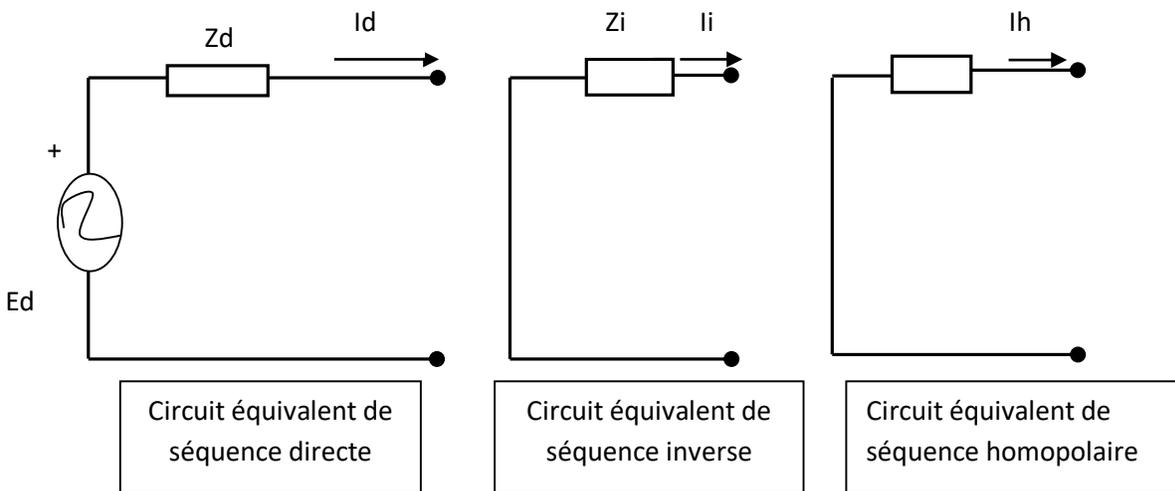
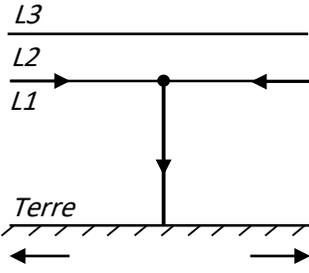
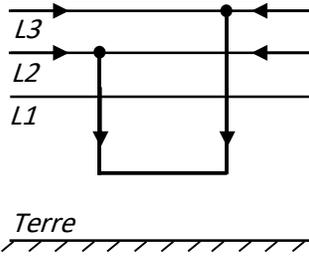
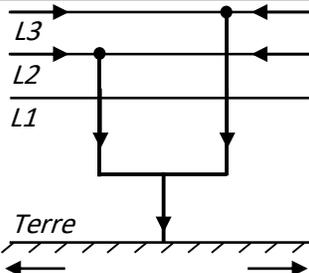


Fig. I.7 : Circuit équivalent des séquences.

$$\begin{cases} V_d = E_d - Z_d \times I_d \\ V_i = 0 - Z_i \times I_i \\ V_h = 0 - Z_h \times I_h \end{cases} \quad (I.13)$$

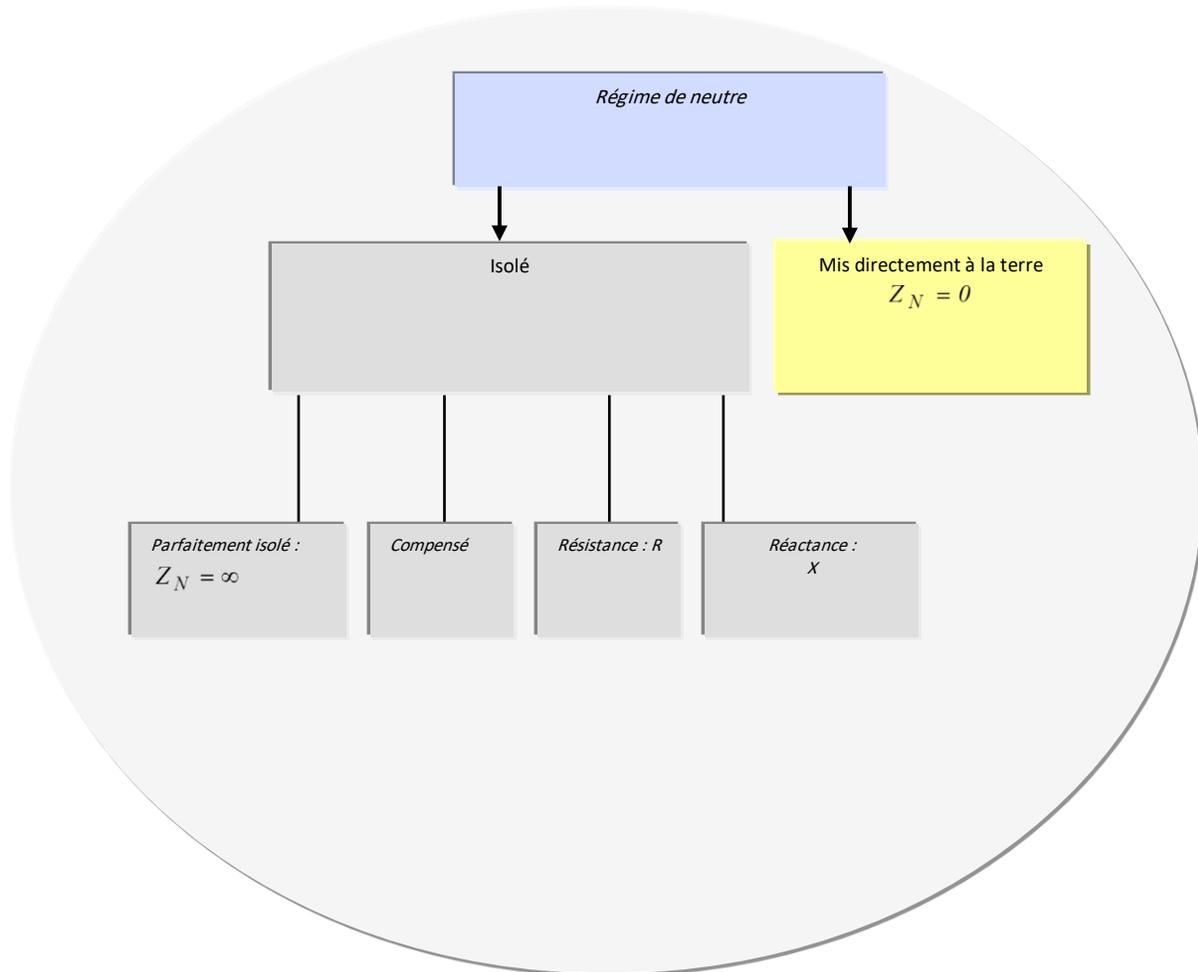
- $Z_d$ ,  $Z_i$ ,  $Z_h$  les impédances équivalentes au réseau dans les trois systèmes.

Type de défaut	Courant de court-circuit
 <p><i>court-circuit. Monophasé-terre</i></p>	$I_{cc} = \frac{3V_n}{Z_d + Z_i + Z_0} \quad \text{avec}$ <p><math>Z_d + Z_i + Z_0</math> : Sont les impédances équivalentes aux impédances direct, inverse et homopolaire des câbles, lignes et des transformateurs parcourus par le courant de court-circuit.</p>
 <p><i>court-circuit. Biphasé-isolé</i></p>	$I_2 = I_3 = \frac{\sqrt{3}V_n}{Z_d + Z_i}$ <p>S'il n'y a pas d'alternateur, on a : <math>Z_d = Z_i</math> et donc :</p> $I_2 = I_3 = \frac{\sqrt{3}V_n}{2Z_d}$
 <p><i>court-circuit. Biphasé-terre</i></p>	$I_2 = I_3 = \frac{\sqrt{Z_i^2 + Z_0Z_i + Z_0^2}}{Z_dZ_i + Z_iZ_0 + Z_0Z_d} \sqrt{3}V_n$ <p>S'il n'y a pas d'alternateur, on a : <math>Z_d = Z_i</math> et donc</p> $I_2 = I_3 = \frac{\sqrt{Z_i^2 + Z_0Z_i + Z_0^2}}{Z_d^2 + 2Z_dZ_0} \sqrt{3}V_n$

**Tableau I.1 :** Solutions du calcul des courants de défaut – Défaut asymétrique

#### I.4 Régime du neutre [9]

Dans un réseau, le régime du neutre joue un rôle très important lors d'un défaut d'isolement ou de la mise accidentelle d'une phase à la terre. Les valeurs prises par les courants de défaut, les tensions de contact et les surtensions sont étroitement liées au mode de raccordement du neutre à la terre. En général deux modes de régime de neutre sont à considérer, le régime du neutre isolé et le régime de neutre mis à la terre. En pratique plusieurs configurations sont proposées et adaptés selon les exigences techniques et économiques.



**Fig.I.8 :** Différentes configuration du régime de neutre

#### I.4.1 Régime de neutre mis directement à la terre :

Un neutre mis directement à la terre limite fortement les surtensions par contre il engendre des courants de défauts très important.

Ce régime de neutre ne permet pas d'assurer une continuité de service.

#### I.4.2 Régime de neutre isolé :

Un neutre isolé limite les courants de défauts à des valeurs très faible, mais favorise l'apparition des surtensions élevées.

L'avantage essentiel du régime de neutre isolé c'est qu'il permet d'assurer une continuité de service du départ en défaut parce que le courant de défaut très faible permet de ne pas déclencher automatiquement au premier défaut, c'est un deuxième défaut qui nécessitera une coupure.

Il faut noter qu'en pratique, plusieurs configurations du régime de neutre ont été proposées et adapté pour assurer un compromis entre la réduction des courants de défauts à la terre et la

limitation des surtensions. Le tableau I.2 présente une comparaison technique entre les principaux régimes de neutre existants.

	<i>Isolé</i>	<i>Compensé</i>	<i>Résistance</i>	<i>Réactance</i>	<i>Direct</i>
<i>Amortissement des surtensions transitoires</i>	-	+ -	+	+ -	++
<i>Limitation des surtensions</i>	-	-	+	+	+
<i>Limitation des courants de défaut</i>	+	++	+	+	--
<i>Continuité de service</i>	+	+	-	-	-
<i>Protection sélective simple</i>	-	--	+	+	+
<i>Dispense d'un personnel qualifié</i>	-	-	+	+	+

+ bon, - médiocre

**Tableau I.2 :** Comparaison entre les principaux régimes de neutre

### 1.5 Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présenté les différents types des défauts principaux qui affectent les réseaux électriques. Parmi ces perturbations, on a procédé à exposé les défauts due au court-circuit symétrique et asymétrique. La méthode des composantes symétriques a été introduite pour l'analyse de courts circuits asymétriques, finalement, le chapitre se termine par introduire des notions de base sur le régime de neutre. Le prochain chapitre sera consacré à exposé les différents éléments qui constituent un système de protection.

# Chapitre II :

**Généralités sur les éléments et fonctions  
d'un système de protection**

### II.1 Introduction :

Tous éléments constituant un réseau électrique peut être le siège d'un défaut quelque soit leur nature ou leur origine, il est nécessaire d'éliminer du réseau, c'est-à-dire de mettre hors tension l'élément en cause.

Le but des protections consistent à détecter ces défauts et commandent l'ouverture du disjoncteur protégeant l'origine en défaut.

### II.2 Le système de protection

Un système de protection peut être défini comme étant un ensemble des dispositifs plus ou moins complexe dont le rôle est de détecter le défaut et commander l'ouverture du disjoncteur protégeant l'organe en cause.

L'élimination du défaut, c'est-à-dire la mise hors tension rapide de l'élément en cause, a finalité d'une part de limité les dégâts qui pourraient être causés à l'élément protégé, et d'autre part et surtout de préserver la reste du réseau électrique.

En effet, un défaut de longue durée peut provoquer l'écoulement de la fréquence par perte de synchronisme et des chutes de tension gênantes pour la clientèle [11].

Schéma synoptique d'un système de protection :

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

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

Un exemple d'un système de protection pour une ligne HT est montré sur la Figure (II.1). L'autre extrémité de la ligne possède un système de protection similaire.

Dans le cas d'un défaut, les deux relais ont besoin de fonctionner, donc les deux disjoncteurs s'ouvrent et la ligne est mise hors service [12].

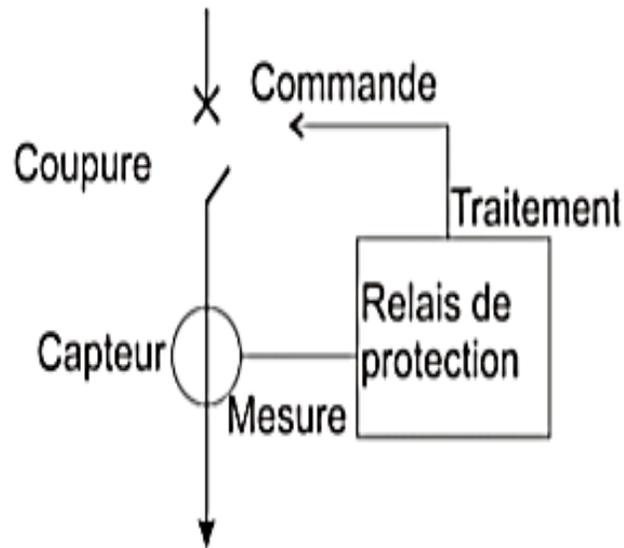


Fig. II. 1 : Chaîne de protection

### II.2.1 Transformateurs de mesure (les capteurs) :

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

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

- Mesurer et afficher.
- Utiliser pour des installations de comptage, pour calcul des puissances P et Q ...etc.
- Utiliser pour alimenter des circuits de protections électriques ou des régulateurs[13].

#### II.2.1.1 Transformateur de courant(TC) :

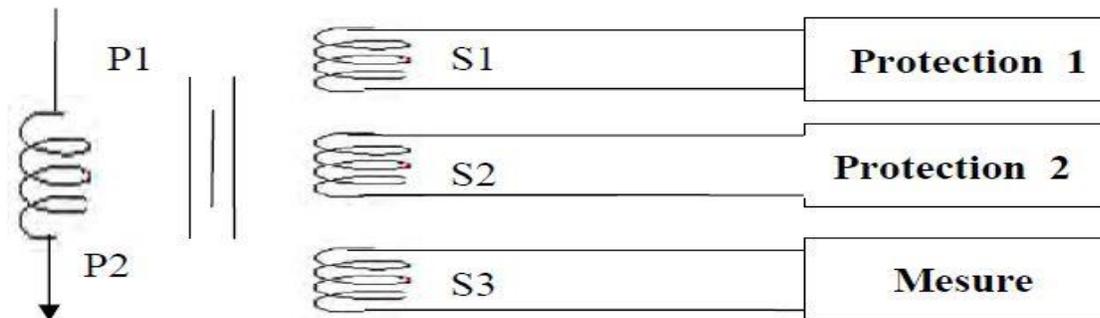
Les courants dans le réseau électrique sont souvent trop importants pour traverser directement les appareils de mesure. Les transformateurs d'intensité (transformateurs de courant) permettent de ramener ces courants forts à des valeurs acceptables pour la plupart des appareils, généralement 1 à 5 ampères.

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

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

Remarque :

- ☒ Il ne faut jamais laisser le secondaire d'un transformateur de courant ouvert.
- ☒ On ne peut pas utiliser un transformateur de courant en courant continu.
- ☒ On place un transformateur de courant dans chaque phase du réseau électrique [13].



**Fig.II.2** : Désignation des bornes du transformateur de courant.

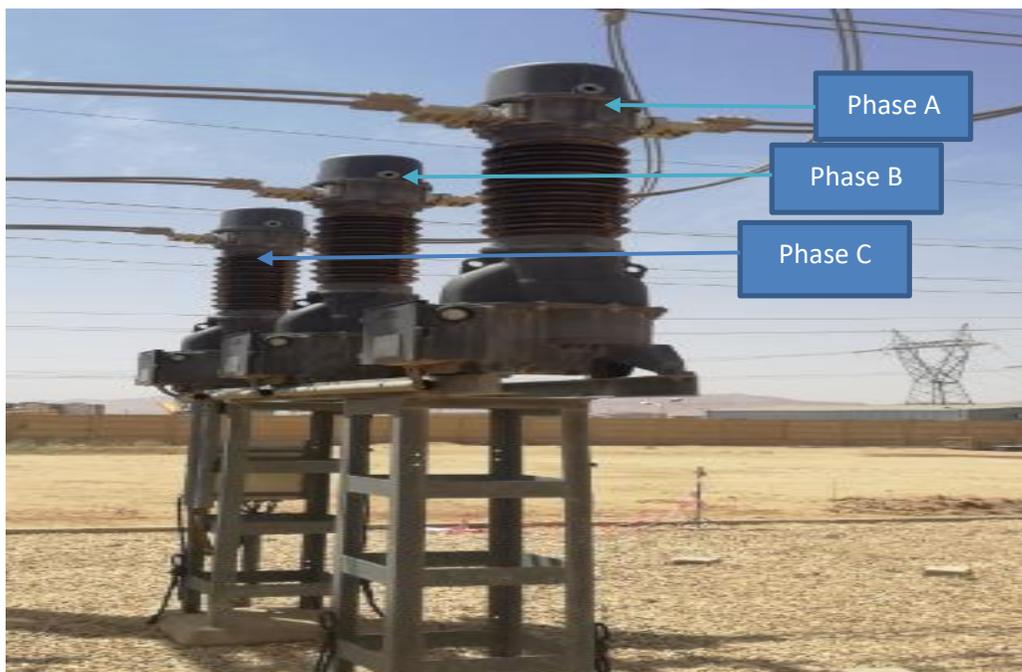
Exemple de caractéristiques du TC :

Enroulement de protection 5P20 - erreur 5%

Saturation  $20 \times I_n$

Enroulement de mesure 0,5 - erreur 0,5%

Rapport de transformation de TC est 1600A / 1A



**Fig.II.3** : Transformateur de courant installé au poste 220 kV GRTE Biskra.

- **Courbe de magnétisation :**

Cette courbe (figure.II.4) constitue la meilleure méthode pour déterminer les performances d'un transformateur de courant. C'est un graphique du montant du courant de magnétisation nécessaire pour générer une tension d'ouverture de circuit au niveau des bornes de l'unité.

En raison de la non-linéarité du noyau, elle suit les caractéristiques de la boucle B-H et comprend trois régions, à savoir, la région initiale, la région non saturés et la région saturée [14].

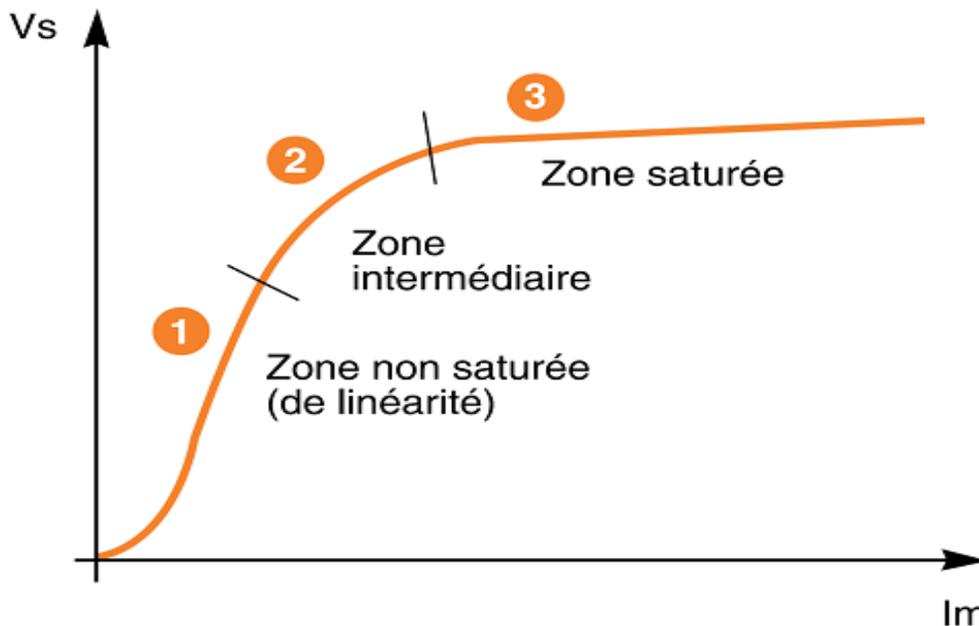


Fig.II.4 : courbe de magnétisation de TC

### II.2.1.2 Transformateur de tension(TT) :

La fonction d'un transformateur de tension est de fournir à son secondaire une tension image de celle qui lui est appliquée au primaire. L'utilisation concerne autant la mesure que la protection. Les transformateurs de tension (TT) sont constitués de deux enroulements, primaire et secondaire, couplés par un circuit magnétique ; les raccordements peuvent se faire entre phases ou entre phase et neutre (neutre à la terre) [13].

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



**Fig.II.5 :** Transformateur de tension installé au poste 220 kV GRTE Biskra.

### II.2.2 Les organes de coupures :

- **Disjoncteur :**

Un disjoncteur est destiné à établir, supporter et interrompre des courants, sous sa tension assignée. Dans les conditions normales et anormales du réseau. Il est très généralement associé à un système de protection (relais), qui détecte le défaut et envoi des ordres au disjoncteur pour éliminer automatiquement le défaut ou pour remettre en service un circuit lorsque le défaut a été éliminé. Sa fonction principale est d'interrompre le flux de courant détecté lors d'un défaut. Le principe de base de tous les disjoncteurs est d'essayer de détecter le passage du courant par la valeur zéro et d'interrompre le flux de courant à ce moment. Le disjoncteur ne réussit pas souvent à interrompre le courant durant la première tentative, plusieurs cycles de la fréquence fondamentale du courant sont nécessaires pour une interruption complète du flux de courant, ce qui affecte la vitesse du disjoncteur. Les disjoncteurs rapides utilisés dans la HT sont d'un cycle, par contre ceux utilisés dans la BT prennent 20 à 50 cycles pour ouvrir. De plus pour distinguer entre un défaut permanent et un défaut temporaire le concept d'auto-enclenchement est utilisé. Quand le disjoncteur déclenche il reste ouvert un certain temps ensuite il ferme automatiquement. Cette action permet au relais de vérifier si le défaut continu d'exister, et dans ce cas de déclencher de nouveau. Si le défaut a disparu, le relais ne fonctionne pas et la ligne va rester en service [12].

Le disjoncteur HT est caractérisé essentiellement par la technique utilisée pour la coupure :

- Les disjoncteurs à l'huile.
- Les disjoncteurs à air comprimé.
- Les disjoncteurs utilisant le gaz SF6.
- Les disjoncteurs à vide.



**Fig.II.6** : Disjoncteur 60 kV à Gaz SF6 (poste 220 kV GRTE de Biskra)

### II.2.3 Les Relais

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

Donc le rôle des relais de protection est de détecter tout phénomène anormal pouvant se produire sur un réseau électrique tel que le court-circuit, variation de tension. ...etc. Un relais de protection détecte l'existence de conditions anormales par la surveillance continue, et détermine quels disjoncteurs à ouvrir et alimente les circuits de déclenchement [14].

Les relais peuvent être classés en trois familles selon l'organigramme suivant :

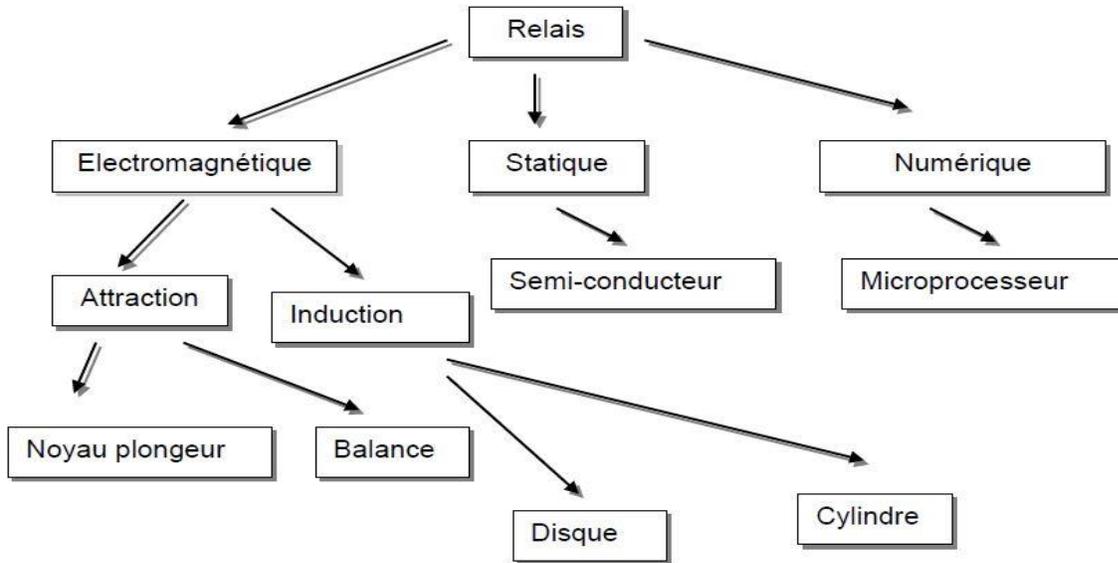


Fig.II.7 : Types des Relais

### II.2.3.1 Les types d'un relais :

#### ✓ Relais électromagnétique :

Un relais électromécanique se compose de deux parties : l'une est fixe et l'autre est mobile, entre lesquelles s'exerce une force (ou un couple) d'origine mécanique ou thermique ou électromagnétique. La partie mobile est solidaire d'un contact qui se déplace par rapport au circuit d'utilisation (exemple : le circuit de disjoncteur). Le mouvement de cette partie mobile sert à fermer ou ouvrir le circuit d'utilisation. Cette protection est relativement abandonnée parce qu'elle est caractérisée par un temps de fonctionnement très élevé, une grande consommation d'énergie et un grand prix de revient [17].

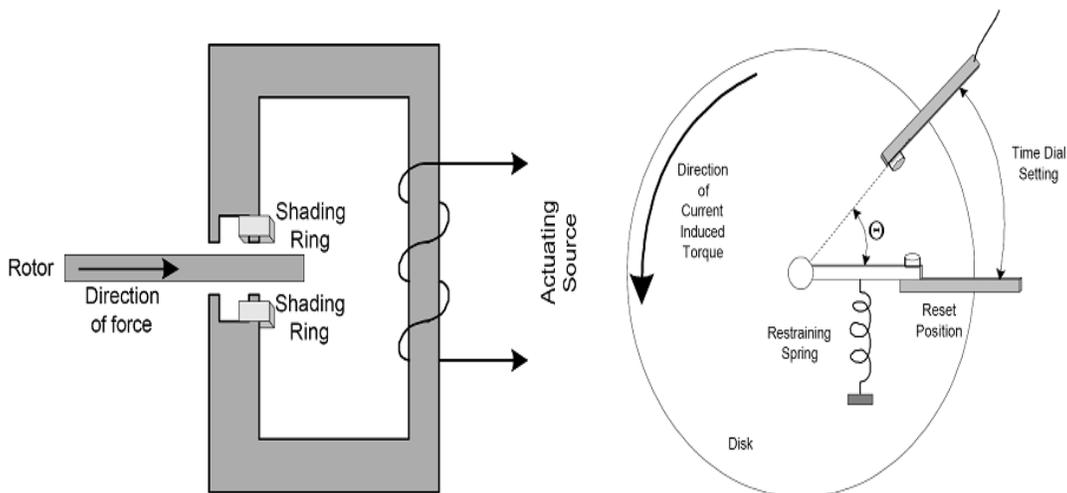


Fig. II. 8 : Relais électromagnétique à induction par disque simple

✓ **Les Relais statique :**

La technologie statique analogique, apparue vers 1970, qui utilise des circuits intégrés analogiques et logiques a fait apparaître les relais analogiques qui sont composés grossièrement de trois blocs : Un bloc d'adaptation et de filtrage, constitué de petits transformateurs, d'impédances et de filtres passe-bas destinés à éliminer les composantes transitoires rapides .

Un bloc de traitement et de détection, composé d'un circuit analogique adapté, transformant la grandeur surveillée en une tension ou un courant continu proportionnel, et d'une bascule servant à détecter le passage d'un seuil.

Un bloc de sortie, comprenant un temporisateur, par exemple un circuit RC, et un relais de sortie électromécanique.

Les principaux avantages des relais analogiques sur les relais électromagnétiques sont leur sensibilité, leur précision, leur faible puissance de fonctionnement (quelques VA), et permettent de réduire les dimensions des transformateurs de courant. Par contre, ils nécessitent souvent une alimentation auxiliaire et leurs circuits analogiques sont affecté par les interférences électromagnétiques et le niveau des courants et des tensions ce qui affecte la sensibilité de ce type de relais [18].

✓ **Les Relais numériques :**

La technologie numérique a fait son apparition au début des années 1980. Avec le développement des microprocesseurs et des mémoires, les puces numériques ont été intégrées aux équipements de protection. Les protections numériques, sont basées sur le principe de la transformation de variables électriques du réseau, fournies par des transformateurs de mesure, en signaux numériques de faible voltage. L'utilisation de techniques numériques de traitement du signal permet de décomposer le signal en vecteurs, ce qui autorise un traitement de données via des algorithmes de protection en fonction de la protection désirée. En outre, ils sont équipés d'un écran d'affichage à cristaux liquides sur la face avant pour le fonctionnement local.

Ces dispositifs nécessitant une source auxiliaire, offrent un excellent niveau de précision et un haut niveau de sensibilité. Ils procurent de nouvelles possibilités, comme :

Intégration de plusieurs fonctions pour réaliser une fonction de protection complète dans une même unité.

Le traitement et le stockage de données.

L'enregistrement des perturbations du réseau (perturbo-graphe)

Le diagnostic des dispositifs connectés (disjoncteurs, ....etc.).

Ces modèles intègrent des possibilités d'autotest et d'autocontrôle qui augmentent leur continuité de fonctionnement tout en réduisant la durée et la fréquence des opérations de maintenance. En plus des fonctions de protection, ces équipements disposent également de fonctions complémentaires facilitant leur fonctionnement. Les liaisons séries permettent de les paramétrer depuis un micro-ordinateur et de les connecter à un système de contrôle commande au niveau local et central. Ils permettent aussi de bénéficier des récentes découvertes dans le domaine de l'intelligence artificielle, comme les réseaux neuronaux et la logique floue [14].



Fig.II.9 : Relais numérique

## II.2.4 Qualités principales d'un système de protection

### II.2.4.1 Rapidité :

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

- Le temps de fonctionnement des protections (quelques dizaines de millisecondes).

- Le temps d'ouverture des disjoncteurs, avec les disjoncteurs modernes (SF6 ou à vide), ces derniers sont compris entre 1 et 3 périodes [15].

#### II.2.4.2 Sélectivité :

La sélectivité est la capacité d'un ensemble de protections à faire la distinction entre les conditions pour les quelles une protection doit fonctionner de celles où elle ne doit pas fonctionner.

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

Sélectivité ampérométrique par les courants.

Sélectivité chronométrique par le temps.

Sélectivité par échange d'informations, dite sélectivité logique [19].

#### II.2.4.3 Sensibilité :

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

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

La notion de sensibilité d'une protection est fréquemment utilisée en référence au courant de court-circuit le plus faible pour lequel la protection est capable de fonctionner [15].

#### II.2.4.4 Fiabilité :

Les définitions et les termes proposés ici, sont dans la pratique, largement utilisés au plan international.

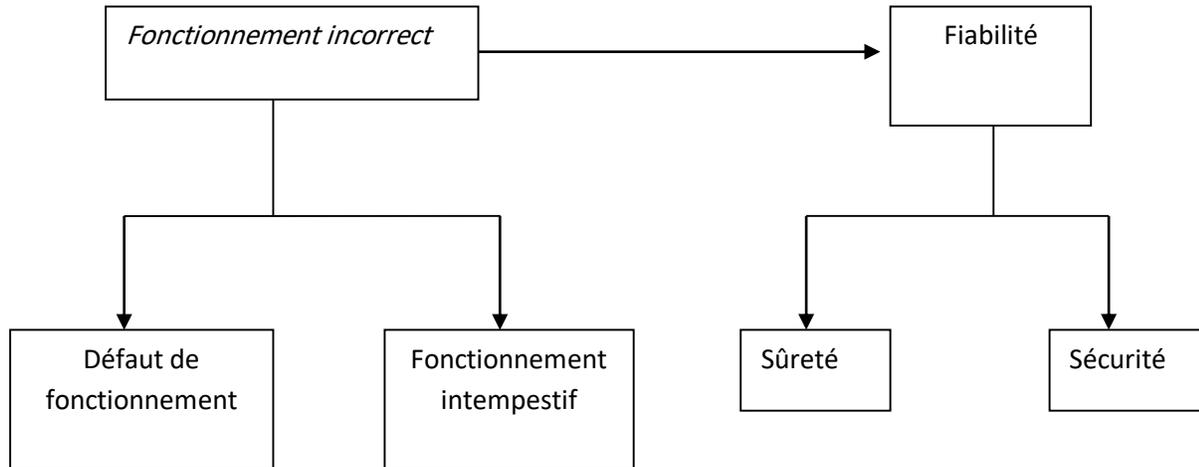
Une protection a un fonctionnement correct lorsqu'elle émet une réponse à un court-circuit sur le réseau en tout point conforme à ce qui est attendu.

A l'inverse, pour un fonctionnement incorrect, elle comporte deux aspects :

- Le défaut de fonctionnement ou non-fonctionnement lorsqu'une protection, qui aurait dû fonctionner, n'a pas fonctionné.
- Le fonctionnement intempestif, qui est un fonctionnement non justifié, soit en l'absence de défaut, soit en présence d'un défaut pour laquelle la protection n'aurait pas dû fonctionner.

La fiabilité d'une protection, qui est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement incorrect (éviter les déclenchements intempestifs), est la combinaison de :

- ✓ La sûreté : qui est la probabilité de ne pas avoir de défaut de fonctionnement.
- ✓ La sécurité : représente la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement intempestif [16].



**Fig.II.10** : Fiabilité d'une protection.

### II.3 Protection d'une travée ligne THT :

La protection principale (de distance) est plus utilisée pour les lignes de transport et d'interconnexion, en plus de ces performances technologie son fonctionnement instantané quelque soit la nature du défaut, elle est caractérisé par deux critère :

- ✓ La relation entre la distance du défaut et le temps déclenchement du relais
- ✓ La grandeur électrique qui permet de mesurer la distance du défaut [11].

Les lignes du réseau de transport THT (220/400 KV) sont équipés de deux protections principales (fig.II.11) de distance (minimum d'impédance  $Z <$ ) à deux constructeurs (technologie) différent pour une bonne redondance.

Exemple :

Une protection principale 1 (PP1) : constructeur Areva

Une protection principale 2 (PP2) : constructeur Siemens

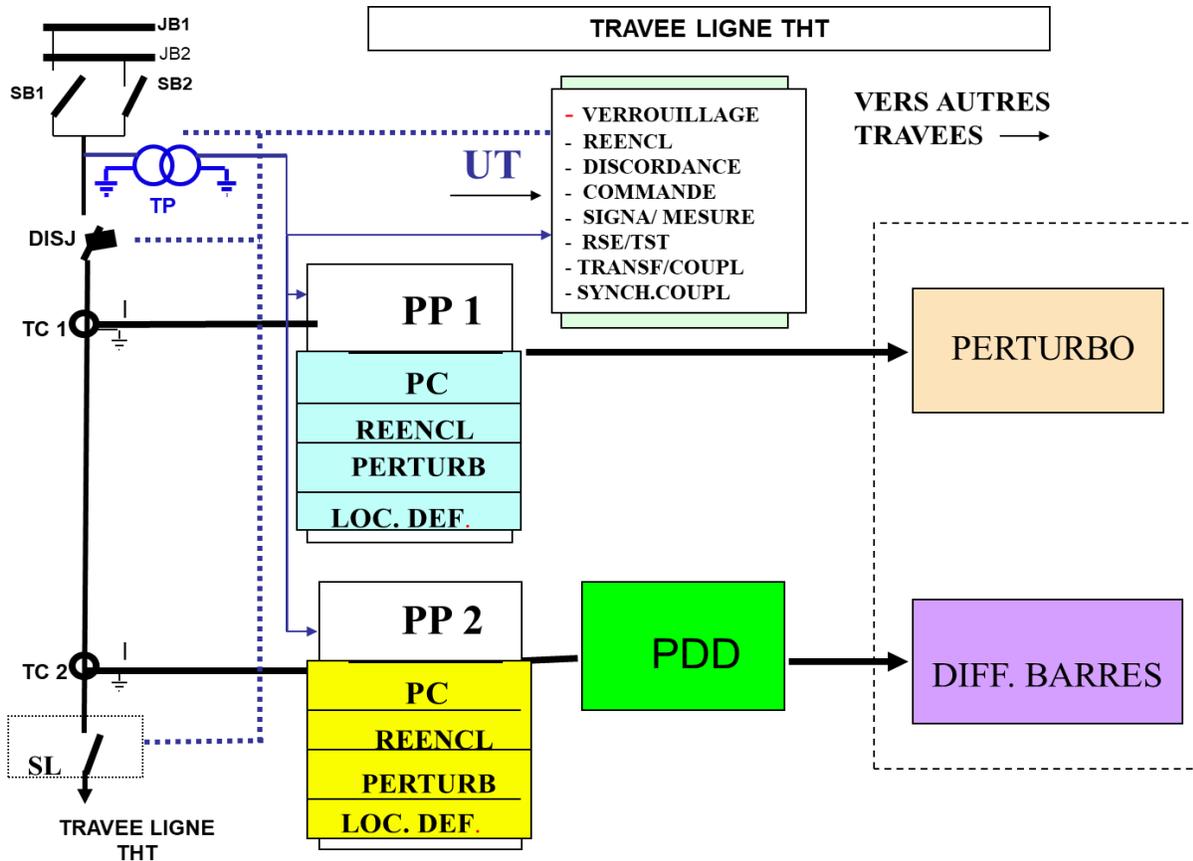


Fig.II.11 : Plan de protection d'une travée ligne THT dans les postes numériques :

source : GRTE

### II.3.1 Désignation des éléments et indices de protection d'une travée ligne THT :

PP1 : Protection principale une de distance F21.1.

PP2 : protection principale deux de distance F21.2

Pc : Protection complémentaire F67N

Reencl (Réenclencheur) : F79 dispositif de réenclenchement de disjoncteur

Perturb : enregistreurs des défauts

Loc def : localisateur de distance de défaut

PDD : Protection défaillance disjoncteur

Diff barres : protection différentiel barres F87B

### II.4 Protection de distance (PP) :

Un relais distant comme son nom l'indique, à la capacité de détecter une panne à une distance prédéfinie sur une ligne de transport depuis son emplacement. Chaque ligne électrique a une résistance et une réactance par kilomètre en fonction de sa construction, ainsi son impédance

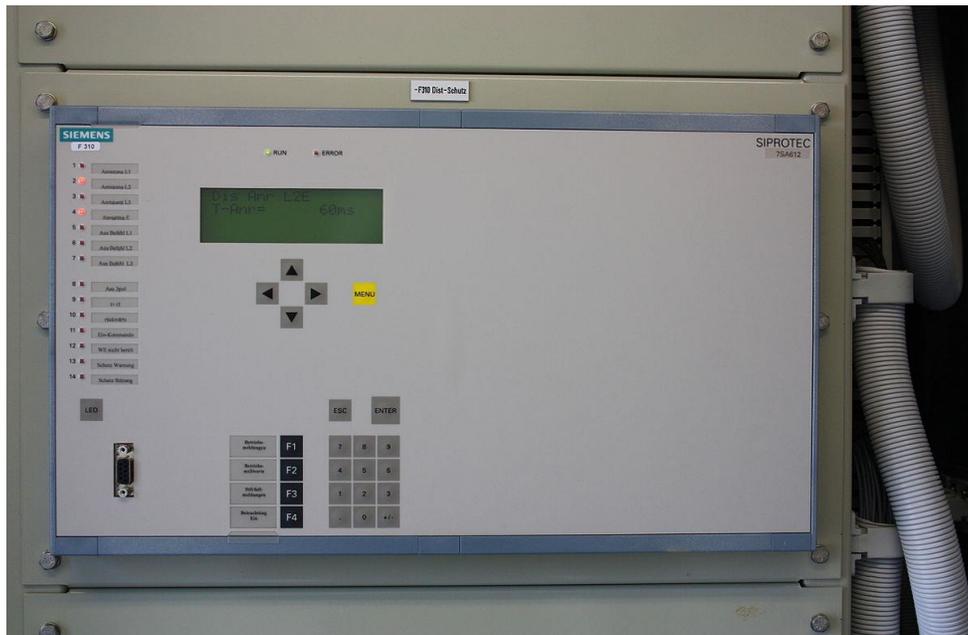
totale sera une fonction de sa longueur ou de sa distance. Un relais distant observe donc le courant et la tension et compare ces deux quantités en s'appuyant sur la loi d'Ohm. [20]

Elle est caractérisée par :

La relation entre la distance du défaut et le temps de déclenchement du relais,

Les grandeurs électriques qui permettent de mesurer la distance de défaut (U et I) [13].

Dans les anciennes installations, cette protection n'est pas associée au dispositif de réenclenchement automatique. Son action est cependant triphasée définitive quel que soit le type et la nature du défaut. Dans le souci d'assurer la continuité d'alimentation des consommateurs, les ordres de déclenchement monophasés sont temporisés (0.2 Sec ou 0.4 Sec) pour permettre à l'ensemble protection principale et réenclencher de réussir les cycles DR (Déclenchement et réenclenchement) lors des défauts monophasés fugitifs [17].



**Fig.II.12** : Protection de distance (siemens)

#### II.4.1 Principe de fonctionnement :

Pendant le régime de fonctionnement normal, l'impédance apparente mesurée par le relais de distance est grande, elle est moins importante au régime du défaut. Afin de distinguer entre les conditions du régime normal et celles du régime d'avarie une zone de sensibilité (zone de détection de défaut) est utilisée. Si l'impédance apparente mesurée par le relais est en dehors de cette zone, le relais ne va pas fonctionner, par contre, si elle est à l'intérieur, le relais fonctionne [21].

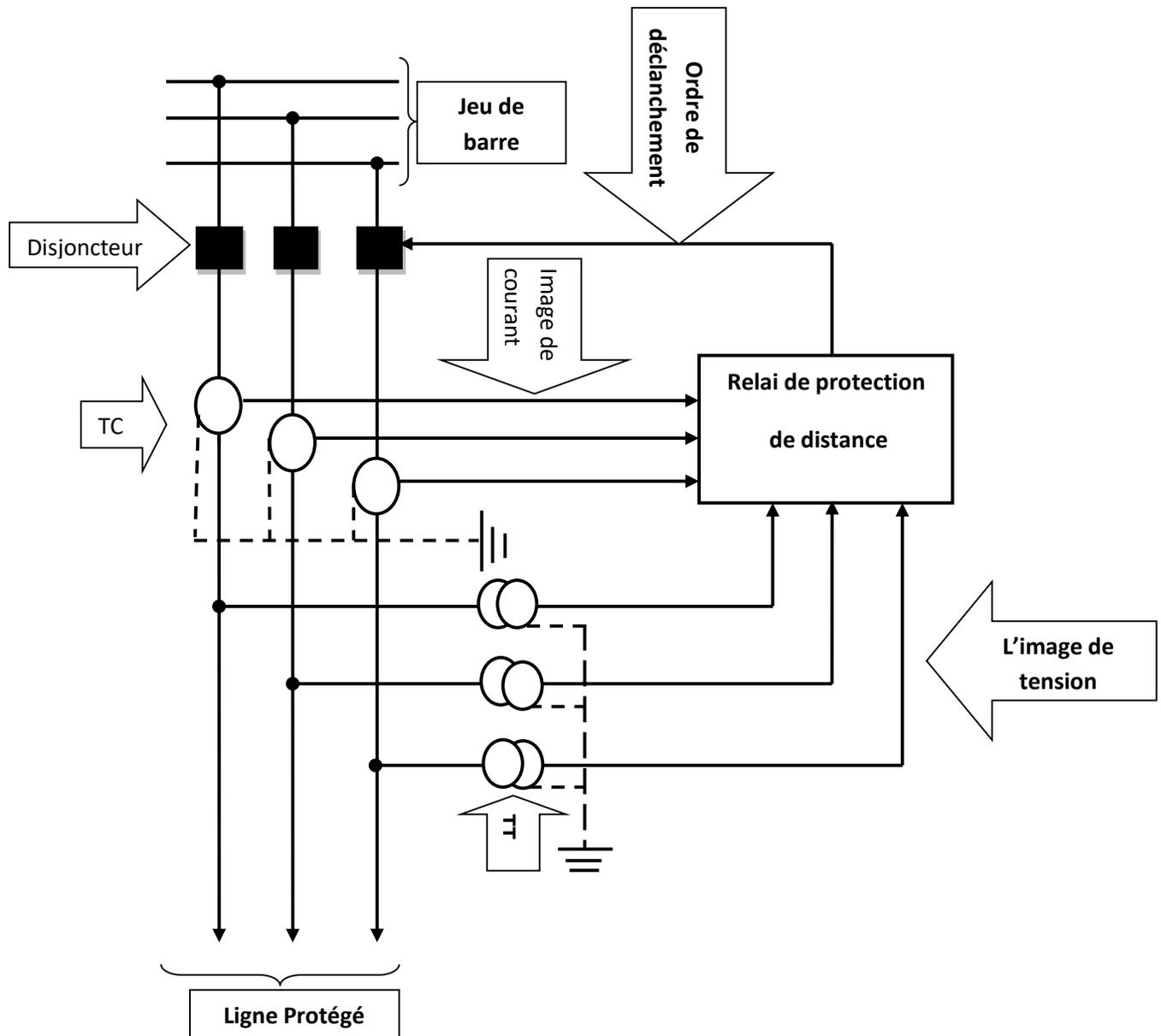


Fig.II.13 : Schémas d'installation de l'équipement lié à la protection de distance

#### II.4.2 Différents types de relais à distance :

Les relais sont largement utilisés pour la protection des lignes électriques et s'appliquent aussi aisément au cas des réseaux électriques de transport qu'à celui des lignes en tronçons. Comme le retard le plus court correspond toujours à la distance la plus faible, les formes les plus répandues de ce type d'appareils sont :

- ✓ Relais d'impédance.
- ✓ Relais d'admittance.
- ✓ Relais de réactance [13].

II.4.3 Courbes caractéristiques des relais de distance

Selon les zones de mesure la protection à distance est de quatre types à savoir : MHO, Circulaire, Polygonale et Elliptique. Les courbes ci-dessous représentent les caractéristiques respectives aux quatre relais [21].

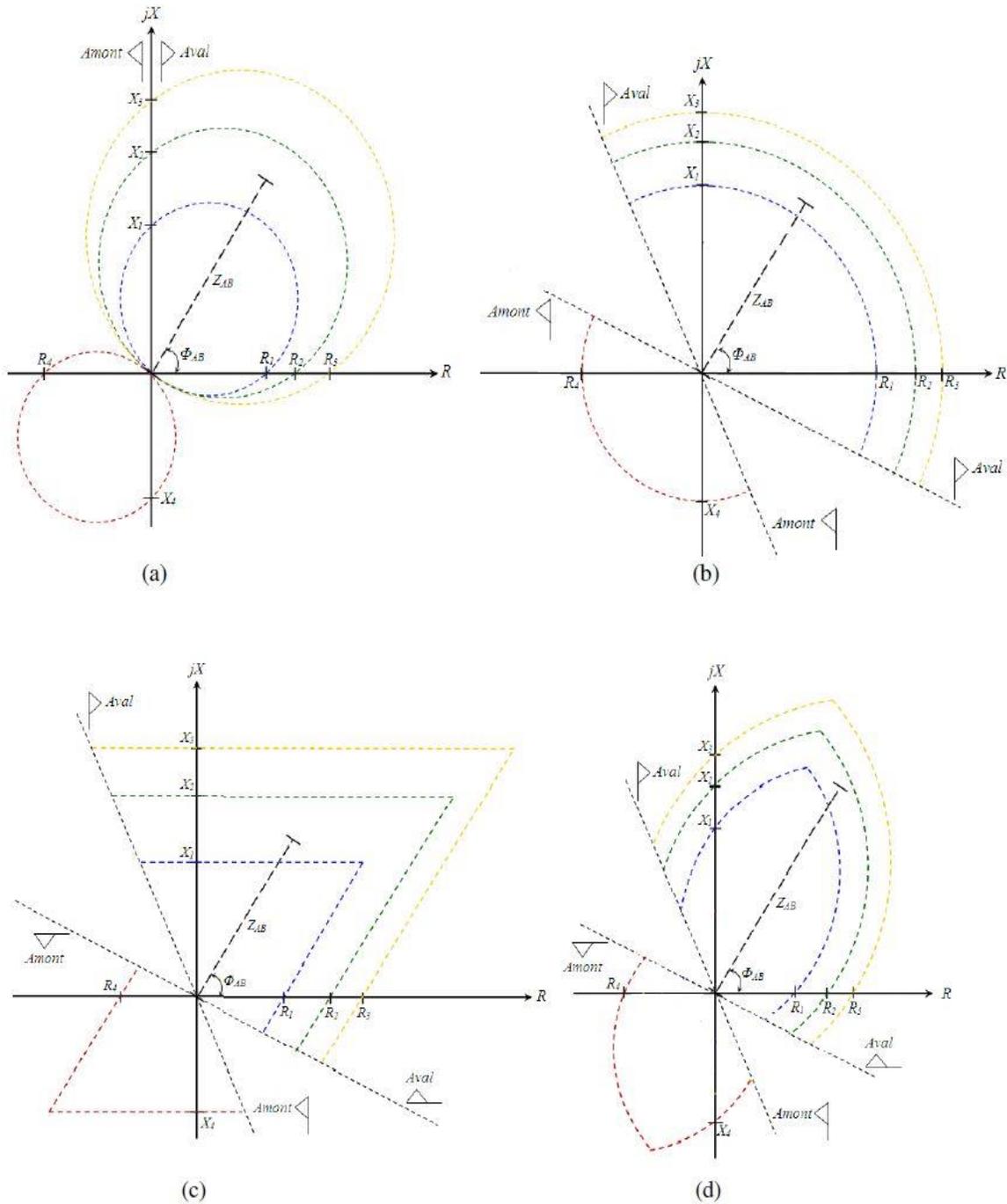


Fig.II.14 : Types de relais de protection de distance. a). MHO, b).Circulaire, c). Polygonale, d). Elliptique.

### II.4.4 Relation temps - distance :

La plupart des relais de protection de distance à l'échelle mondiale surtout ceux du groupe Sonelgaz sont réglés pour trois zones de protection en aval ( $Z_1$ ,  $Z_2$  et  $Z_3$ ) et une seule zone de protection en amont ( $Z_4$ ) comme indiqué par la figure II.15 avec une sélectivité chronométrique bien respectée pour chaque zone illustrée par la figure II.16 [22].

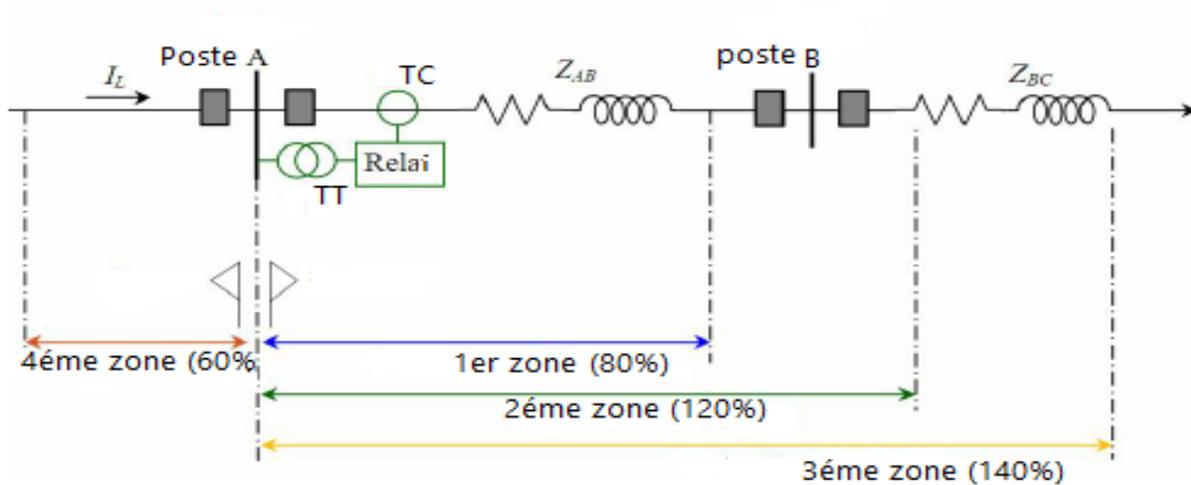


Fig.II.15: Zones de protection à distance

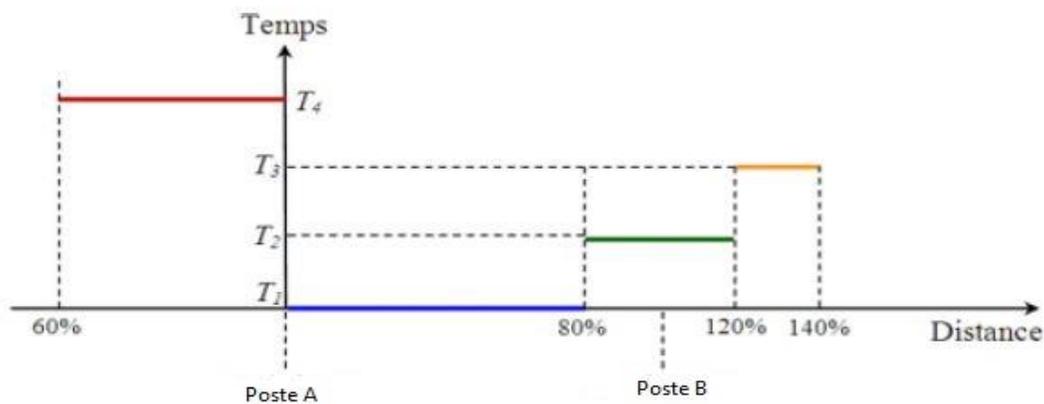


Fig.II.16 : Sélectivité chronométrique.

### II.4.5 Réglage des zones

#### II.4.5.1 Réglage des zones aval

- La zone  $Z_1$  est réglée entre 80 à 90 % de l'impédance totale de la ligne protégé AB ( $Z_{AB}$ ) avec un temps instantané ( $T_1 = 0$  sec) de déclenchement de disjoncteur HT.

- La zone  $Z_2$  doit prendre en considération l'impédance totale de la ligne protégée (100 % de  $Z_{AB}$ ) plus une partie de l'impédance totale de la ligne adjacente (20 % de  $Z_{BC}$ ), avec un temps de déclenchement temporisé ( $T_2 = 0,3$  sec). Cette zone est une zone de secours pour le relais à distance installé sur la ligne adjacent BC, elle est caractérisée par :
  - Un paramètre de fonctionnement minimal désiré qui est l'impédance au jeu de barres éloigné multiplié par un facteur de sécurité de 1,2.
  - Un temps de retard minimal associé à chaque relais de distance installé qui doit assurer la coordination avec la zone  $Z_1$  de tous ses relais.
- La zone  $Z_3$  doit prendre en considération l'impédance totale de la ligne protégée (100 % de  $Z_{AB}$ ) plus une partie de l'impédance totale de la ligne BC adjacente (40 % de  $Z_{BC}$ ), avec un temps de déclenchement temporisé ( $T_3 = 1,5$  sec). En même temps c'est une zone de secours pour le relais de distance installé sur la ligne adjacent BC [22].

#### II.4.5.2 Réglage des zones amont

La zone  $Z_4$  doit protéger la ligne AB en cas de changement du sens de la puissance de transit entre les jeux de barres (de B vers A). Elle est réglée à 60 % de l'impédance totale  $Z_{AB}$ , avec un temps de déclenchement temporisé ( $T_4 = 2.5$  sec).

Les équations de calcul des réglages des zones sont :

Première Zone (Z1) :

$$Z_1 = 80\% Z_{AB} = 0,8 \times [R_{AB} + jX_{AB}] \quad (\text{II.1})$$

Deuxième Zone (Z2) :

$$Z_2 = 100\% Z_{AB} + 20\% Z_{BC} = [R_{AB} + jX_{AB}] + 0,2 \times [R_{BC} + jX_{BC}] \quad (\text{II.2})$$

Troisième Zone (Z3) :

$$Z_3 = 100\% Z_{AB} + 40\% Z_{BC} = [R_{AB} + jX_{AB}] + 0,4 \times [R_{BC} + jX_{BC}] \quad (\text{II.3})$$

Quatrième Zone (Z4) :

$$Z_4 = 60\% Z_{AB} = 0,6 \times [R_{AB} + jX_{AB}] \quad (\text{II.4})$$

Les paramètres de la ligne protégée ( $R_{AB}$ ,  $X_{AB}$  et  $l_{AB}$ ) et de la ligne adjacente ( $R_{BC}$ ,  $X_{BC}$  et  $l_{BC}$ ) sont des valeurs mesurées directement par le relais de distance à travers des transformateurs de courant et de tension en absence de défaut et sont calculés selon les formules suivantes :

$$Z_{AB} = \frac{(l_{AB} \times R_{AB})}{K_Z} + j \cdot \frac{(l_{AB} \times X_{AB})}{K_Z} \quad (\text{II.5})$$

$$Z_{BC} = \frac{(l_{BC} \times R_{BC})}{K_Z} + j \cdot \frac{(l_{BC} \times X_{BC})}{K_Z} \quad (II.6)$$

Avec,

$K_Z$ : est le rapport de transformation d'impédance,

$K_{TC}$ : est le rapport de transformation des TC,

$K_{TT}$ : est le rapport de transformation des TT.

**II.4.6 Pont de fonctionnement de télé-action entre relais de poste A et B :**

La figure II.17 suivante représente le schéma de l'accélération par le domaine de mesure élargi.

En cas de défaut dans la zone1 ( $Z_1$ ) un signal d'accélération est envoyé à l'extrémité opposée.

Le signal reçu provoque le déclenchement en  $Z_1B$ , si le défaut dans la direction aval est configurée.

Le signal émis peut être prolongé de  $T_s$  afin de compenser d'éventuelles divergences entre les temps des zones  $Z_1, Z_2$  et  $Z_1B$ .

Les défauts apparaissant sur la ligne, mais en dehors de la première zone, ne peuvent être déclenchés sélectivement qu'à l'issue d'une temporisation  $T_2 = 0.3s$  ; le déclenchement rapide et sélectif de défaut n'est pas possible sur la plus petite distance réglable sur la ligne la plus courte. Néanmoins, afin de garantir le déclenchement instantané et sélectif par la protection de distance il peut s'échanger des informations avec le poste en vis à vis et les traiter selon le schéma de télé-action ; ceci peut être réalisé à l'aide de contacts de réception et d'émission, la transmission des signaux peut être effectuée par l'intermédiaire d'une liaison haute fréquence que SONELGAZ utilise sur les lignes de transport d'électricité [13].

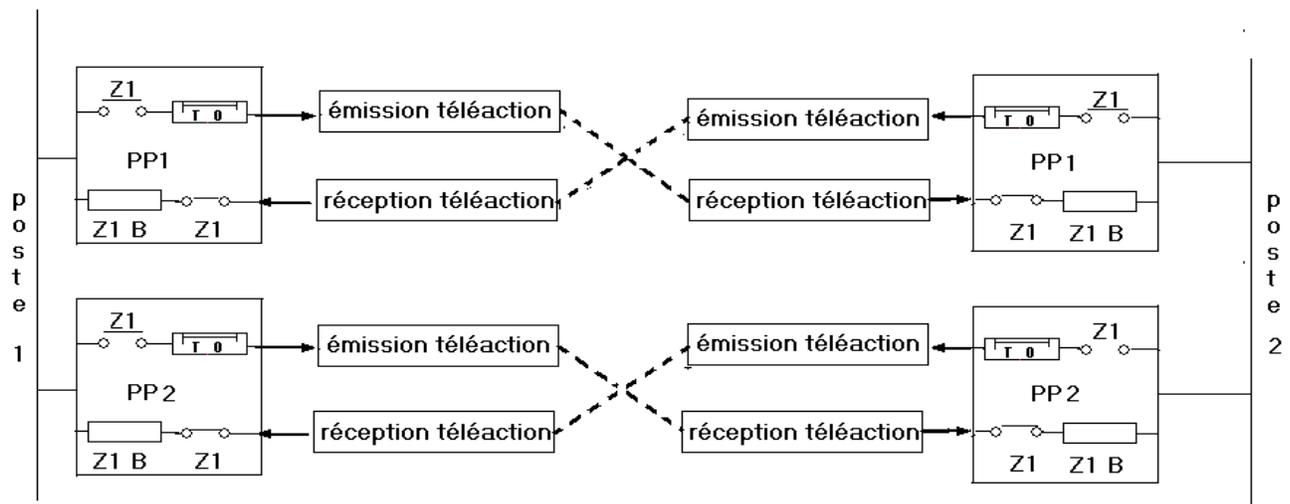
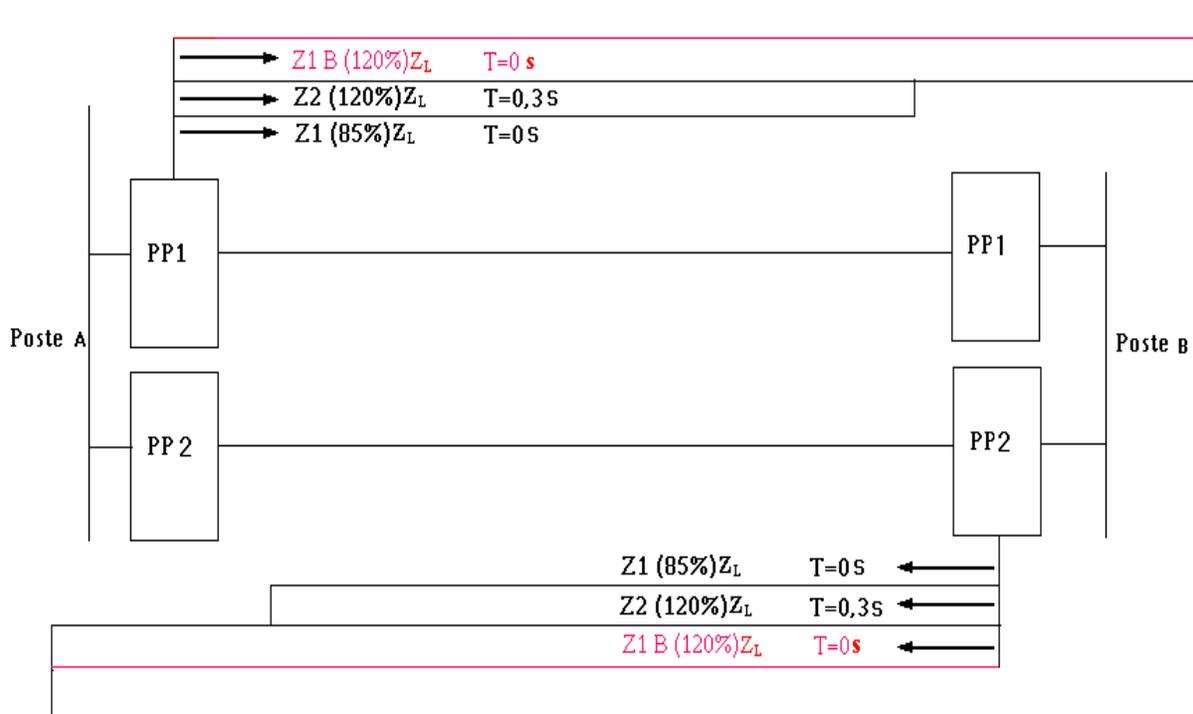


Fig.II.17 : La télé action entre deux protections.



**Fig.II.18 :** la Relation en deuxième zone pour les deux Protection de poste A et B

La Figure II.18 montre la télé-action entre protections principales installées au poste A et protections principales installées au poste B. La télécommunication entre les protections d'un poste A et celles du poste B a pour but de faire fonctionner la protection qui se déclenche sélectivement et instantanément en cas de défaut à 100% de la ligne [13].

## II.5 Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présenté les éléments de base d'un système de protection existant dans les réseaux électriques. Dans la première partie, on a exposé en bref les éléments de base qui constituent un système de protection. A savoir, le transformateur de courant, le transformateur de tension, le disjoncteur, puis on a donné un aperçu général sur les différents relais de protection et en particulier le principe de fonctionnement d'un relais de distance. Le prochain chapitre sera consacré à l'analyse de l'élaboration d'un banc d'essai pratique permettant le test de l'efficacité de la protection distance.

# Chapitre III

## Résultats des tests expérimentaux

### III.1 Introduction :

Dans ce chapitre, nous allons présenter les tests pratiques sur la protection de distance installée dans la ligne Biskra-Batna qui est considérée comme la protection principale de la ligne. Ces tests expérimentaux ont été effectués au niveau du poste THT /HT de GRTE de la Sonelgaz de Biskra. Le schéma de montage des tests expérimentaux réalisé est présenté dans la Figure.III.1, la Figure.III.2 montre le banc expérimental de protection de distance réalisé au niveau de GRTE de Biskra, la Figure.III.3 montre le Schéma de montage pour la protection de distance avec une caisse d'injection omicron cmc356.

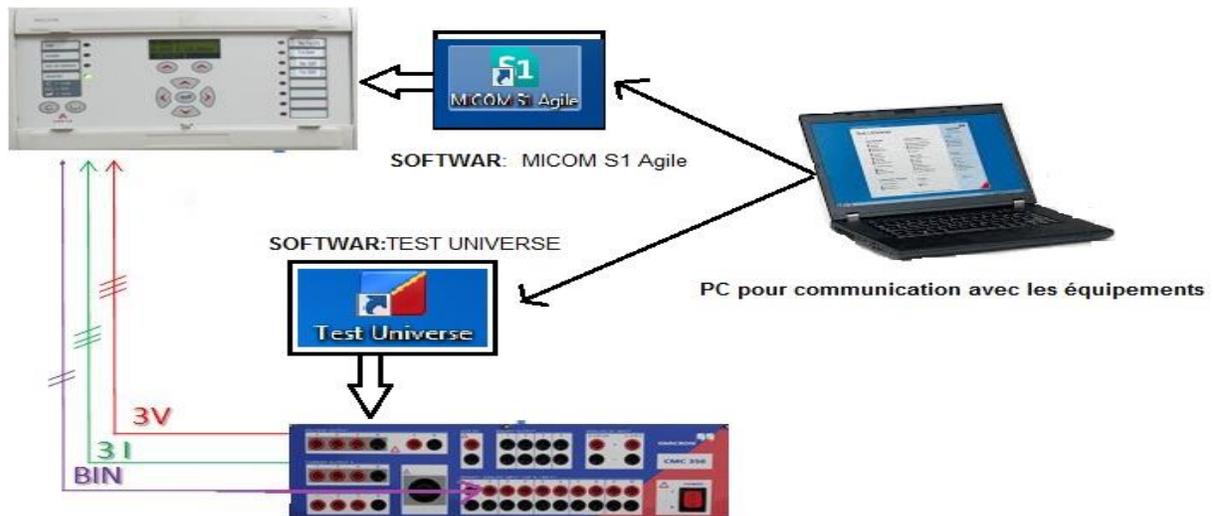
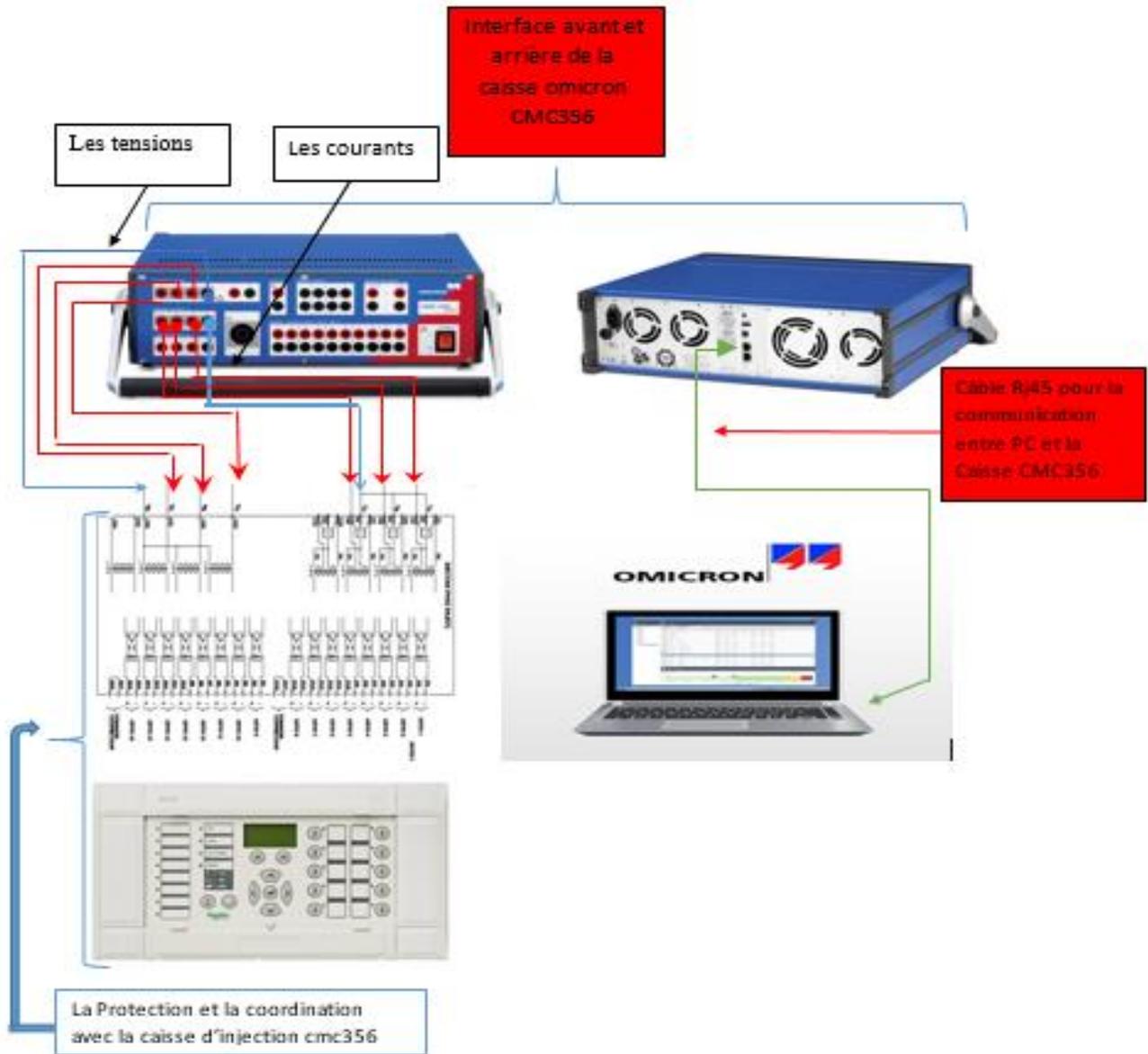


Fig.III.1 : Schéma de montage des tests expérimentaux



Fig. III.2 : Banc expérimental de test de la protection de distance réalisé au niveau de GRTE de Biskra.



**Fig.III.3 :** Schéma de montage pour la protection de distance avec une caisse d'injection omicron cmc356.

### III.2 Description des matériels utilisés dans les tests :

Le banc expérimental de tests est composé des éléments suivants :

1. -une caisse d'injection OMICRON type **cmc356**
2. -une protection de distance (Micom p442)
3. -une alimentation (source continue)
4. -un PC pour la simulation et la communication avec la protection de distance.
5. -un disjoncteur de coupure associé à la protection de distance.

### III.2.1 Caisse d'injection Omicron cmc356

Ce module de test a été conçu pour des tests simples, rapides et faciles, permettant d'accéder à tous les générateurs de courant et de tension et aussi permettent de recevoir des signaux indiquant l'état de la protection. Alors, le but de la caisse dans notre travaille et pour simuler les différents défauts et d'analyser la réaction de la protection pour différents type de défauts. La figure.III.4 représente la caisse d'injection type cmc356.



Fig.III.4 : Caisse d'injection omicron cmc356 : source GRTE.

- **Logiciel Omicron : Test Univers**

Ce logiciel est incorporé avec la caisse d'injection qui a pour rôle de simuler les défauts affectant la ligne de transport. Ce logiciel est basé sur une interface graphique interactive permettant à l'opérateur d'effectuer les différentes opérations de paramétrage et d'action.

### III.2.2 Description générale de la protection de distance

La protection principale de distance des lignes (21) mesure la distance du défaut en termes d'impédance ou la réactance, selon le type de relais de la protection de distance prévue à Chaque extrémité de la ligne. Nous avons travaillé dans ce mémoire sur la protection de distance de type Micom P442.

### III.2.3 Protection de distance Micom P442 :

L'appareil MicomP442 est un relais de protection à distance pour les lignes de transmission d'énergie. Le présent relais assure toute la gamme de protection de distance et dispose de l'ensemble des fonctions de protection normalement nécessaires à la protection d'une ligne électrique. Le relais s'utilise pour le déclenchement rapide et sélectif de défauts dans les câbles

de transmission et de travées et les lignes aériennes avec ou sans lignes de compensation de condensateurs série.

Il comprend plusieurs fonctions de protection normalement nécessaires à la protection des lignes de transmission :

- Temps de déclenchement rapide
- Approprié pour les câbles et lignes aériennes avec ou sans compensation.
- Réenclenchement automatique en cas de présence de détection de défaut.
- Communication numérique entre relais pour un système de deux ou trois postes.
- Réenclencheur automatique ajustable (ADT).
- Déclenchement monophasé et réenclenchement.



Fig.III.5 : Protection de distance (Micom P442)

- Les fonctions de protection Micom P442 :

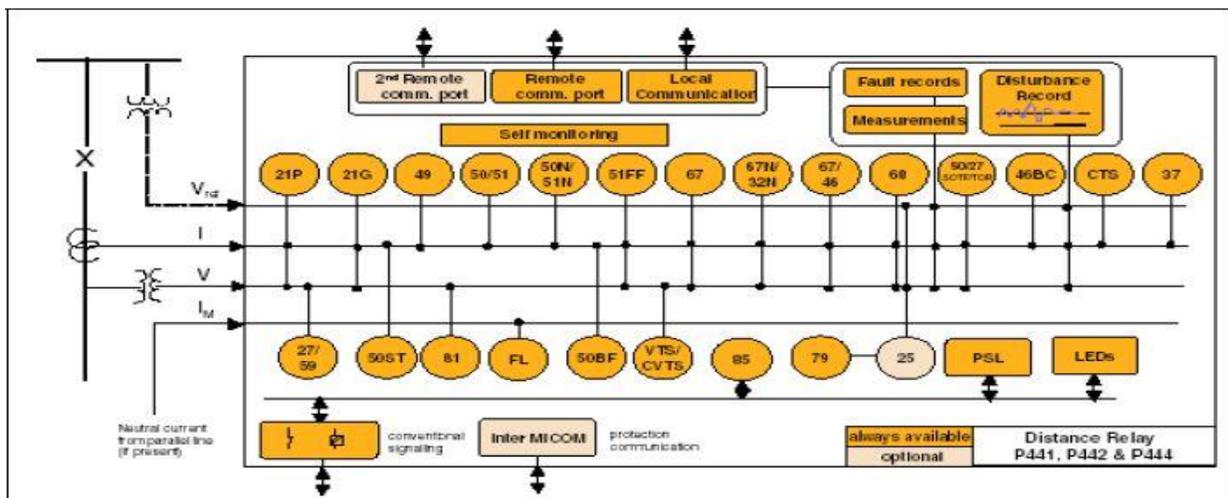


Fig.III.6 : Les Fonctions de la protection de distance Micom P442

Le tableau ci-dessus résumé les fonctions de protection Micom P422 :

Code ANSI	Libellé de la fonction	Définition
21	Protection de distance	Détection de mesure d'impédance
49	Image thermique	Protection contre les surcharges
50	Maximum de courant phase instantanée	Protection triphasée contre le court-circuit entre phases
50N	Maximum de courant terre instantanée	Protection contre les défauts à la terre
50BF	Défaillance disjoncteur	Protection de contrôle du refus d'ouverture du disjoncteur après ordre de déclenchement
51	Maximum de courante phase temporisée	Protection triphasée contre les surcharges et le court-circuit entre phases
51N	Maximum de courant terre temporisée	Protection contre les défauts à la terre :
59	Maximum de tension	Protection de contrôle d'une tension trop élevée ou suffisante
27	Minimum de tension	Protection de contrôle d'une baisse tension
67	Maximum de courante phase Directionnelle	Protection triphasée contre le court-circuit selon le sens d'écoulement du courant
67N	Maximum de courant terre Directionnelle	Protection contre les défauts à la terre selon le sens d'écoulement du courant
79	Réenclencheur	Automatisme de refermeture de disjoncteur après déclenchement sur défaut fugitif de ligne
81H	Maximum de fréquence	Protection contre fréquences
81L	Minimum de fréquence	Protection contre les baisses fréquences

**Tableau.III.1** : Les fonctions de la protection de distance Micom p442.

- **Schéma de raccordement :**

① : Alimentation de la protection

② : Sorties binaires

③ : Entrées binaires

④ : Entrée analogique courant

⑤ : Entrée analogique tension

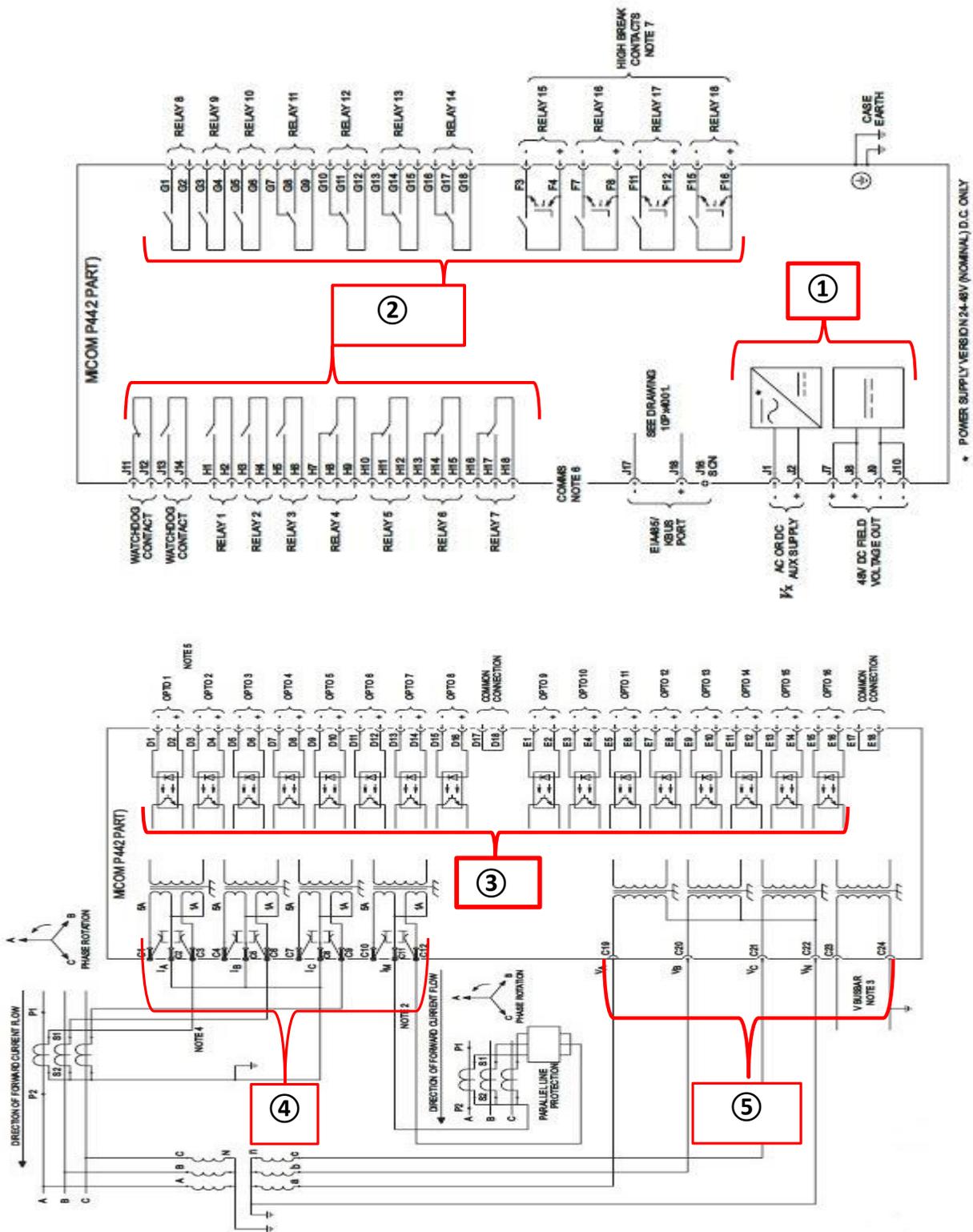


Fig.III.7 : Schéma de raccordement de la protection Micom P442 dans le réseau

### III.2.4 Une alimentation continue :

L'alimentation continue pour alimenter la protection Micom p442 avec une tension de 127cc, la Figure III.7 montre l'alimentation continuée variable utilisée.



Fig.III.8 : Alimentation continué variable

### III.2.5 -Disjoncteur de coupure :

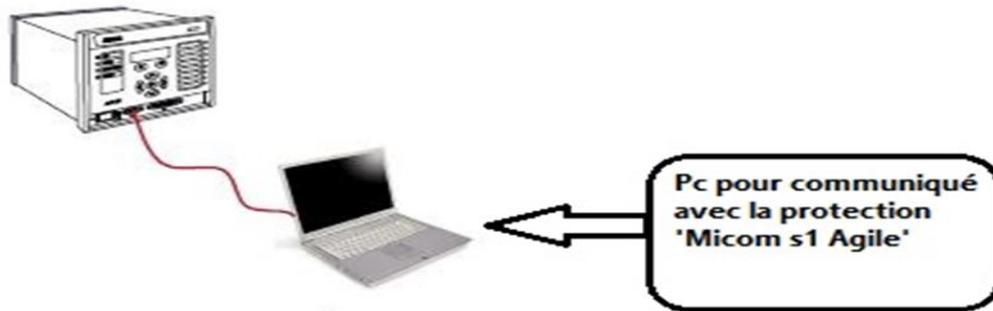
Ce disjoncteur a pour fonction d'isoler le défaut, il reçoit le signal de déclenchement de la protection



Fig.III.9 : Relais associés au disjoncteur de coupure.

### III.3 Fonctions de commande

L'appareil est équipé de fonctions de commande qui permettent d'enclencher ou de déclencher différents organes de manœuvre via des touches du clavier, via l'interface système, via des entrées binaires et au moyen d'un ordinateur et du logiciel Micom S1 Agile. Pour pouvoir programmer et communiquer avec la protection Micom P442, on doit utiliser le Logiciel Micom S1 Agile de Schneider, figure III.9 représente la communication entre le logiciel et la protection Micom P442.



**Fig.III.10** : PC communication avec la protection Micom P442.

- ❖ Les étapes d'utilisation de logiciel 'Micom S1 Agile' pour communiquer et paramétrer la protection Micom P442 sont résumés comme suit :
1. 1-Ouverture de l'interface d'utilisation de logiciel 'Micom S1 Agile', Figure III.10 montre l'interface générale du logiciel Micom s1 Agile.
  2. Choisir la fonction 'connexion rapide, puis créer un nouveau system ', la Figure III.11 montre l'interface pour créer un nouveau système.
  3. Choisir le type 'Micom P40 Agile port moduler' puis 'port avant', la Figure III.12 montre l'interface pour choisir le type de protection.
  4. Choisir le port avant, la Figure III.13 visualise l'interface permettant la sélection du port.
  5. Choisir les paramètres puis dans les fichiers à gauche nous entrons les paramètres de réglage de la protection. La Figure III.14 montre l'interface pour entrer les paramètres de la protection.

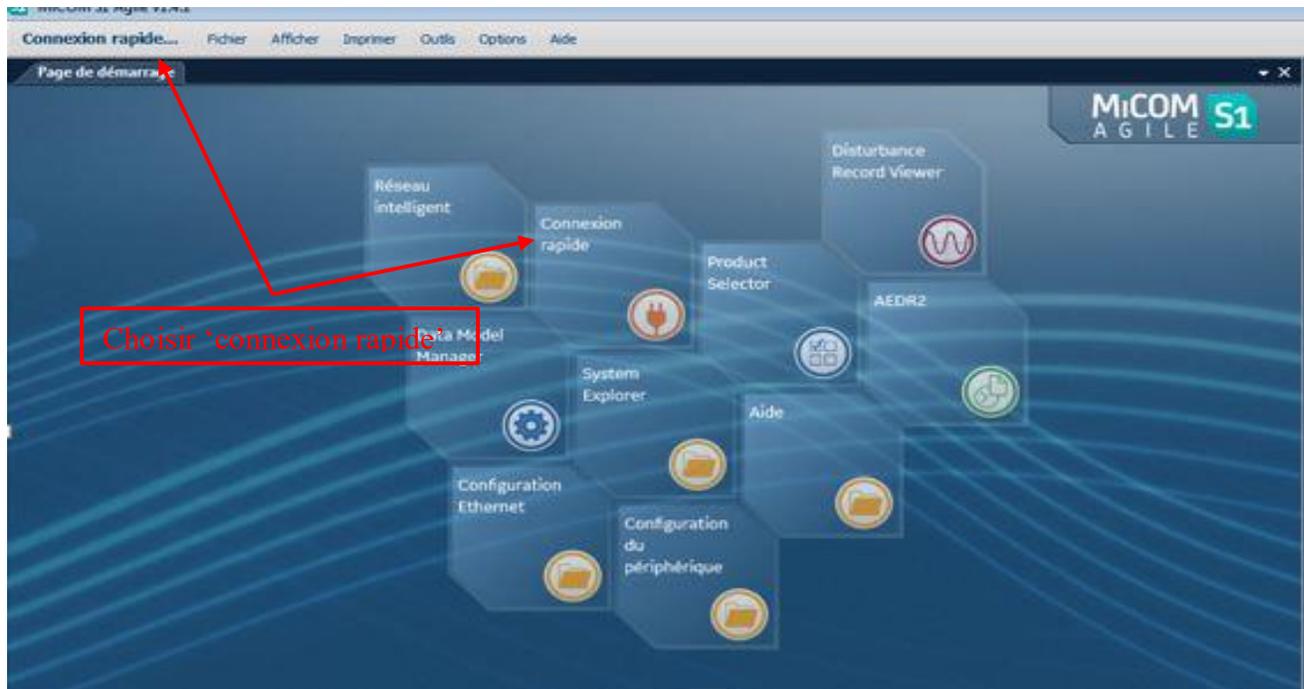


Fig. III.11 : Interface générale de logiciel Micom s1 Agile

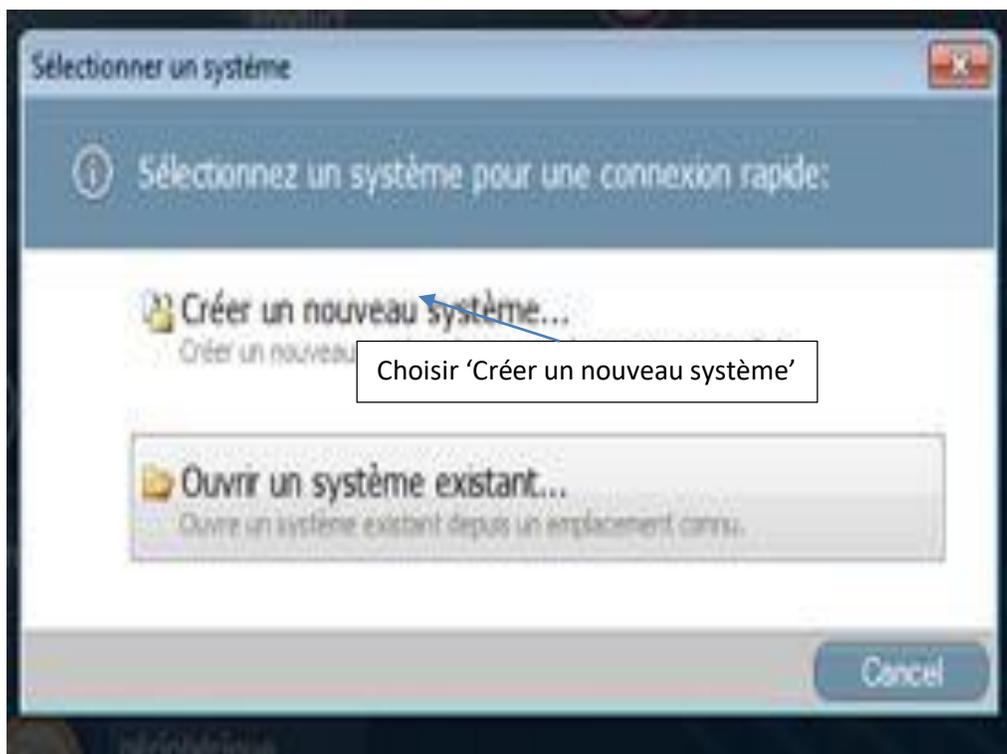


Fig.III.12 : Interface pour créer un nouveau système

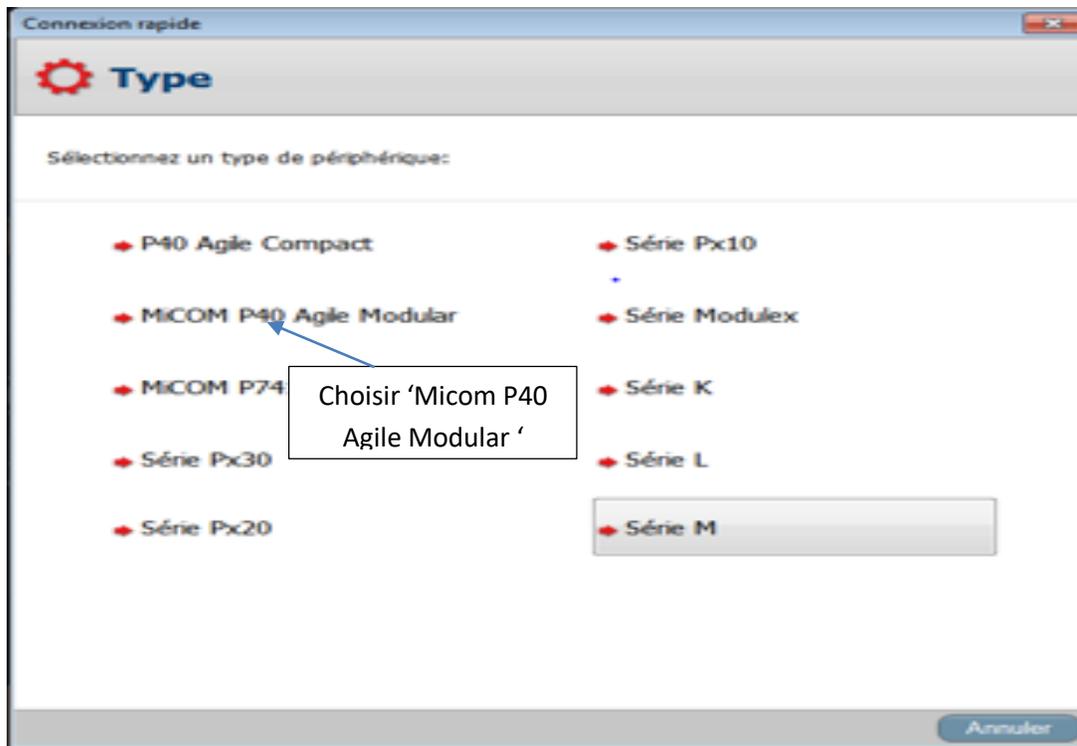


Fig.III.13 : Interface pour choisir le type de protection

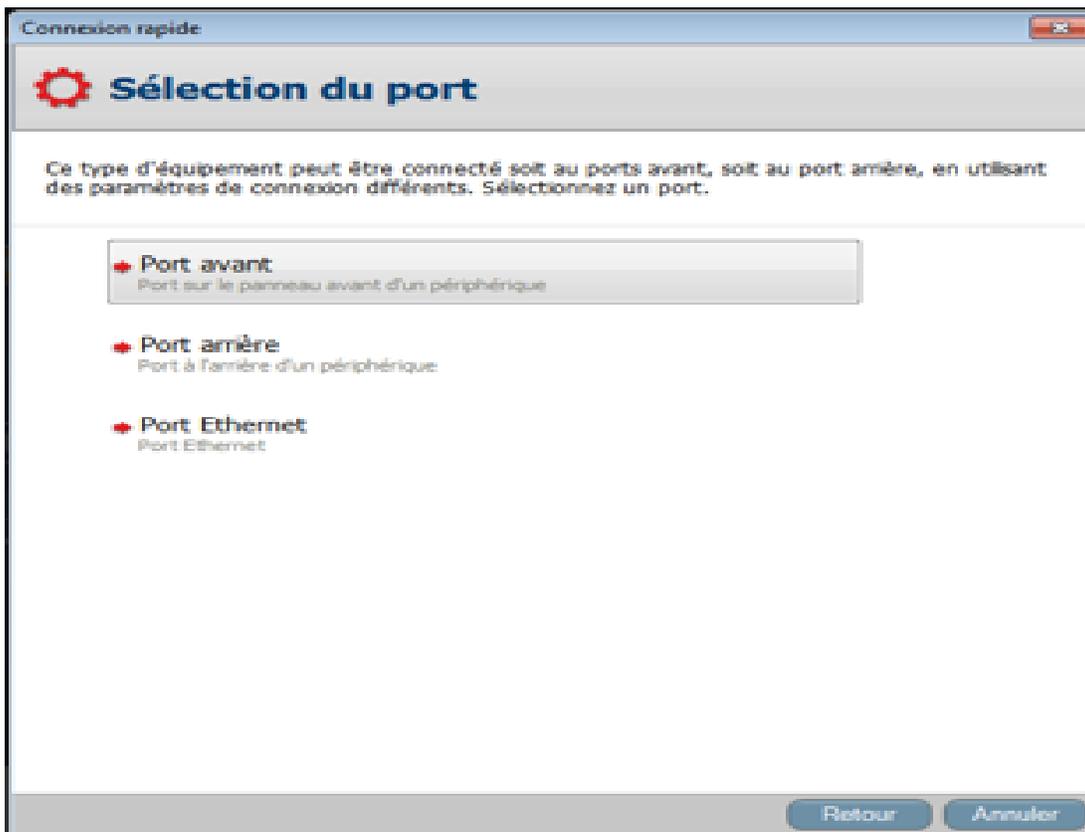
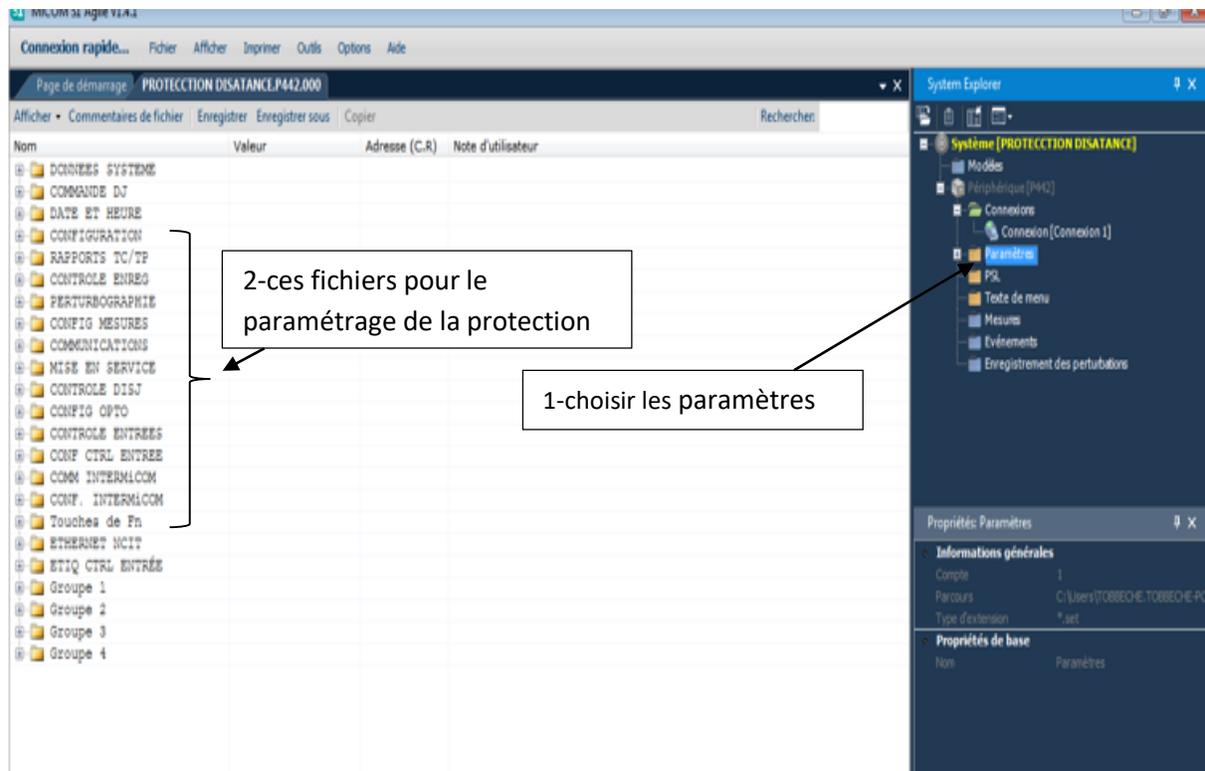


Fig.III.14 : Interface pour Sélection du port



**Fig.III.15** : Interface pour le paramétrage de la protection.

❖ La méthodologie d'utilisation de logiciel 'Omicron Test Universe' pour faire différents test est résumée comme suit :

- 1- ouverture l'interface de logiciel 'Omicron Test Universe'
- 2- choisir la fonction distance puis Advanced distance (fig.III.15).
- 3- choisir 'Équipement à tester' suite à l'interface 'Advanced Distance (figure III.16).
- 4- suite à la l'interface 'Équipement à tester', figure.III.17, on choisit :
  - Fichier puis on va importer un fichier 'Rio' pour transférer à la caisse le réglage de la protection.
  - Dans le menu 'Équipement', nous entrons les informations de la ligne à protéger tels que la Fréquence, le rapport de transformateur de courant ...etc. 'dans l'interface 'paramètres Equipement', fig.III.18.
  - Dans la rubrique distance, remplir les données de la ligne tels que, la longueur de la ligne et l'angle, (fig.III.19).



Fig. III. 16 : Interface de logiciel de tests 'Omicron Test Universe '

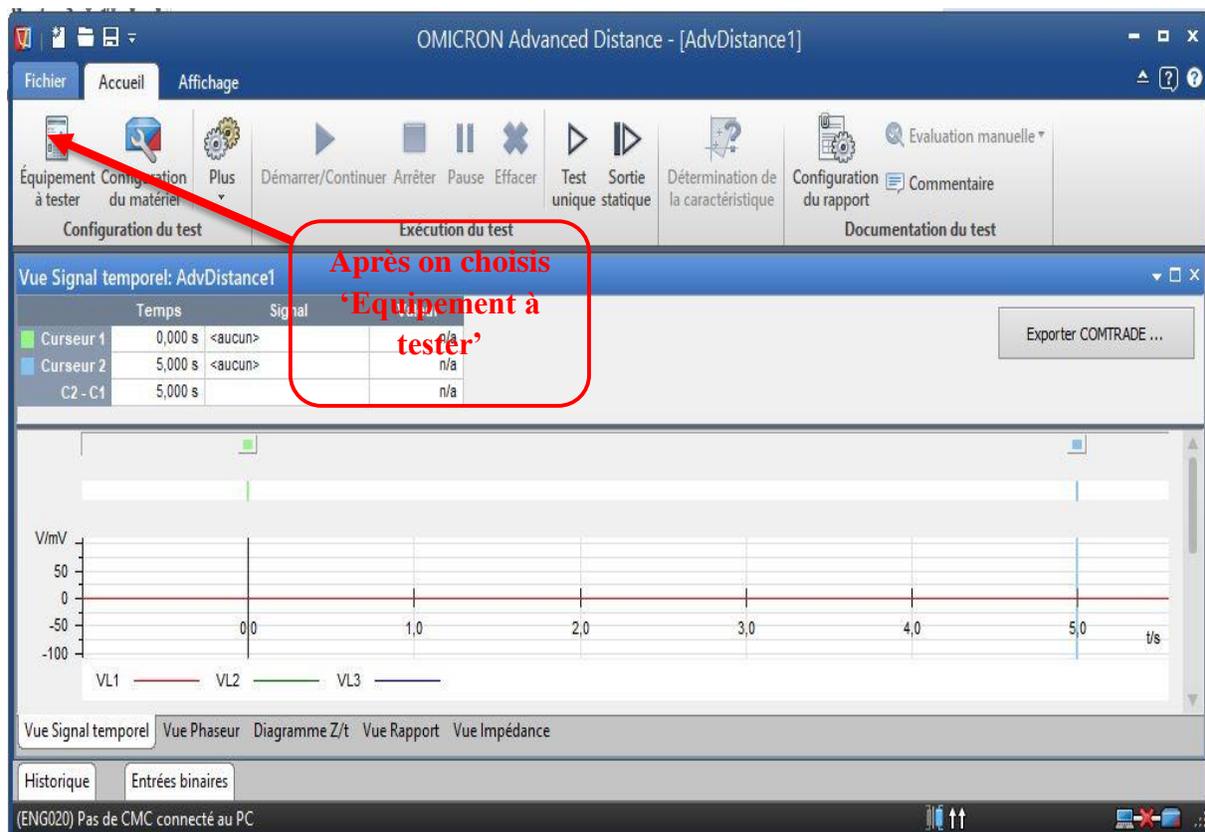


Fig.III.17: Interface de 'Advanced distance'

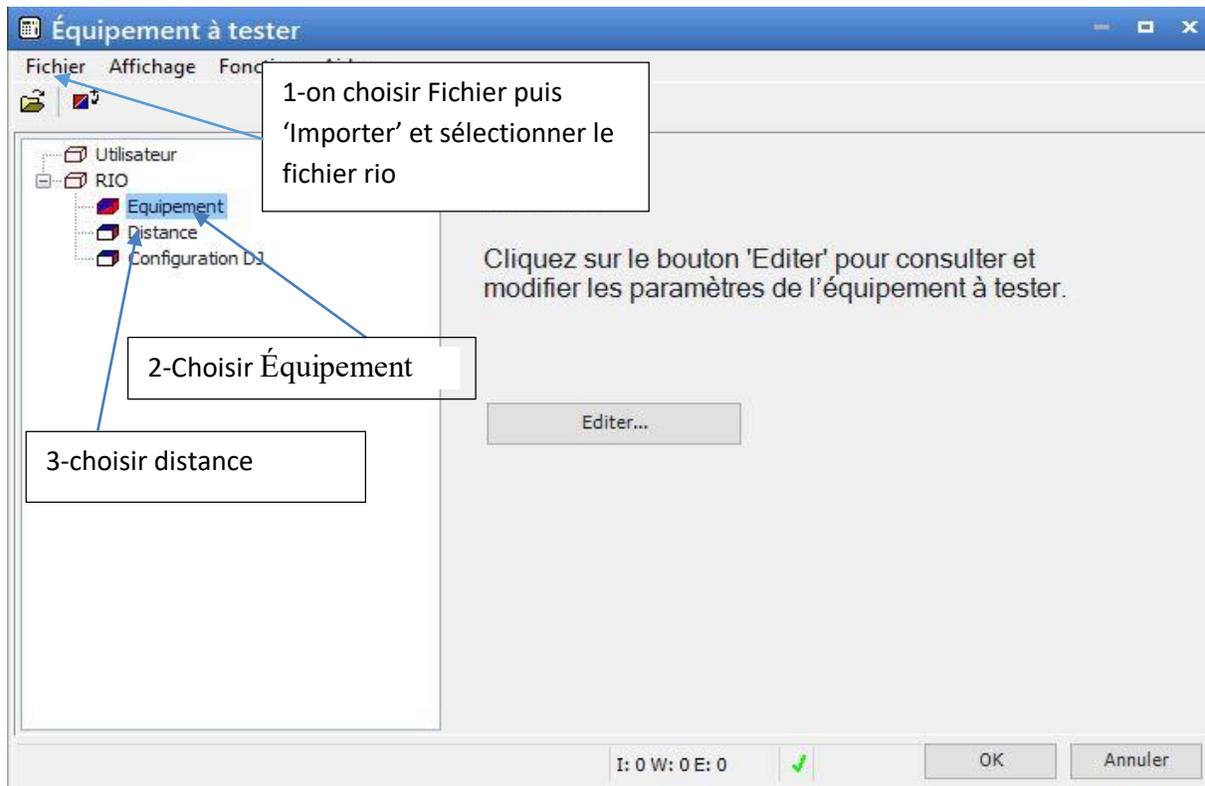


Fig.III.18: Interface de l'équipement à tester.

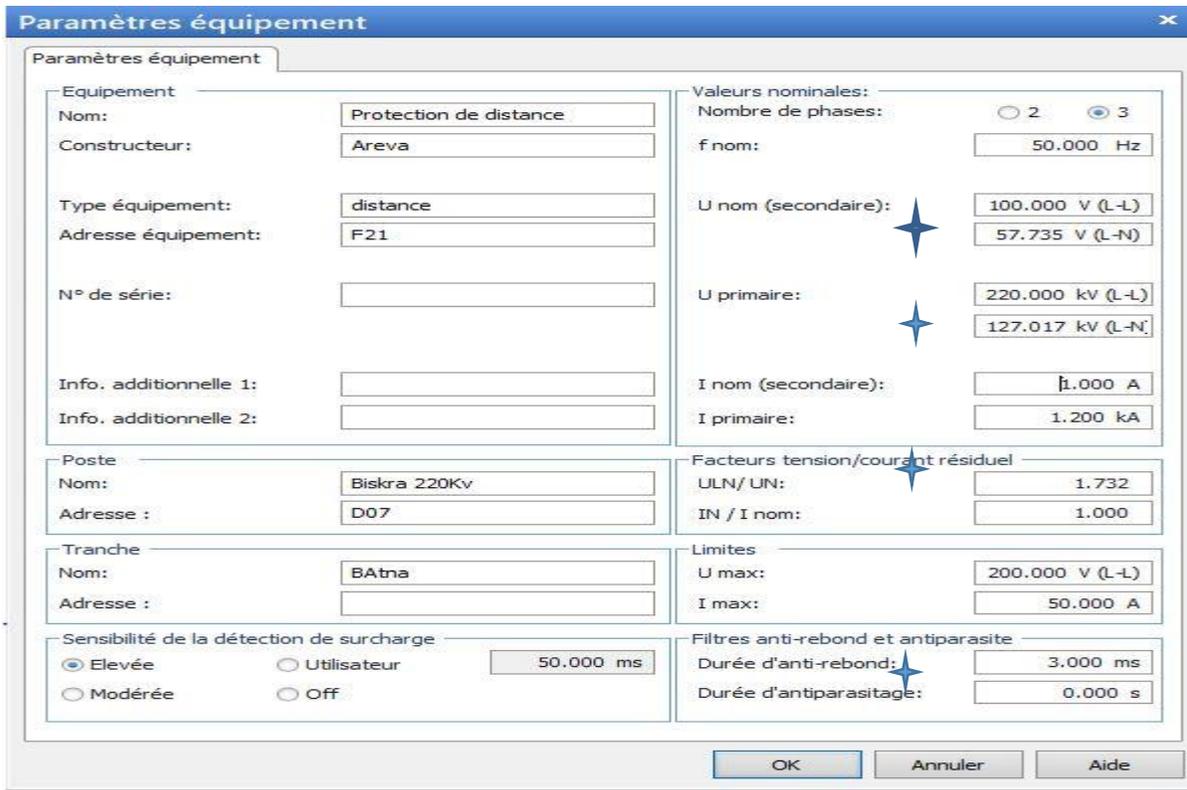


Fig.III.19: Interface des paramètres de l'équipement

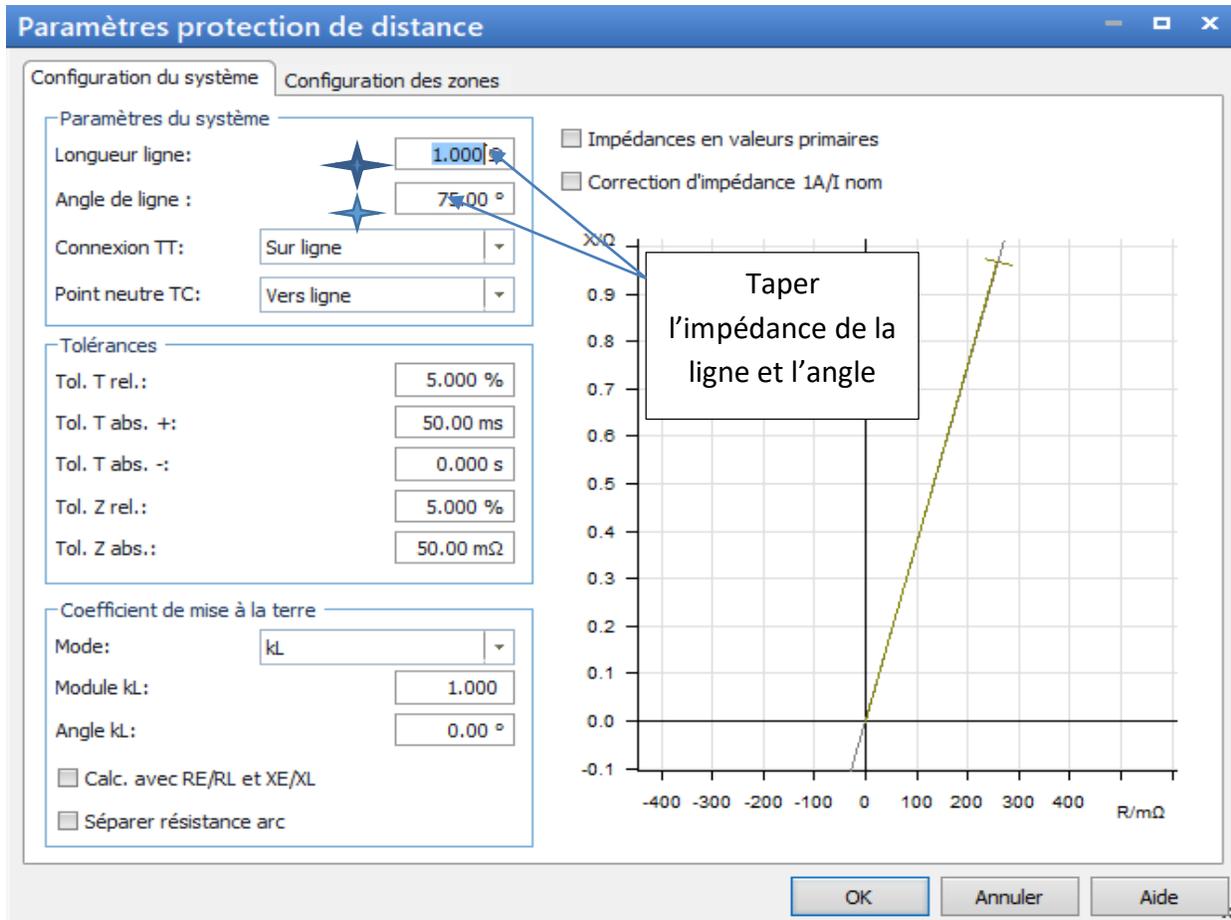


Fig.III.20 : Interface des paramètres de la protection de distance.

#### III.4 Principes de base des paramètres de protection de distance :

Dans notre étude, nous avons calculé les valeurs de réglage de protection pour le paramétrage de la protection à ces valeurs. Les paramètres de la ligne à protéger sont récapitulés dans le tableau III.2.

- Les données de la ligne :
- La fréquence nominale =50 Hz
- La longueur de la ligne = 101.3Km
- La tension nominale  $U_n = 100V$
- Le courant nominal  $I_n = 1A$

		X	R	Long	$X_{sec}$	$R_{sec}$	$Z_{sec}$	Ang
		$\Omega/\text{km}$	$\Omega/\text{km}$	km	$\Omega$	$\Omega$	$\Omega$	Deg
Biskra-Batna 220kv	$Z_d$	0.29	0.06	<b>101.3</b>	16.02	3.32	16.36	78.31
	$Z_0$	0.87	0.19		48.07	9.95	49.20	77.68
Batna-Ain Melila	$Z_d$	0.29	0.06	<b>50.3</b>	7.96	1.65	8.13	
	$Z_0$	0.87	0.19		23.87	5.21	24.43	

**Tabelau.III.3** : Fiche technique de la ligne à protéger

Les valeurs des impédances retenues pour les réglages sont :

Impédance directe ligne :

Z directe de la ligne

$$Z_d = r_d + jx_d = 0.06 + j0.29 \Omega/\text{km}$$

Impédance homopolaire ligne :

Z homopolaire de la ligne

$$Z_0 = r_0 + jx_0 = 0.19 + j0.87 \Omega/\text{km}$$

Le coefficient de terre ligne :

$$Kt = \frac{(z_0 - z_d)}{3Z_d} = \frac{(0.89 - 0.29)}{3 * 0.29} = 0.69$$

Note : Ces valeurs ( $Z_0, Z_d$ ) sont généralement données.

Impédance directe totale de ligne

$$Z_{d-HT} = R_{d-HT} + jX_{d-HT}$$

$$R_{d-HT} = Lx r_d (\Omega/\text{km})$$

$$X_{d-HT} = Lx x_d (\Omega/\text{km})$$

$$Z_{d-HT} = 6.08 + j30 \Omega$$

Kt : Facteur de terre (pour couvrir les défauts de terre)

$R_{d-HT}$  : Résistance direct total (HT) au primaire

$X_{d-HT}$  : Réactance direct total (HT) au primaire

$Z_{d-HT}$ : L'impédance directe totale (HT) au primaire

L : Longueur de la ligne.

Impédance homopolaire(HT) :

$$Z_{O-HT} = R_{O-HT} + jX_{O-HT}$$

$$R_{O-HT} = Lx r_o (\Omega/\text{km})$$

$$X_{O-HT} = Lxx_o (\Omega/\text{km})$$

$$Z_{O-HT} = 19.24 + j88.13 \Omega$$

$R_{O-HT}$  : Résistance homopolaire total (HT) au primaire

$X_{O-HT}$  : Réactance homopolaire total (HT) au primaire.

$Z_{O-HT}$ : L'impédance homopolaire totale (HT) au primaire.

L : Longueur de la ligne.

Résistance Arc et Résistance pylône :

$$R_{\text{arc-ph-ph}} = 2.73 \Omega$$

$$R_{\text{arc-ph-T}} = 4.09 \Omega$$

$$R_{\text{pylône}} = 8.18 \Omega$$

Les valeurs de résistance Arc et pylône sont des valeurs pratiques.

#### III.4.1 Paramètres de configuration de la Protection de distance :

Tous les paramètres permettant l'affichage des valeurs sur la protection suivent le déroulement du menu de la protection comme indiquer dans la documentation du constructeur.

Rapport tension :

$$K_u = 220000/100 = 2200$$

Rapport Transformateur de courant :

$$K_i = 1200/1A = 1200$$

Les résultats à programmer sur la protection ramenés en basse tension en divisant les grandeurs haute tension par le coefficient  $K_z$ .

Rapport de transformation :

$$K_z = K_i / K_u$$

$$K_z = 2200/1200 = 1.83$$

Avec :

Ku : Rapport de TP (TT)

Ki : Rapport de TC

Kz : Rapport de Transformation

#### III.4.2 Impédances cartésiennes(BT) :

$$R_{d-BT} = R_{d-HT} / Kz$$

$$X_{d-BT} = X_{d-HT} / Kz$$

$$R_{O-BT} = R_{O-HT} / Kz$$

$$X_{O-BT} = X_{O-HT} / Kz$$

$$Z_{BT} = Z_{HT} / Kz$$

$$Z_{d-BT} = 3.32 + j16.02 \Omega$$

$$|Z_{d-BT}| = 16.36 \Omega$$

$$Z_{O-BT} = 9.95 + j48.07 \Omega$$

$$|Z_{O-BT}| = 49.20 \Omega$$

#### III.4.3 Facteur de compensation homopolaire :

Le facteur de compensation homopolaire est calculé par l'expression suivante :

$$K0 = \frac{\sqrt{(R_o - R_d)^2 + (X_o - X_d)^2}}{3Z_{d1}}$$

Note : utilisé les valeurs cartésiennes (BT)

K0 : Facteur de compensation homopolaire

#### III.4.4 Calcul de d'impédance de chaque zone :

Première zone :

$$Z1 = 0.8 \times Z_{d-BT} = 0.8 \times 16.36 = 13.09 \Omega$$

Deuxième zone :

$$Z2 = Z_{d-BT} + 20\% Z_{d-BT} = Z_{d-BT} + (0.2 \times Z_{d-BT}) = 16.36 + (0.2 \times 16.36) = 19.64 \Omega$$

Troisième zone :

$$Z3 = Z_{d-BT} + 40\% Z_{d-BT} = Z_{d-BT} + (0.4 \times Z_{d-BT}) = 16.36 + (0.4 \times 16.36) = 22.91 \Omega$$

Quatrième zone :

$$Z4 = 40\% Z_{d-BT} = 0.4 \times 16.36 = 6.55 \Omega$$

Les impédances des zones calculées sont récapitulées dans le tableau.III.4

	Zone 1Aval	Zone2Aval	Zone 3Aval	Zone 4Amont
$Z_d(\Omega)$	13.09	19.64	22.91	6.55
$R_{Ph}(\Omega)$	28.0	28.0	28.0	28.0
$R_G(\Omega)$	35.0	35.0	35.0	35.0
Comp.r.s KZ	0.67	0.67	0.67	0.67
ArgKZ ( ° )	-0.94	-0.94	-0.94	-0.94
t(s)	0	0.3	1.5	2.5

**Tableau.III.4** : Les valeurs des impédances de différentes zones.

Avec :

$R_{d-BT}$ : La résistance directe au secondaire

$X_{d-BT}$  : La réactance directe au secondaire

$R_{O-BT}$ : La résistance homopolaire au secondaire

$X_{O-BT}$ : La réactance homopolaire au secondaire

#### III.4.5 Paramètres de surveillance pour la protection de distance :

- Réglage des zones de mesure :

##### Réglage des zones :

Le réglage adopté selon GRTE est comme suit :

Zone1 : 80% de Z Ligne

Zone2 : 100% de Z Ligne+20% Z Ligne Adjacente

Zone3 :100% de Z Ligne+40% Z Ligne Adjacente

Zone4 : 40% de Z Ligne

##### Réglages des Temporisations pour la protection de distance :

- Temporisation du 1<sup>er</sup> stade :

Selon GRTE, les premiers stades des protections distance sont instantanés

$T_1 = 0$  s

- Temporisation du 2<sup>ème</sup> stade :

Selon GRTE, nous allons adopter :

$T_2 = 0,3$ s

- Temporisation du 3<sup>ème</sup> stade :

Selon GRTE, le troisième échelon de temporisation T3 sera choisi égale à 1.5 secondes

Soit :

$$T3 = 1,5 \text{ s}$$

- Temporisation de la mise en route :

Selon GRTE, l'échelon de temporisation de mise en route est égale à 2.5 secondes soit :

$$TMR = 2.5 \text{ s.}$$

### III.5 Les tests de simulation

#### Pour un défaut Phase terre (monophasé)

- Première zone

Paramètre :

Type défaut :	L2-E	Phi :	78,30 °
Z   :	9,152 $\Omega$	X :	8,962 $\Omega$
R :	1,856 $\Omega$	% sur :	
%:	n/a		
I Test	2,000 A		

Résultats :

t réel :	25,40 ms	Evaluation :	Réussi
t théorique :	0,000 s		

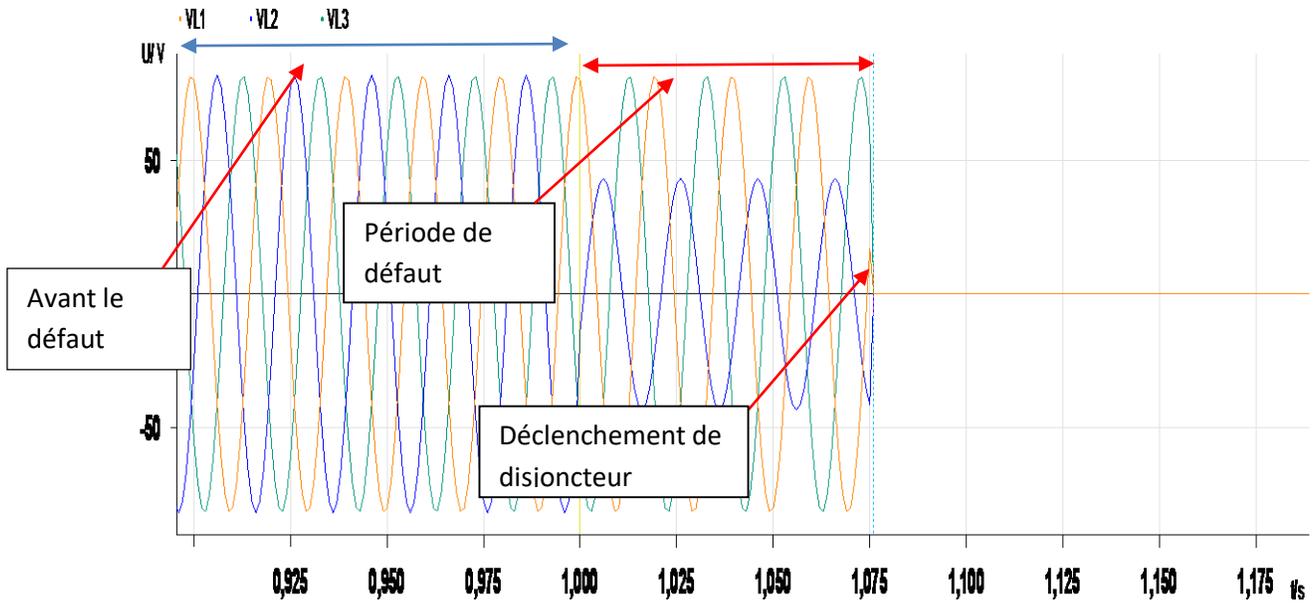


Fig.III.21 : Les trois phases de tension

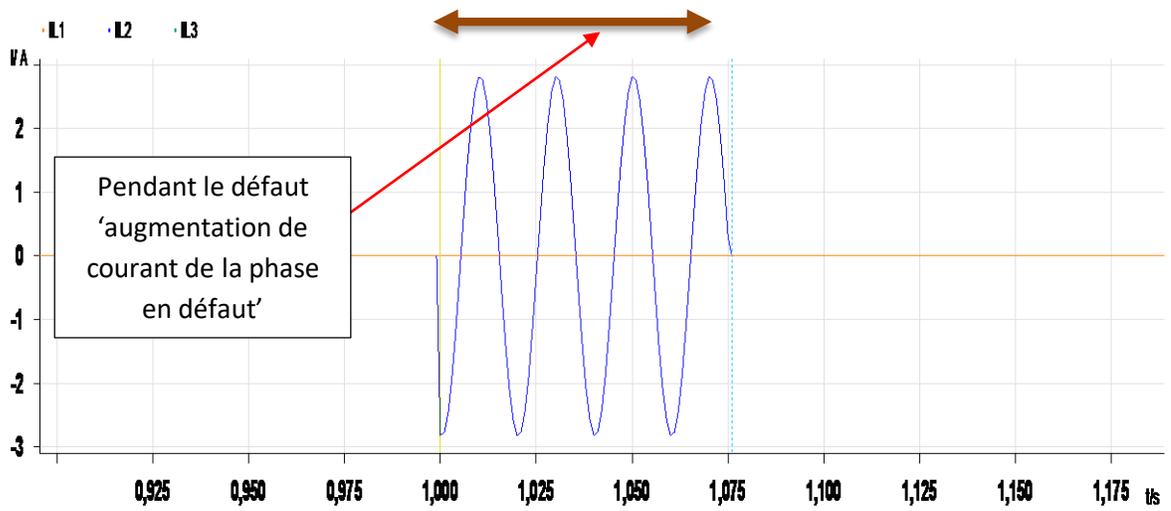


Fig.III.22 : Courants de la phase en défaut

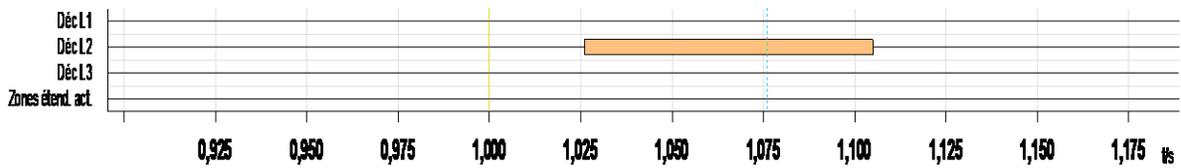
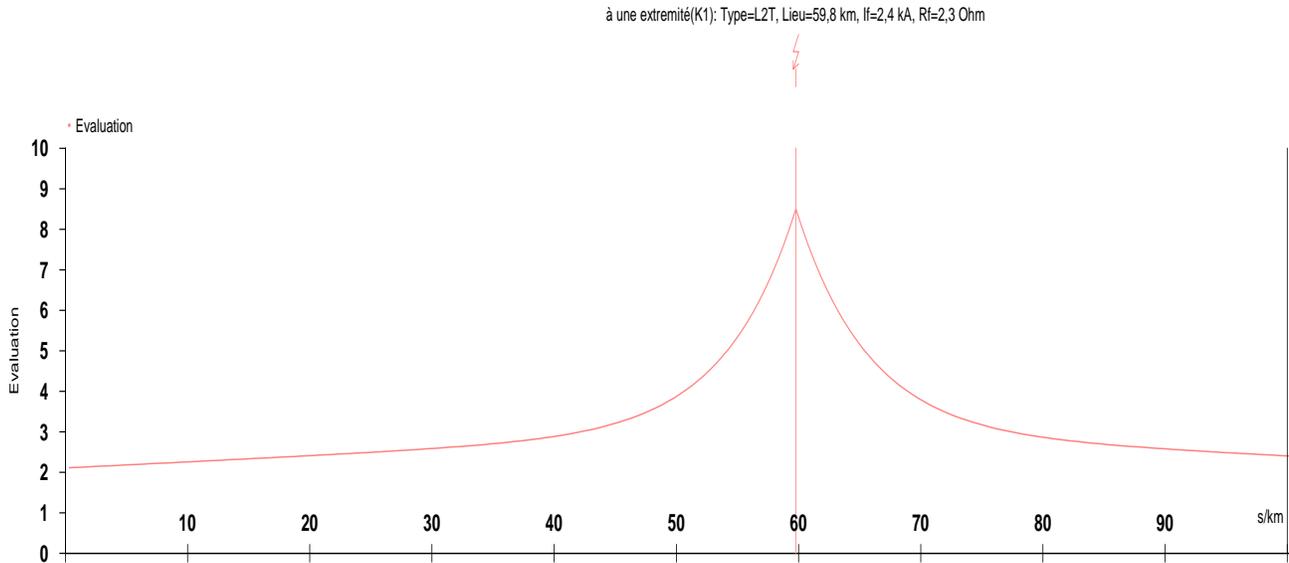


Fig.III.23 : Impulsion pour l'ouverture du disjoncteur



**Fig.III.24** : Localisation de défaut avec la protection

- **Deuxième zone :**

Type défaut : L2-L3

$|Z|$  : 18,79  $\Omega$

Phi : 78,30 °

R : 3,810  $\Omega$

X : 18,40  $\Omega$

I<sub>Test</sub> : 2,000 A

Résultats :

t réel : 310.5 ms

I théorique : 300 ms

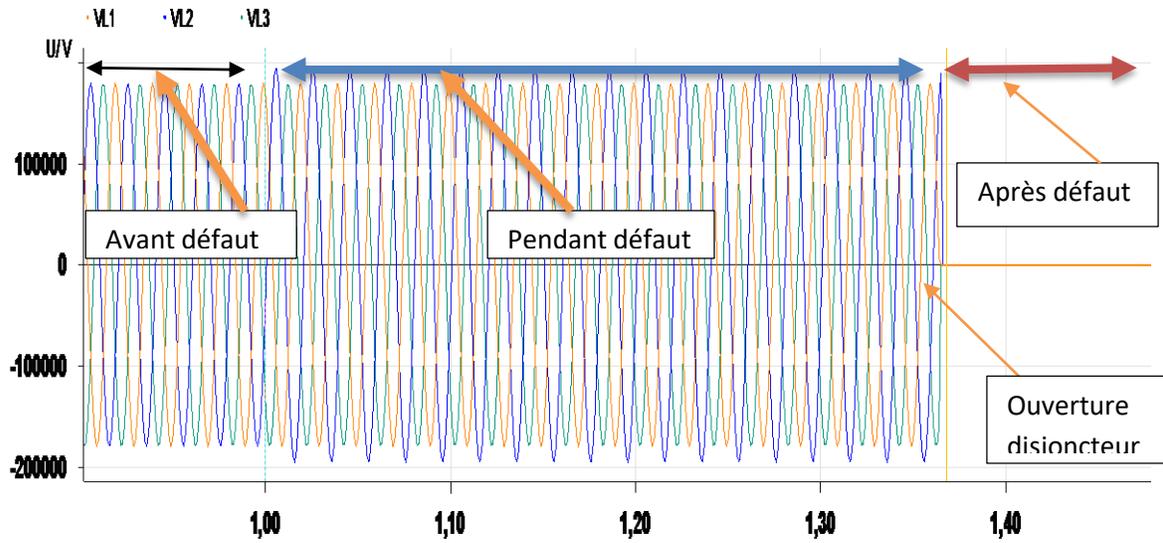


Fig.III.24 : Les phases de tension

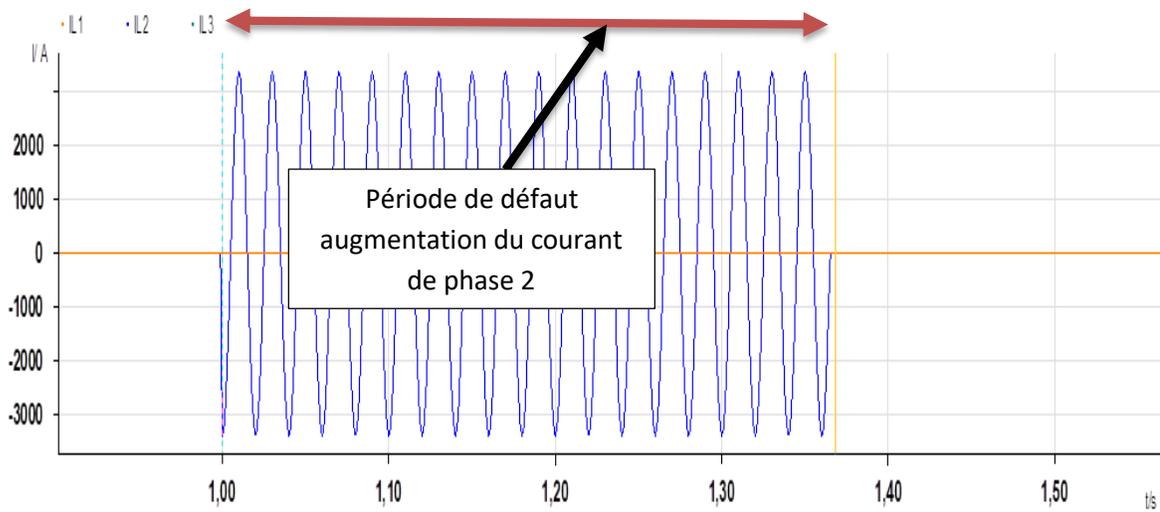


Fig.III.25 : Courant de la phase en défaut

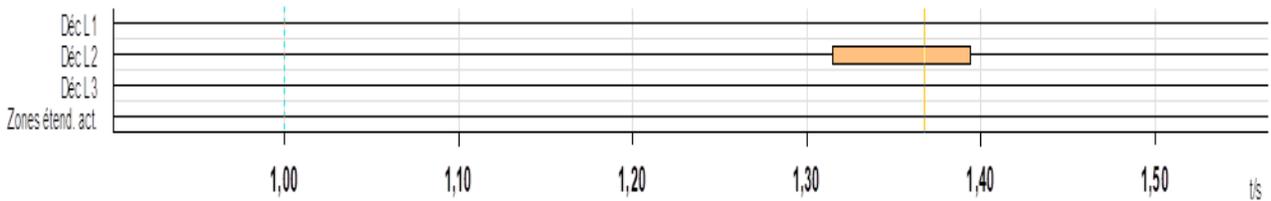


Fig.III.26 : Impulsion pour l'ouverture du disjoncteur

- **Troisième zone :**

Type défaut : L1-E

| Z | : 21,17  $\Omega$

Phi : 78,30 °

R : 4,292  $\Omega$

X : 20,73  $\Omega$

% : n/a

% sur :

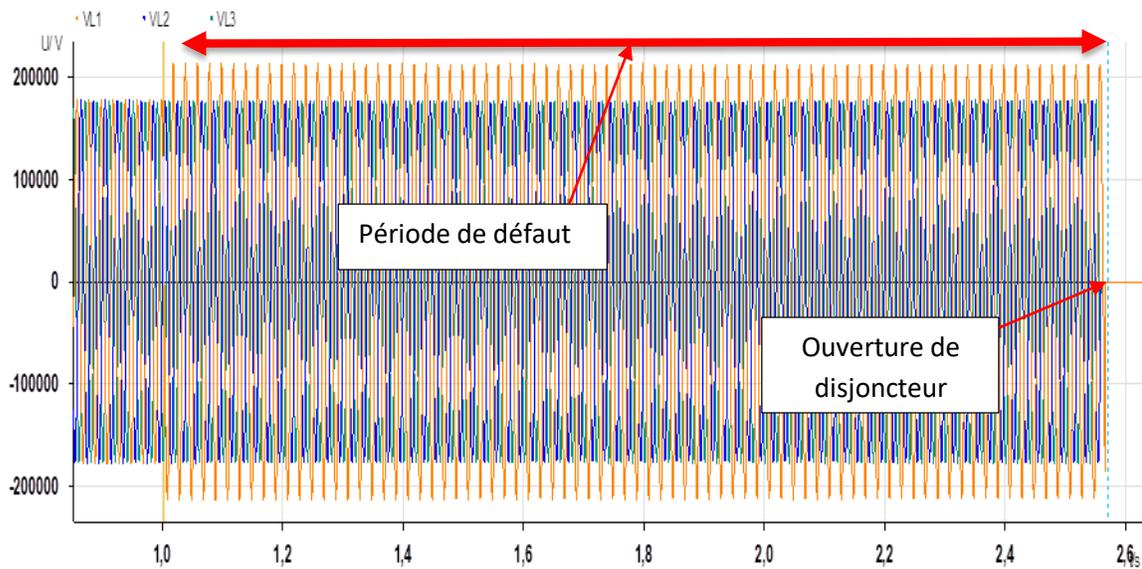
I<sub>Test</sub> : 1,960 A

Résultats :

t réel : 1,509 s

Evaluation : Réussi

t théorique : 1,500 s



**Fig.III.28:** Les trois phases de tension

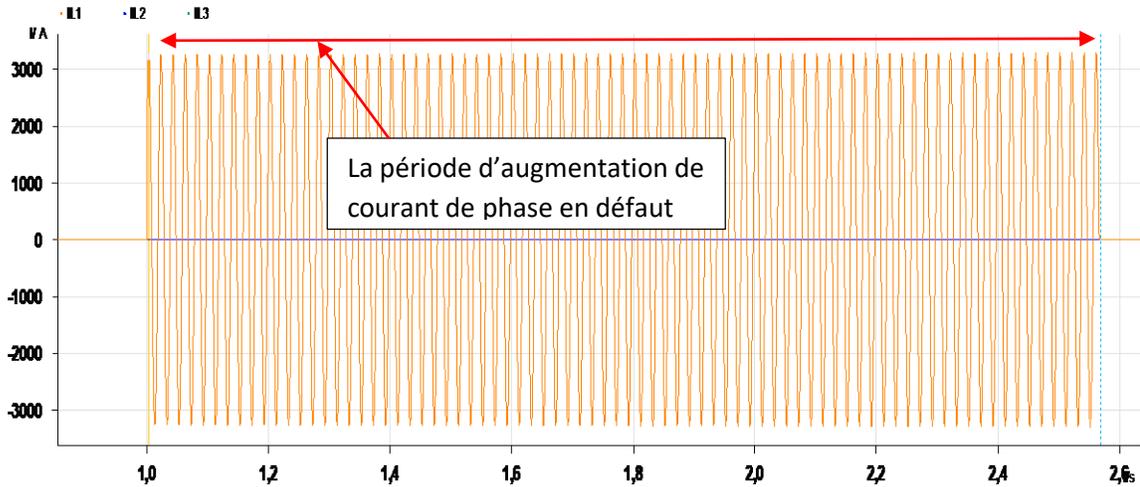


Fig.III.29 : Les trois phases de courant



Fig.III.30: Impulsion pour l'ouverture du disjoncteur

• Quatrième zone :

Paramètre :

Type défaut : L1-E

| Z | : 4,000  $\Omega$       Phi : -101,70 °

R : -811,1 m $\Omega$       X : -3,917  $\Omega$

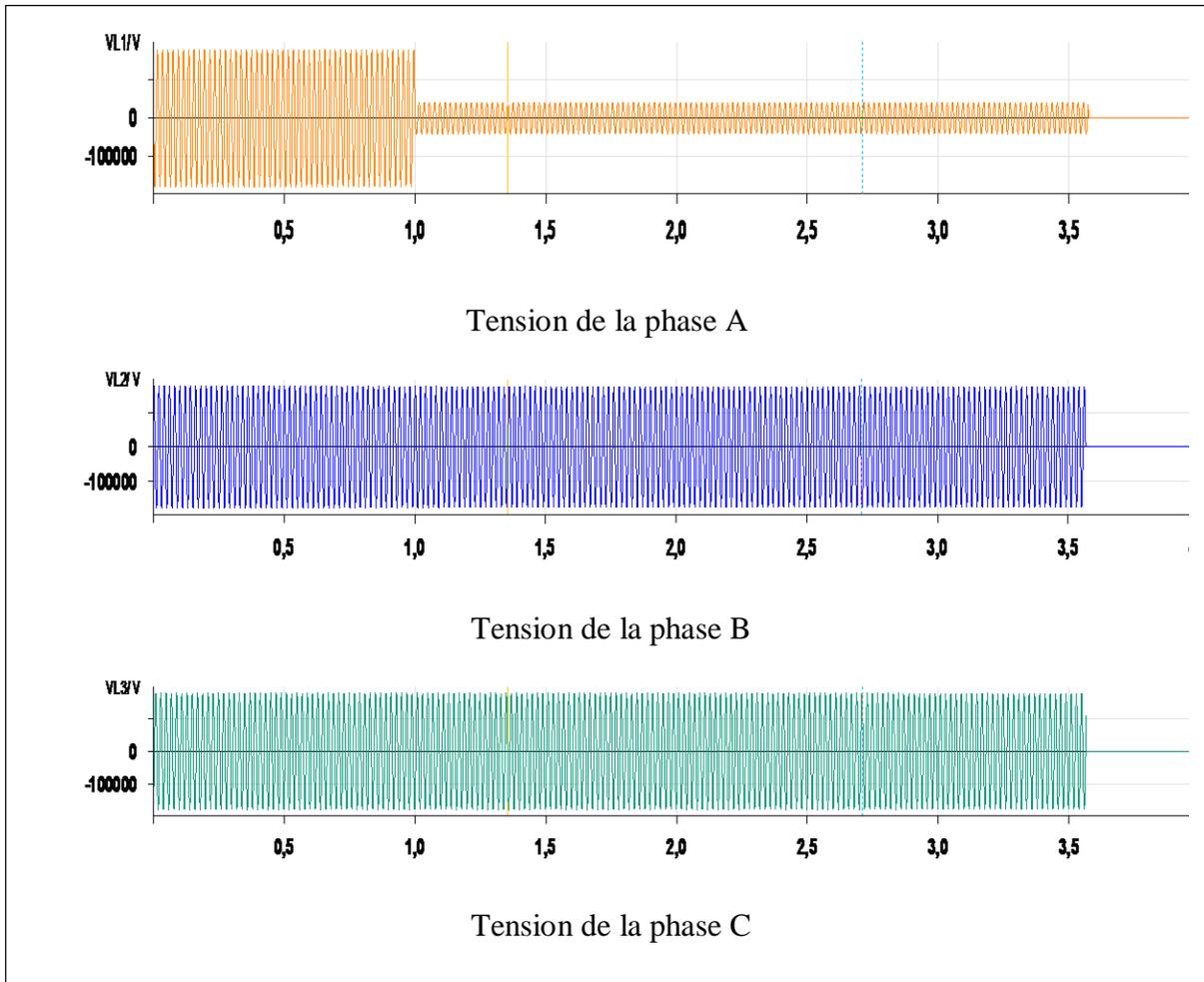
% : n/a      % sur :

ITest : 2,000 A

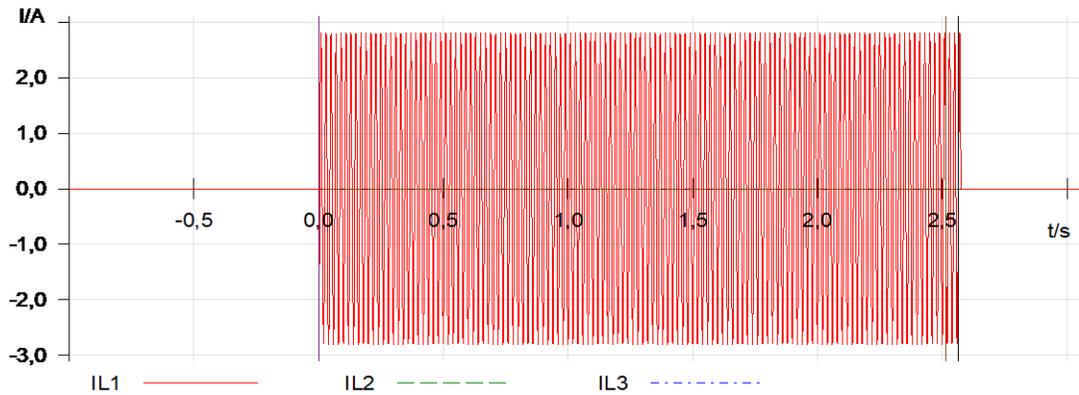
Résultats :

t réel : 2,516 s      Evaluation : Réussi

t théorique : 2,500 s



**Fig.III.31** : Les trois phases de tension



**Fig.III.32** : Les trois phases de courant

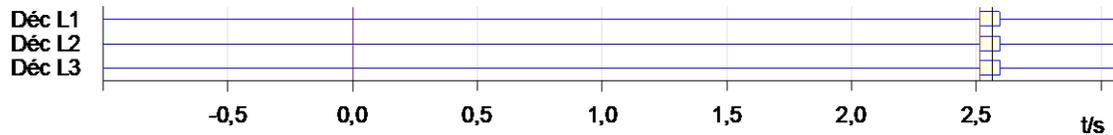


Fig.III.33 : Impulsion pour l'ouverture du disjoncteur

#### Interprétation :

- ✓ La tension diminuée (figure.III.20, 24, 27,30) et le courant augmenté (figure.III.21, 25, 28,31) pour la phase en défaut.
- ✓ Le temps de déclenchement mesuré est plus proche à la valeur théorique.
- ✓ Pour le défaut monophasé dans la zone 1 et 2, le disjoncteur déclenche et réenclenche seulement pour la phase en défaut, mais dans la zone 3 et 4 le disjoncteur déclenche définitivement pour les trois phases.

#### ❖ Pour un défaut biphasé :

**Première zone** : ce test est dédié à vérifier l'efficacité de la protection au voisinage de la première zone. Les résultats de test pour le défaut biphasé sont présentés dans le rapport suivant :

#### Paramètres :

Type défaut :	L2-L3		
Z   :	9,152 $\Omega$	Phi :	78,30 °
R :	1,856 $\Omega$	X:	8,962 $\Omega$
%:	n/a	% sur :	
I <sub>Test</sub>	2,000 A		

#### Résultats :

t réel : 22,00 ms                      Evaluation : Réussi

T théorique : 0,000 s

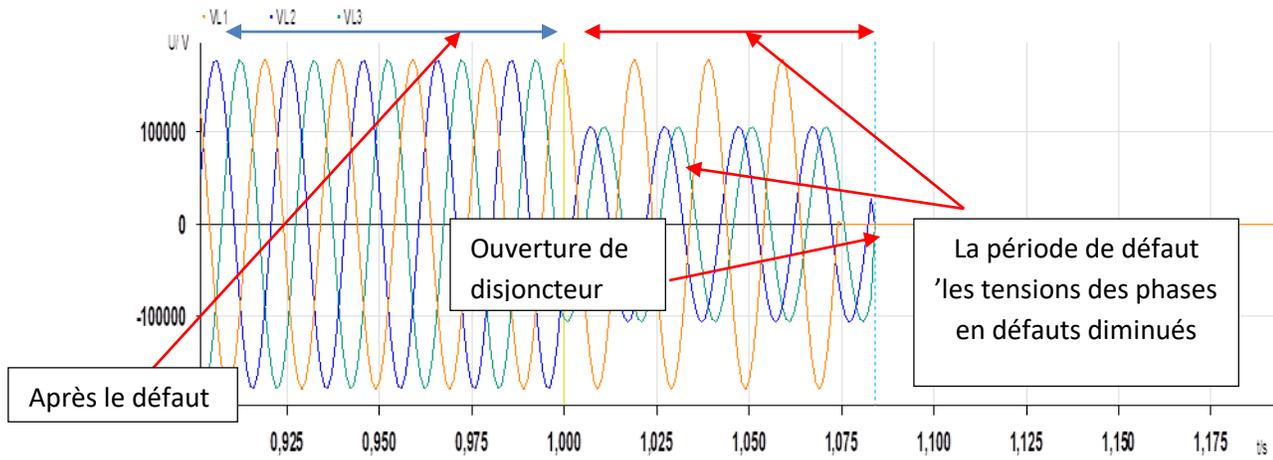


Fig.III.34 : Les phases de tension

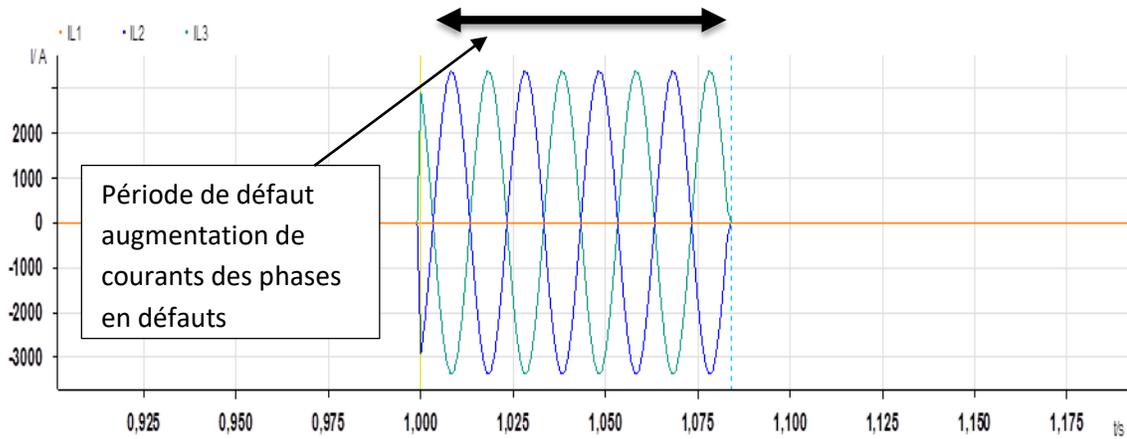


Fig.III.35 : Les trois Phases de courant

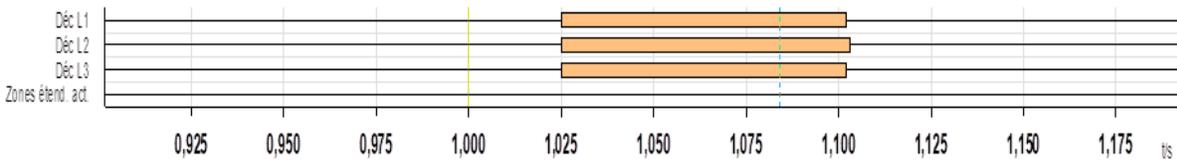


Fig.III.36 : Impulsion pour l'ouverture du disjoncteur

**Deuxième zone :**

Type défaut : L2-L3

| Z | : 18,79 Ω

R : 3,810 Ω

I<sub>Test</sub> : 2,000 A

Phi : 78,30 °

X : 18,40 Ω

Résultats :

t réel : 316,5 ms

I théorique 300 ms

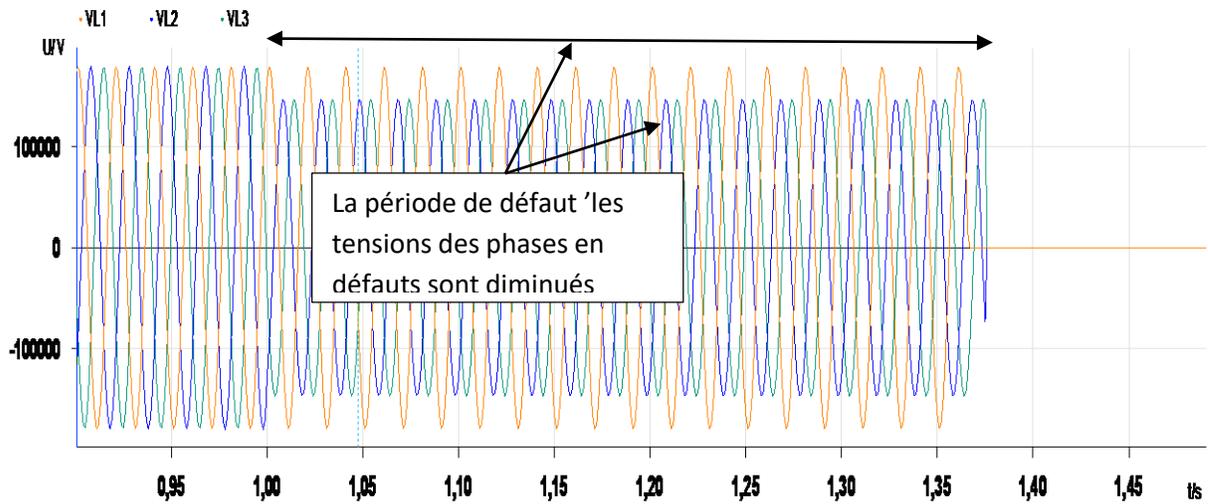


Fig.III.37 : Les trois phases de tension

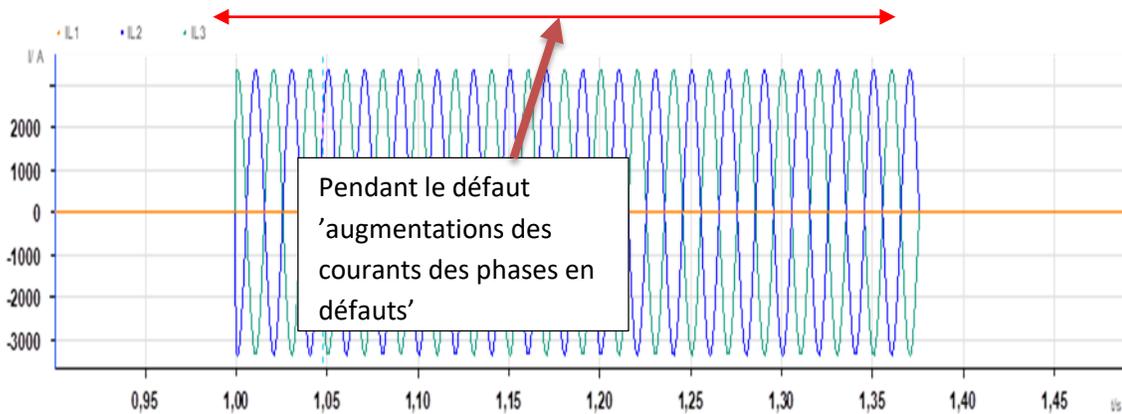


Fig. III.38 : Les trois phases de courant

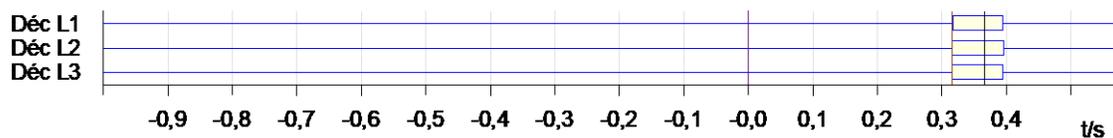


Fig.III.39 : Impulsion pour l'ouverture du disjoncteur

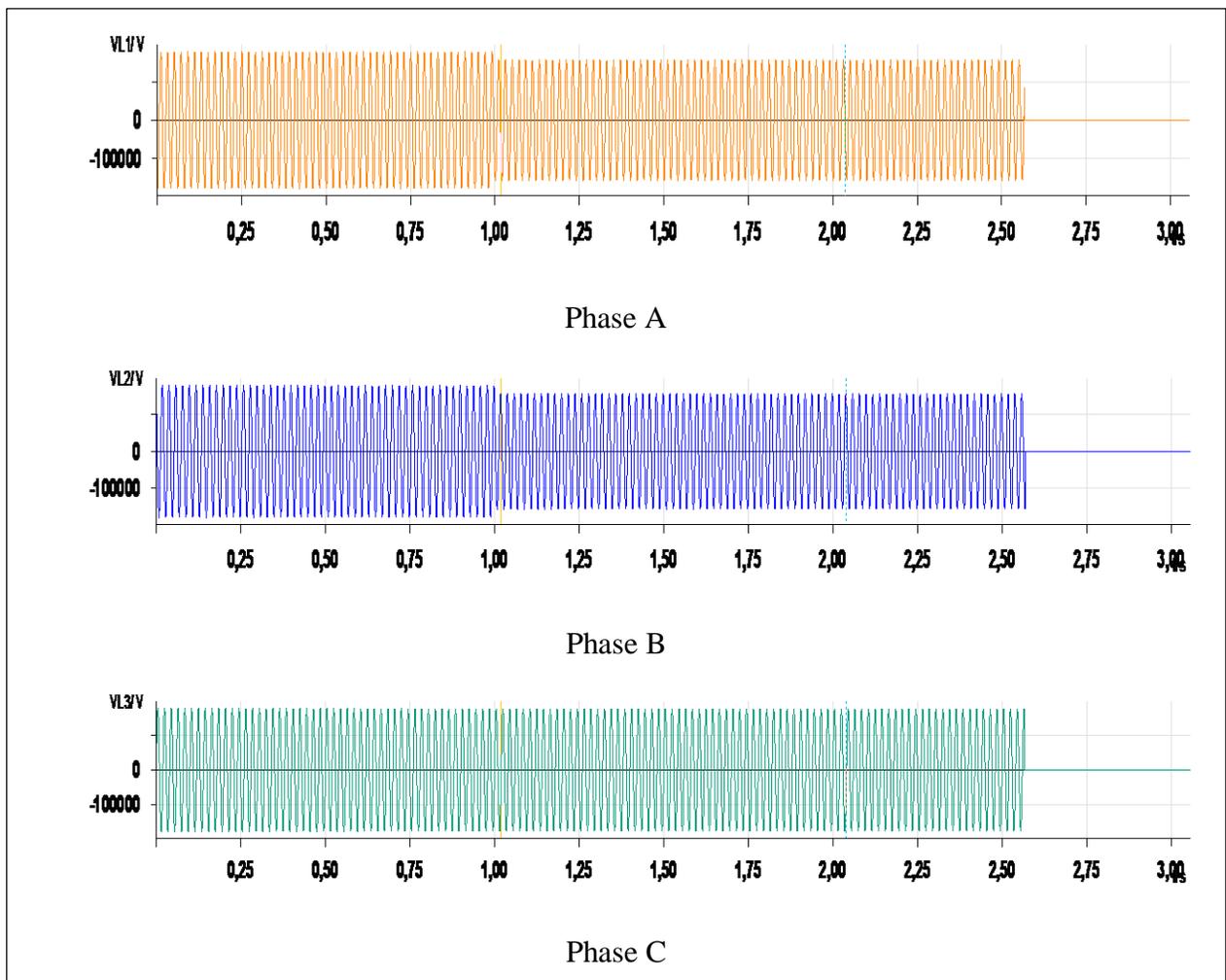
**Troisième zone :**

Paramètre :

Type défaut :	L1-L2		
$ Z $ :	21,17 $\Omega$	Phi :	78,30 °
R :	4,292 $\Omega$	X :	20,73 $\Omega$
% :	n/a	% sur :	
I <sub>Test</sub>	2,000 A		

Résultats :

t réel :	1,520 s	Evaluation :	Réussi
t théorique :	1,500 s		

**Fig.III.40** : Les trois phases de tension

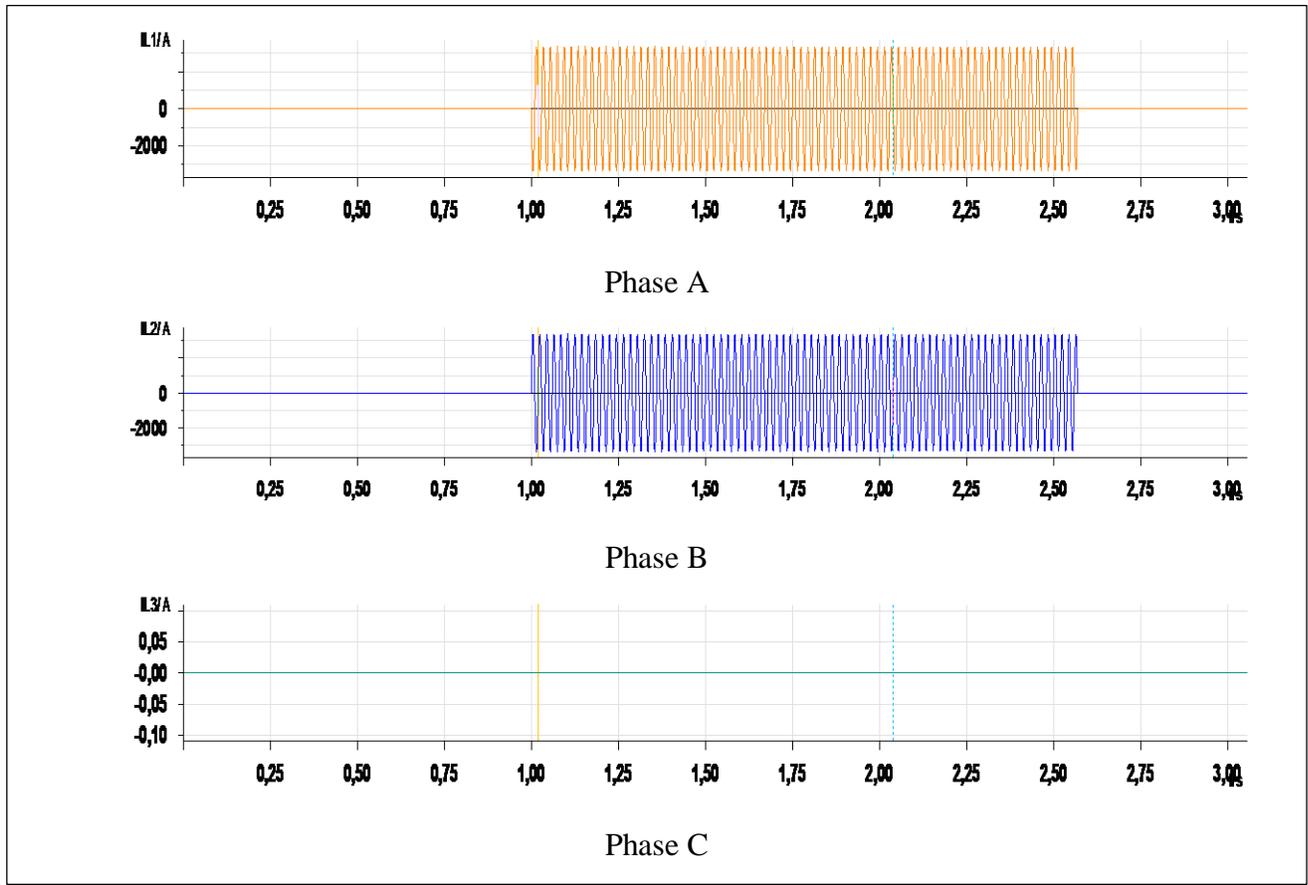


Fig.III.41 : Les trois phases de courant



Fig.III.42 : Impulsion pour l'ouverture du disjoncteur

**Quatrième zone :**

Paramètre :

Type défaut :	L3-L1		
Z   :	2,030 Ω	Phi :	-101,70 °
R :	-411,7 mΩ	X :	-1,988 Ω
%:	n/a	% sur :	
ITest	2,000 A		

Résultats :

t réel : 2,518 s

Evaluation :

Réussi

t théorique : 2,500 s

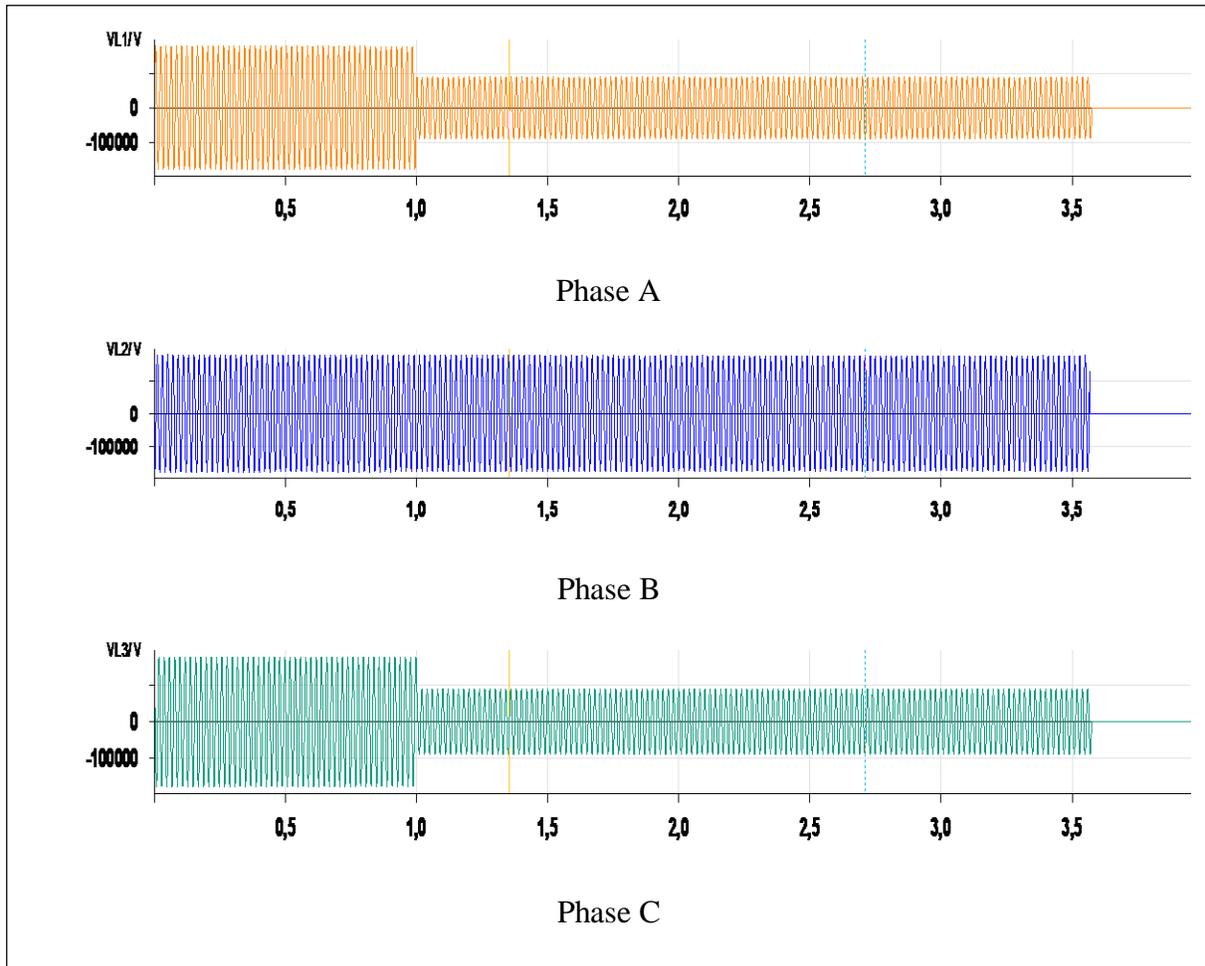


Fig.III.43 : Les trois phases de tension

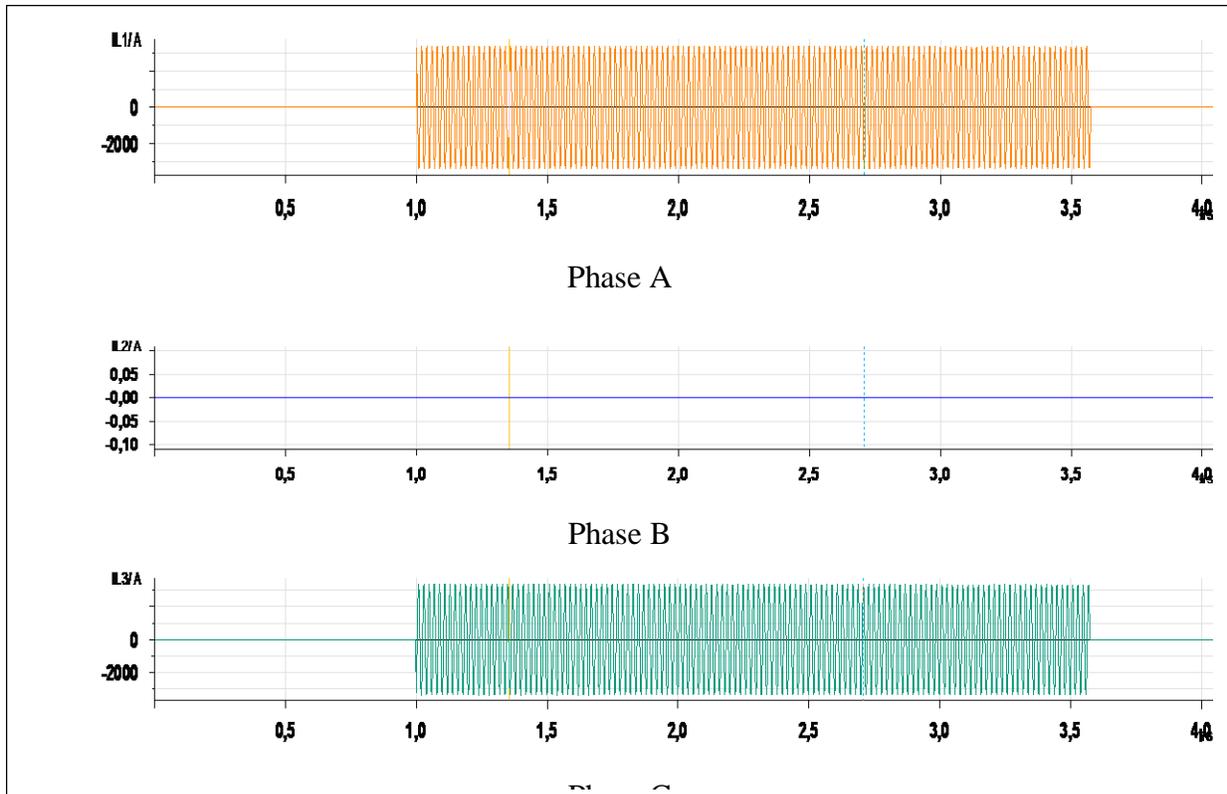


Fig.III.44 : Les trois phases de courant

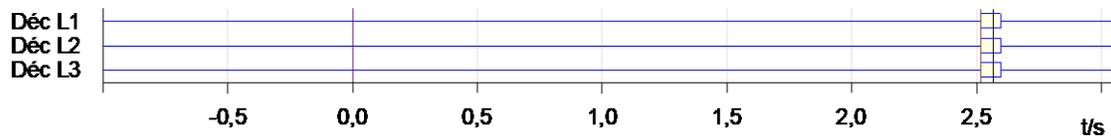


Fig.III.45 : Impulsion pour l'ouverture du disjoncteur

**Interprétation :**

Pour tous les défauts la tension diminue (figure.III.33, 36, 39,42) et le courant augmente (figure.III.34, 37, 40,43) pour les phases en défaut.

Pour le défaut biphasé dans les zones (1, 2, 3,4), le disjoncteur déclenche définitivement et complètement.

**Pour un défaut triphasé**

Ce test est dédié à vérifier l'efficacité de la protection au voisinage des quatre zones de protection. Les résultats de test pour le défaut triphasé symétrique sont présentés dans le rapport suivant :

**Première zone :** La réaction de la protection de distance relative à la première zone est présentée dans le rapport suivant :

Paramètres :

Type défaut : L1-L2-L3

$|Z|$  : 8,000  $\Omega$

Phi : 78,30 °

R : 1,622  $\Omega$

X : 7,834  $\Omega$

%: n/a

% sur :

I<sub>Test</sub> 2,000 A

Résultats :

t réel : 22,90 ms

Evaluation : Réussi

I théorique 0.0s

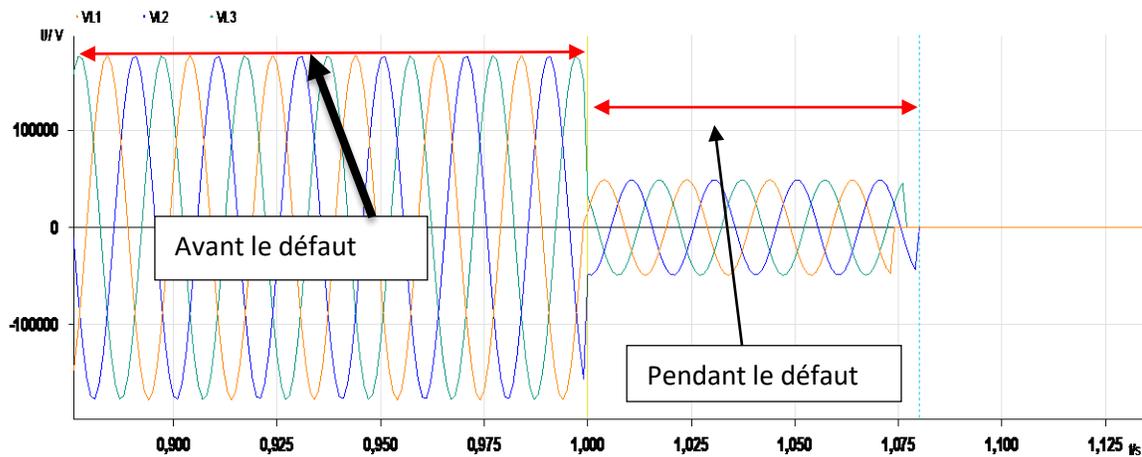


Fig.III.46 : Les trois phases de tension

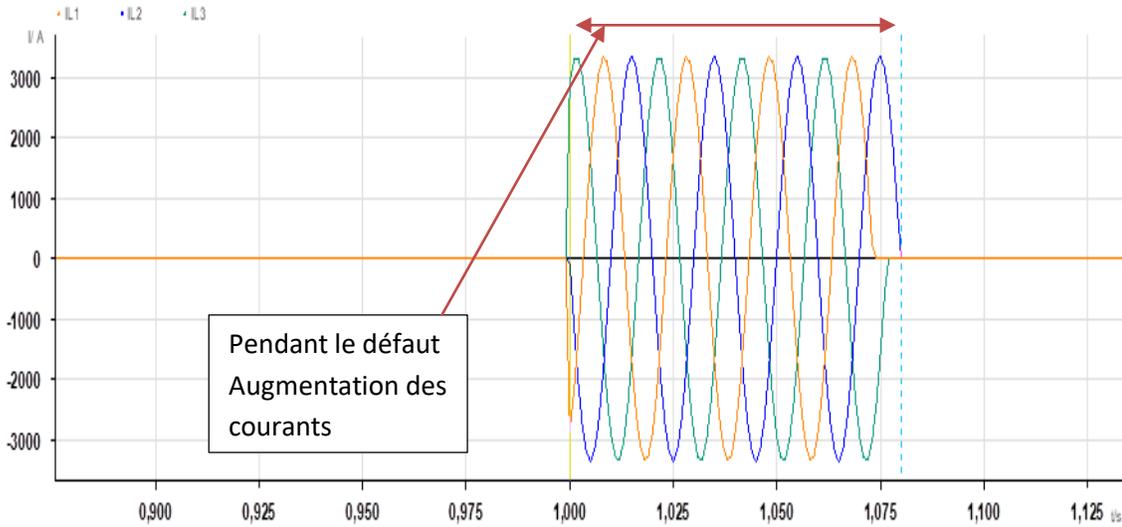


Fig.III.47 : Les trois phases de courant

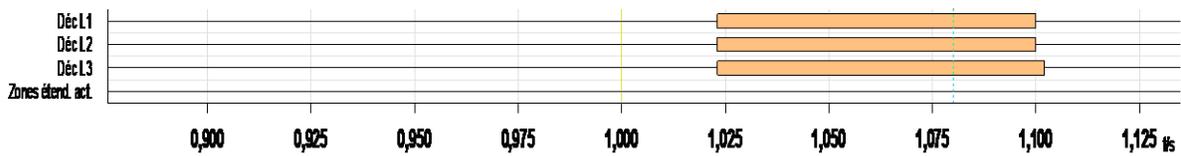


Fig.III.48 : Impulsion pour l'ouverture du disjoncteur

La réaction de la protection de distance relative à la deuxième zone est présentée dans le rapport suivant :

Paramètre :

Type défaut :	L1-L2-L3		
Z   :	17,78 Ω	Phi :	78,30 °
R :	3,606 Ω	X :	17,41 Ω
% :	n/a	% sur :	
I <sub>Test</sub>	2,000 A		

Résultats :

t réel :	315,1 ms	Evaluation :	Réussi
t théorique :	0,300 s		

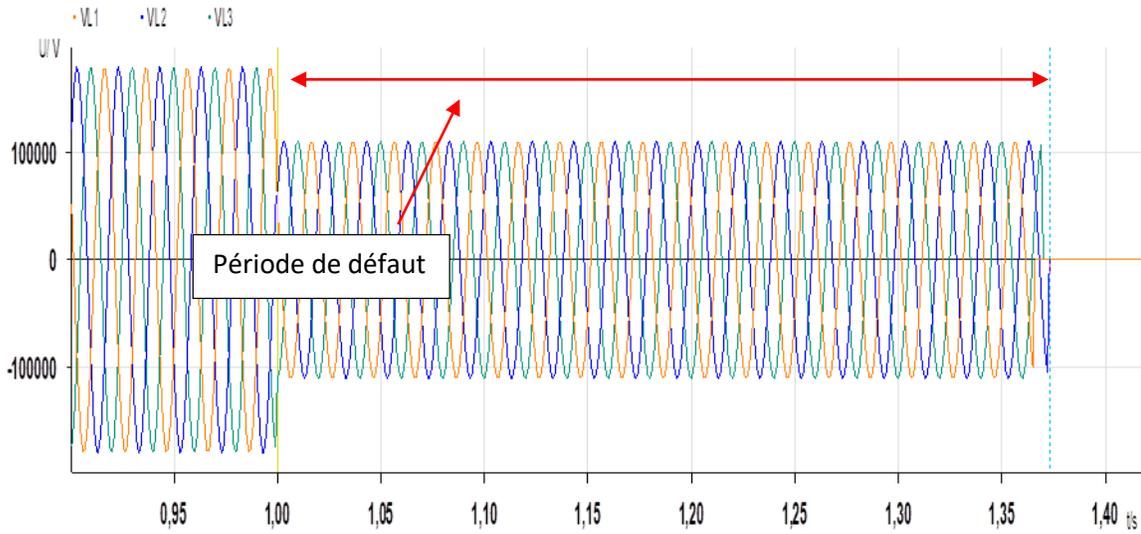


Fig.III.49 : Les trois phases de tension

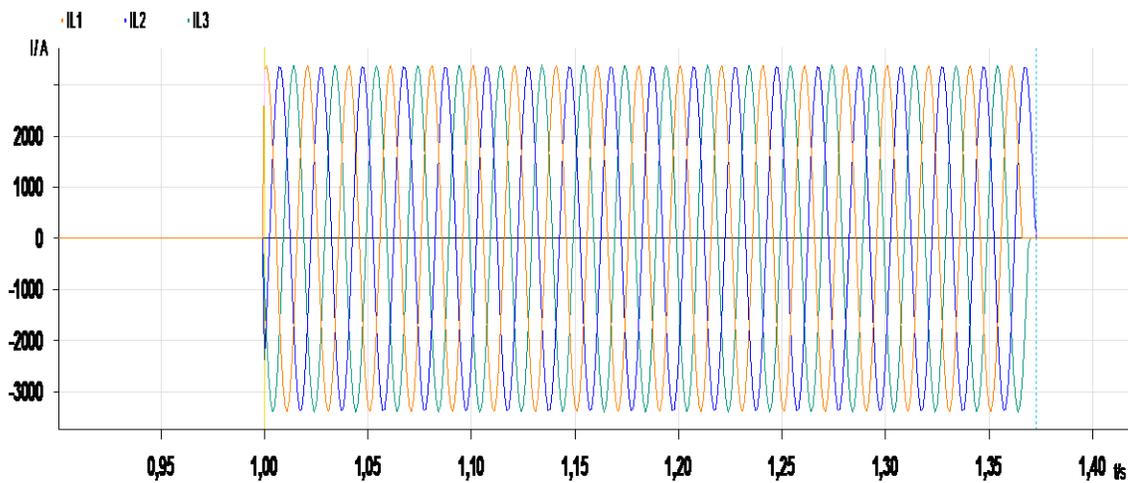


Fig.III.50 : Les trois phases de courant

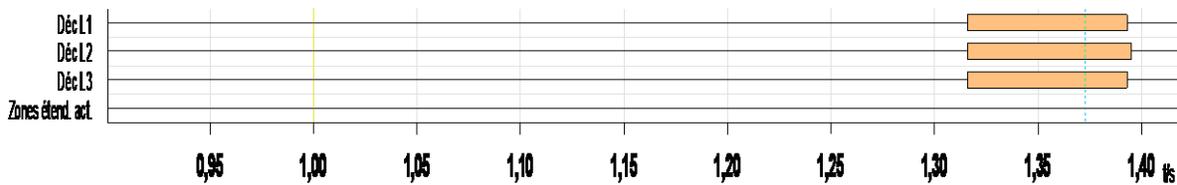


Fig.III.51 : Impulsion pour l'ouverture du disjoncteur

**Troisième zone :** La réaction de la protection de distance relative à la troisième zone est présentée dans le rapport suivant :

Paramètres :

Type défaut : L1-L2-L3

$|Z|$  : 21,17  $\Omega$

Phi : 78,30 °

R : 4,292  $\Omega$

X : 20,73  $\Omega$

I<sub>Test</sub> : 2.000A

Résultats :

t réel : 1,508 s

Evaluation : Réussi

t théorique : 1,500 s

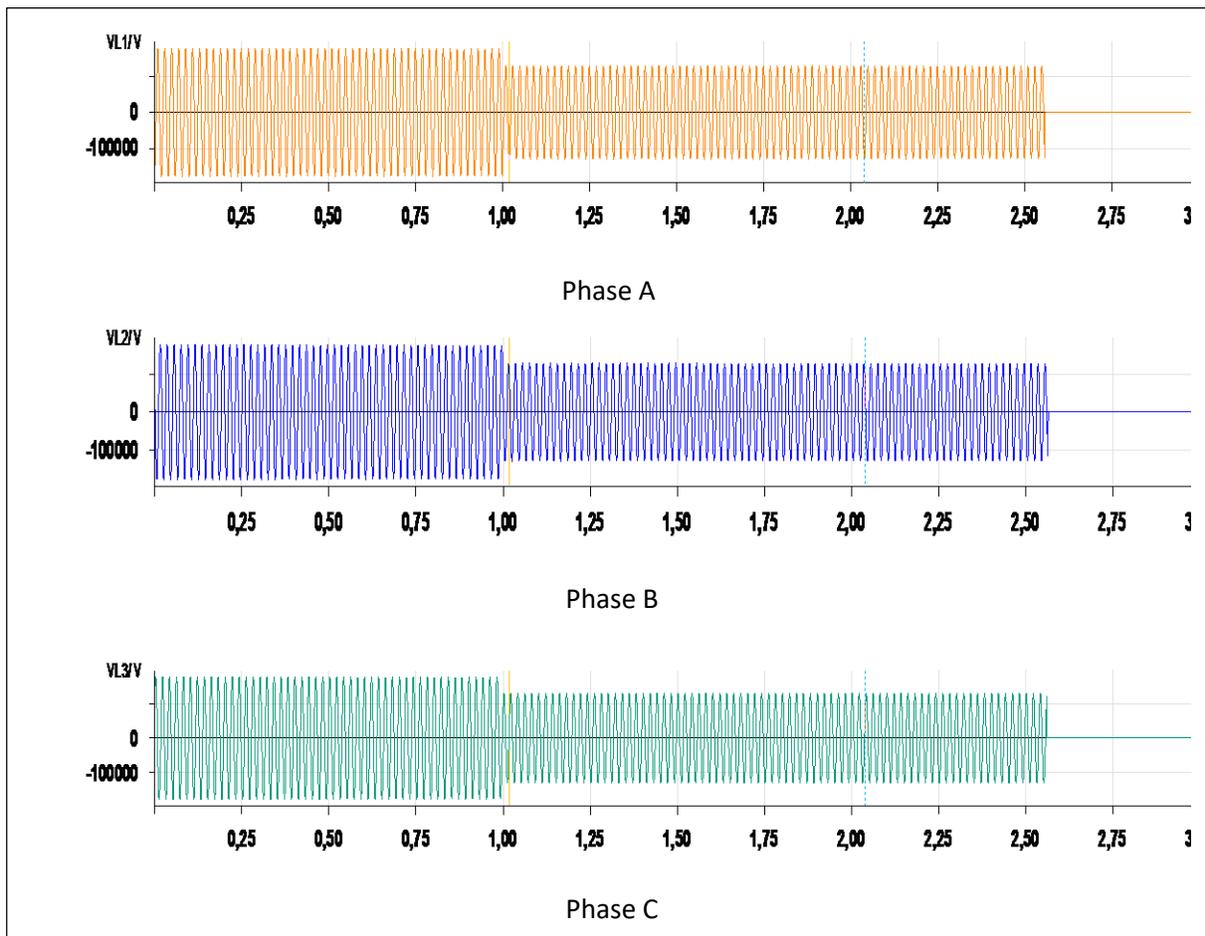


Fig.III.52 : Les trois phases de tension

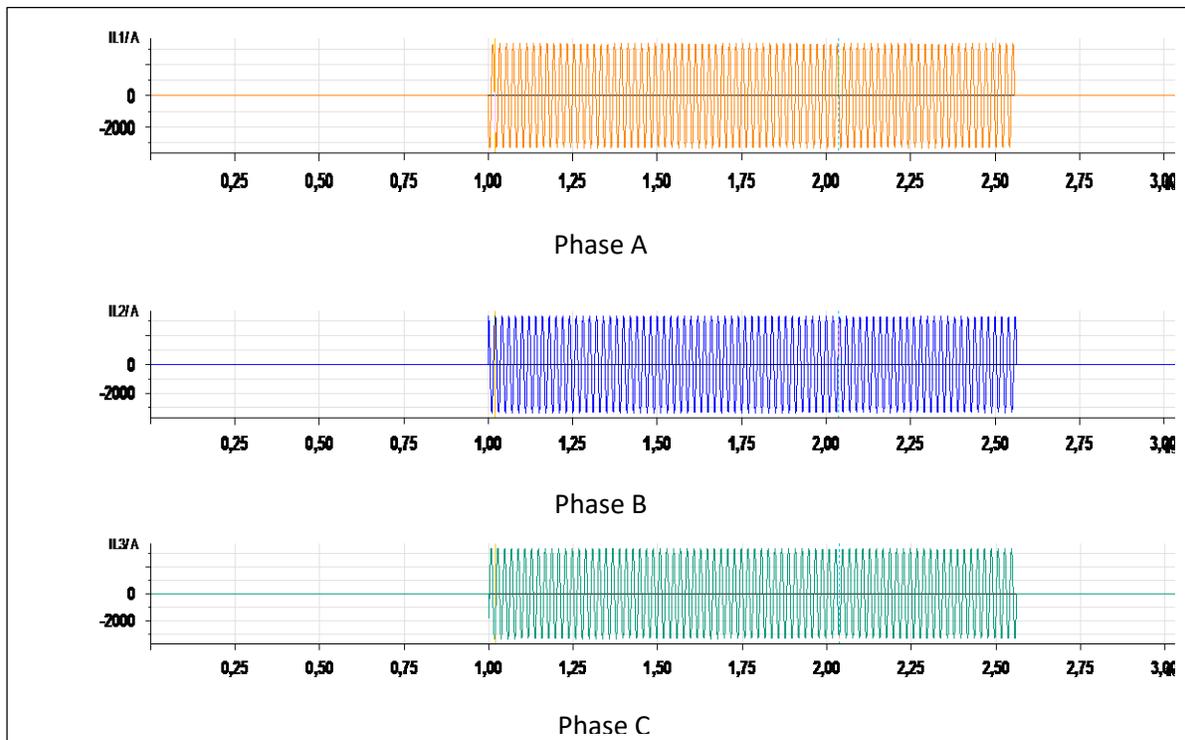


Fig.III.53 : Les trois phases de courant

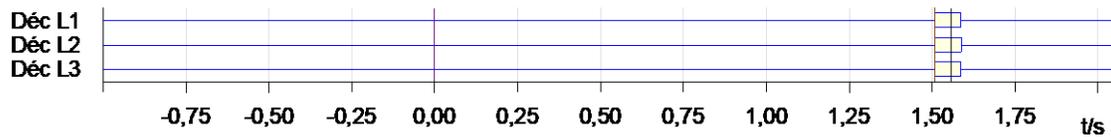


Fig.III.54 : Impulsion pour l'ouverture du disjoncteur

**Quatrième zone :** La réaction de la protection de distance relative à la quatrième zone est présentée dans le rapport suivant :

Paramètres:

Type défaut :	L1-L2-L3		
Z   :	15,26 $\Omega$	Phi :	-157,94 °
R:	-14,14 $\Omega$	X:	-5,731 $\Omega$
%:	n/a	% sur:	
I <sub>Test</sub>	2,000 A		

Résultats :

t réel :	non décl.	Evaluation :	Réussi
t théorique :	2,500 s		

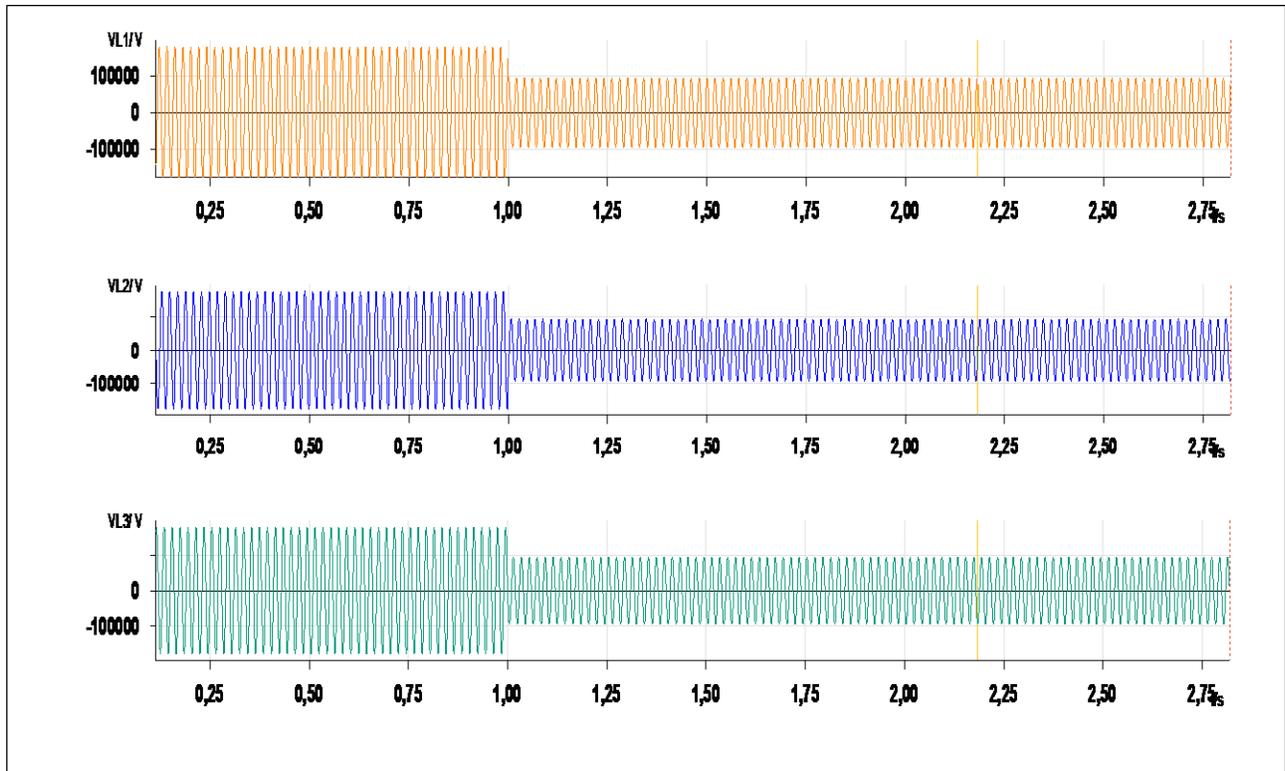


Fig.III.55 : Les trois phases de tension

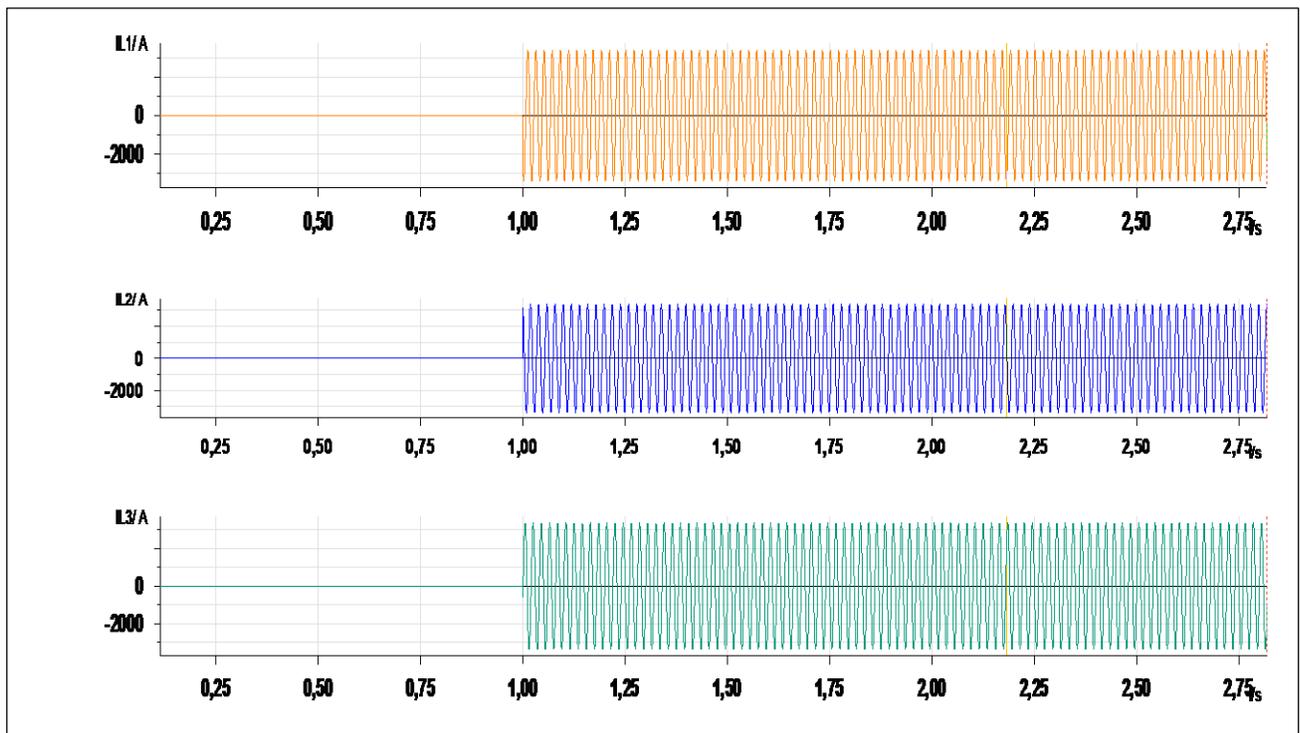


Fig.III.56 : Les trois phases de courant



Fig.III.57 : Impulsion pour l'ouverture du disjoncteur

#### Interprétation de défaut triphasé pour toutes les zones :

- ✓ Pour le défaut triphasé les tensions diminuent (figure.III.45, 48, 51,54) et le courant augmente (figure.III.46, 49, 52,55) pour les trois phases.
- ✓ Les temps de déclenchement sont presque égaux aux valeurs de réglage théorique pour toutes les zones.
- ✓ La protection donne un ordre au disjoncteur pour déclencher complètement et définitivement pour toutes les zones.

#### Pour la ZONE 2 (télé protection) :

Paramètres :

Type défaut :	L1-E		
Z   :	19,17 $\Omega$	Phi :	78,30 °
R :	3,887 $\Omega$	X :	18,77 $\Omega$
% :	n/a	% sur :	
I <sub>Test</sub>	2,000 I <sub>n</sub>		

Résultats :

t réel :	27,50 ms	Evaluation :	Réussi
t théorique :	300,0 ms		

On simule ce défaut avec une deuxième protection.

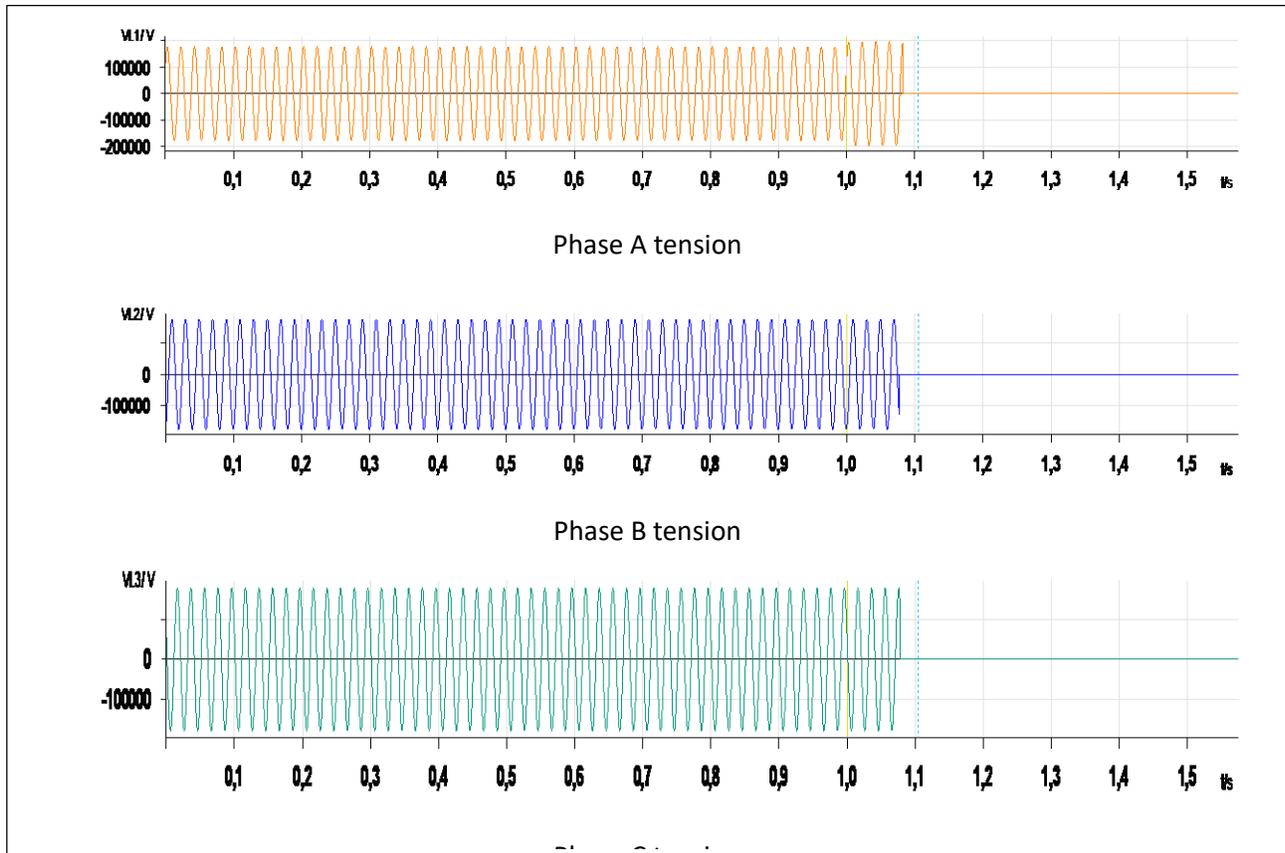


Fig.III.58 : Les trois phases de tension

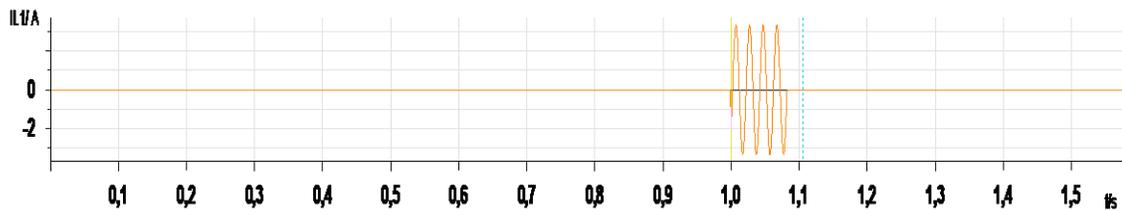
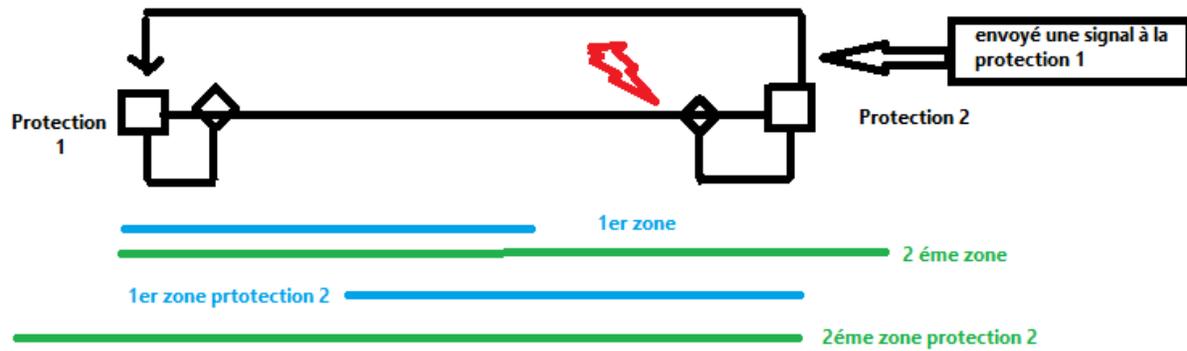


Fig.III.59 : Phase A courant

**Interprétation :**

- ✓ La tension de la phase A diminuée et le courant augmente.
- ✓ On remarque que la protection détecte ce défaut à 0.0275s, presque instantané malgré que le défaut soit localisé en 2<sup>ème</sup> zone.
- ✓ Le temps de déclenchement est de 0.275s, ce temps est pratiquement instantané parce que la 2<sup>ème</sup> protection a détecté ce défaut en 1<sup>er</sup> zone, et ce dernier envoie un signal à la protection 1 via un câble à fibre optique pour ouvrir le disjoncteur 1 instantanément avec le disjoncteur 2 (isolement le départ de défaut).



**Fig.III.60** : Télé réception entre deux protections

### III.6 Conclusion

Dans ce chapitre on à proposer un banc pratique de test pour valider l'efficacité de la protection de distance type Micom p 442 installé pour détecter les différents types de défauts à savoir, le défaut monophasé, le défaut biphasé et le défaut triphasé. Ces tests ont été appliqués sur une ligne THT. Les résultats expérimentaux confirment l'efficacité et l'importance d'installer la protection de distance dans les lignes THT.

### Conclusion Générale

La protection des lignes électrique THT est indispensable pour assurer une stabilité efficace du réseau électrique. En effet, un système de protection complet doit être mis en œuvre avec une sélectivité adéquate et conforme qui a pour objectif d'assurer la continuité de service et garantir une fonction de secours entre les différents éléments constitutifs de la chaîne de protection.

Pour cela, le but général de ce mémoire de fin d'étude est la réalisation d'un prototype expérimental à base d'une caisse d'injection OMICRON CMC 356 permettant de faire des essais sur la protection de distance type MICOM P442 installée dans les lignes THT. Un logiciel TEST UNIVERSE 3.01 est utilisé pour le paramétrage des données. L'efficacité de la protection de distance est validée sur un modèle de ligne THT réel (Biskra-Batna) pour différents types de défauts à savoir, le défaut monophasé, le défaut biphasé et le défaut triphasé. La protection de distance réagit d'une manière efficace pour toutes les zones de protection avec des temporisations conforme. On peut conclure que les résultats expérimentaux confirment l'efficacité et l'importance d'installer la protection de distance dans les lignes THT.

En perspective, nous proposons d'élargir cette étude d'une part, en considérant le réglage de la protection de distance avec considération l'interaction avec d'autre protection existante. D'autre part, la considération de l'effet de l'intégration des systèmes FACTS en particulier les contrôleurs séries tels que le TCSC et le SSSC.

## Bibliographie

- [1] : K.LABED, « simulation d'une protection différentielle à trois cycles de ré-enclenchement », UNIVERSITE DE BISKRA. Juin 2018
- [2] :K.OTMANI, « Simulation Des Défaits Electriques Et Leurs Protections Arcelor Mittal », UNIVERSITE BADJI MOKHTAR-ANNABA, juin 2018.
- [3] : Cahier technique n°199, Schneider Electric « La qualité de l'énergie électrique », octobre 2001.
- [4] : M.BOUCHAHDANE, « ETUDE DES EQUIPEMENTS DE PROTECTION DE LA NOUVELLE LIGNE 400 kV EN ALGERIE », UNIVERSITE MENTOURI CONSTANTINE, 2009.
- [5] :K.Zaaboubi, « Pilotage sous LabView d'un système de protection à max de courant », UNIVERSITE DE BISKRA, 04 Juin 2013.
- [6] : M.BENMECHTA et A.HAMLAT, « PROTECTION DES POSTES HTB/HTA », *Universitaire d'Ain Témouchent, 2013/2014.*
- [7] : Guide de la protection, Schneider Electric ,2003.
- [8] : A.ZOUZOU KANOUNE et M.Yakhlef, « *Analyse par simulation des courants de court-circuit survenant dans les réseaux électriques* », UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA, 01/06/2017.
- [9] : Mahdad Belkacem, « Cours de Protection des réseaux électriques », Université de Biskra, 2019.
- [10] : Y.GAHMOUSSE, « Planification Optimal de la protection des réseaux de transport à base des relais à maximum de courant directionnelle », UNIVERSITE DE BISKRA, 2017/2018.
- [11] :M.FADLAOUI et A.TOBBECHÉ, « protection d'un départ HT »,ECOLE TECHNIQUE DE BLIDA, janvier 1999
- [12] :B.ETHMAN et E.LEVDHAL , « DETECTION ET LOCALISATION DES DEFAUTS DE COURT-CIRCUIT DANS UNE LIGNE HT », *Universitaire d'Ain-Témouchent,2016 /2017*
- [13] :M.BOUCHAHDANE, « COORDINATION DE SYSTEMES DE PROTECTION APPLIQUEE AU RESEAU NATIONAL », UNIVERSITE CONSTANTINE 1,2013
- [14] :Zaaboubi Khaled,« Pilotage sous LabView d'un système de protection à max de courant, Université Mohamed Khider Biskra, 04 Juin 2013

- [15] : Boughezala Mohammed Salah, « Etude et simulation d'un coupleur de signaux HF pour réseaux d'énergie électrique. Application : sélectivité logique des protections »,UNIVERSITE DE BISKRA
- [16] :L. Miloud, « Etude et modélisation des courants de court-circuit dans les réseaux MT »,Université de Msila,2015 /2016
- [17] :BENDENIDINA ATTIA, « Modélisation et simulation d'un relais numérique à plusieurs fonctions sous MATLAB-SIMULINK pour la protection des lignes de transport contre les défauts de court-circuit »Université des Sciences et de Technologie d'Oran, 01 /12/2015
- [18] : HOUHOU Mohamed Badr Eddine, « Pilotage sous LabView d'un système de protection à sélectivité logique :Réalisation pratique »,Université de Biskra, 01 Juin 2015
- [19] : OUADI Rahim et BOUNAB Nabil, « Etude et analyse de la sélectivité moyenne tension du complexe CEVITAL », UNIVERSITE ABDERAHMANE MIRA BEJAIA, 2016
- [20] : CHERIF Med Foudhil et CHERIF Khayr Eddine, « CALCUL DES PROTECTIONS D'UNE LIGNE DE TRANSPORT ELECTRIQUE HTB-220KV », UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA, 08/06/2014.
- [21] : NOUIOUA MABROUK ,ADOUI MERWAN, « Protection des réseaux électriques HTBen utilisant derelais de distance », UNIVERSITE MOHAMED BOUDIAF - M'SILA, 2016 /2017
- [22] : ZELLAGUI Mohamed, « Impacts des Systèmes FACTS sur les Performances des Systèmes de Protection Appliqués au Réseau de Transport Électrique en Algérie », UNIVERSITÉ DE BATNA, 07 Juin 2014.
- [23] : Cahier Technique Schneider Electric n° 158, « Calcul des courants de court-circuit », octobre 2000.