

## ETUDE DE SELECTIVITE DE LA LIGNE 90 kV DOUBLE TERNE ENTRE KOSSODO ET ZINIARE

MEMOIRE POUR L'OBTENTION DU DIPLOME D'INGENIEUR 2IE AVEC GRADE DE  
**MASTER EN GENIE ELECTRIQUE ET ENERGETIQUE**

-----  
Présenté et soutenu publiquement le 22/01/2024 par

**Innocent OUANGUE MBALET MBENDE (20190535)**

**Directeur de mémoire : Albert SOUBEIGA, Chef de Département Energie Renouvelable (SONABEL)**

**Encadrant 2iE : Ing. Justin BASSOLE, enseignant au département Génie Electrique Energétique et Industriel**

**Maître de stage : Amadou ZABRE, Chef de Division Protection et Contrôle Commande (SONABEL)**

Structure d'accueil du stage : Société Nationale d'Electricité du BURKINA (SONABEL)

Jury d'évaluation du stage :

Président : Moussa SORO

Membres et correcteurs : Aboubakar GOMNA  
Delbon NTUMBA

**Promotion [2023/2024]**

## DEDICACES

*Je dédie ce travail à :*

- *Mes parents et ma famille pour les soutiens infaillibles, les conseils précieux et les inspirations constantes ;*
- *Mes proches qui ont illuminé ce parcours avec leur soutien infaillible ;*
- *Tous les enseignants qui m'ont guidé dans l'univers complexe du génie électrique.*

*Ce mémoire est le fruit de nos échanges enrichissants et de la confiance indéfectible en mes capacités. En témoignage de ma gratitude sincère.*

## REMERCIEMENTS

*A titre de reconnaissance, adressons nos sincères remerciements et gratitude à tous ceux qui de près ou de loin, ont participé d'une manière ou d'une autre, à la réalisation de ce document.*

*Cette reconnaissance va particulièrement à l'endroit des personnes et institutions qui ont joué un rôle essentiel dans la réussite de mon mémoire de fin d'études. Il s'agit de :*

- *Le Directeur Général de l'Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (2iE), ainsi que le corps professoral et administratif pour leur soutien continu et les ressources mises à ma disposition ;*
- *Notre Encadrant interne, Monsieur **Justin BASSOLE** (enseignant au Département Génie Electrique, Energétique et Industriel) pour sa patience, ses retours constructifs et ses orientations qui ont grandement enrichi mon travail ;*
- *Le Directeur Général de la SONABEL qui a permis de m'accepter comme stagiaire au Département Contrôle Electrique et Communication. La collaboration et l'accueil chaleureux de l'équipe dudit département ont contribué de manière significative à ma compréhension pratique du domaine ;*
- *Le Directeur de mémoire, Monsieur **Albert SOUBEIGA** (Chef de Département Energie Renouvelable de la SONABEL) pour ses conseils éclairés, son expertise et son encadrement précieux tout au long de ce parcours académique ;*
- *Notre Maître de stage Monsieur **Amadou ZABRE**, Chef de Division Contrôle Electrique pour son encadrement sur le terrain, ses enseignements précieux et son partage d'expérience enrichissant.*
- *Le Directeur Général de l'ENERCA (Energie Centrafricaine) pour son soutien institutionnel et son engagement envers l'excellence académique ;*
- *Ma femme et mes enfants pour la patience, l'amour malgré la distance et la prière efficace ;*
- *Les parents, amis et connaissances ayant contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.*

*Encore une fois, je vous exprime ma profonde gratitude pour votre précieux soutien et votre confiance tout au long de ce voyage académique.*

## **RESUME**

Au cours de notre mission, notre principal objectif a été de mener une étude de sélectivité de la ligne 90 kV double terre reliant le poste 90kV de KOSSODO à celui de ZINIARE, une composante essentielle du Projet d'Extension et de Renforcement de Réseau Electrique (PERREL). Ce réseau de transport en cours de construction, a pour dessein de stimuler le développement social et économique de la région du centre Nord du Burkina. Initialement alimentée par un réseau de distribution en 33 kV via le poste 33 kV de ZINIARE, la région présentait en 2021 une pointe de courant équivalente à 150% de la valeur nominale, soit 450 A, correspondant à une charge de 21 MW. Cette valeur dépasse le seuil admissible de transit fixé à 300 A, soit 14 MW. Face à cette problématique, le gouvernement Burkinabé a pris la décision de construire une ligne de transport en 90 kV entre ces deux postes pour couvrir efficacement la région du Centre-Nord.

Dans le but d'assurer une exploitation sereine de cette ligne, la Société Nationale d'Electricité du Burkina (SONABEL) nous a confié la tâche de déterminer les réglages nécessaires pour les relais de protection de cette ligne.

Pour mener à bien cette mission, nous avons entrepris une analyse minutieuse des schémas de protection de la nouvelle ligne, suivi d'une étude de sélectivité visant à définir les valeurs de réglage des différentes fonctions de protection retenues. Ces réglages sont destinés à être appliqués au relais principal de marque SIFANG, en charge de la protection de distance, ainsi qu'au relais de secours de type MICOM P442. Par la suite, nous avons établi un carnet de réglage, soumis à l'examen du logiciel ETAP et à des tests avec les valises d'injection et de contrôle des protections. Les résultats de simulation et de test ont été rigoureusement comparés et consignés dans un carnet final qui servira de référence lors des essais de la ligne.

### **Mots Clés :**

---

- 1 – Sélectivité**
- 2 – Ligne 90kV**
- 3 – Double terre**
- 4 – KOSSODO-ZINIARE**
- 5 – SONABEL**

## **ABSTRACT**

During our mission, our main objective was to conduct a selectivity study of the 90 kV double-circuit line connecting the 90 kV substation in KOSSODO to that of ZINIARE, an essential component of the Electrical Network Extension and Reinforcement Project (PERREL). This transport network, currently under construction, aims to stimulate the social and economic development of the Central-North region of Burkina Faso. Initially powered by a 33 kV distribution network via the ZINIARE 33 kV substation, the region exhibited a current peak in 2021 equivalent to 150% of the nominal value, i.e., 450 A, corresponding to a load of 21 MW. This value exceeds the permissible transit threshold set at 300 A, or 14 MW. Faced with this issue, the Burkinabe government decided to construct a 90 kV transmission line between these two substations to effectively cover the Central-North region.

In order to ensure smooth operation of this line, the National Electricity Company of Burkina (SONABEL) entrusted us with the task of determining the necessary settings for the protection relays of this line.

To successfully carry out this mission, we undertook a meticulous analysis of the protection schemes of the new line, followed by a selectivity study aimed at defining the setting values for the various selected protection functions. These settings are intended to be applied to the main SIFANG distance protection relay, as well as the backup MICOM P442 relay. Subsequently, we established a setting logbook subject to review by the ETAP software and testing with injection and protection control test sets. The simulation and test results were rigorously compared and documented in a final logbook that will serve as a reference during the line testing phase.

### **Key words :**

---

- 1 - Selectivity**
- 2 - Line 90 kV**
- 3 – Double circuit**
- 4 – KOSSODO-ZINIARE**
- 5 – SONABEL**

## SOMMAIRE

DEDICACES.....	i
REMERCIEMENTS .....	ii
RESUME .....	iii
ABSTRACT.....	iv
SOMMAIRE.....	v
LISTE DES ABREVIATIONS .....	vi
LISTE DES TABLEAUX.....	vii
LISTE DES FIGURES .....	ix
INTRODUCTION.....	1
<i>I. PRESENTATION DE LA STRUCTURE D’ACCUEIL ET DE L’ETUDE .....</i>	<i>3</i>
<i>II. MATERIELS ET METHODOLOGIE .....</i>	<i>5</i>
<i>III. ETAT DE L’ART SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES ET LES SYSTEMES....</i>	<i>11</i>
<i>IV. ETUDE DE SELECTIVITE DE LA LIGNE 90 KV .....</i>	<i>26</i>
<i>V. RESULTATS DE SIMULATION DE LA LIGNE DOUBLE TERNE ET ANALYSE</i> .....	<i>48</i>
<i>CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS.....</i>	<i>55</i>
BIBLIGRAPHIE.....	I
LISTE DES ANNEXES .....	II

## LISTE DES ABREVIATIONS

*2iE : Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement*

*ANSI : American National Standards Institute (Institut National de Normalisation Américain)*

*BEI : Boîte d'Essai Intensité*

*BTA : Basse Tension catégorie A*

*BTB : Basse Tension catégorie B*

*CB : Circuit breaker (Disjoncteur)*

*CEI : Commission Electrotechnique Internationale*

*DCET : Département Contrôle Electrique et Télécommunication*

*DDO : Distillate Diesel Oil (Distillat Gasoil Moteur)*

*EIT : Extremely Inverse Time (Temps Extrêmement Inverse)*

*ENERCA : Energie Centrafricaine*

*EPAMI : Ensemble des Protections Ampèremétrique à Maximum d'Intensité*

*HFO : Heavy Fuel-Oil (Fioul lourd)*

*HTA : Haute Tension catégorie A*

*HTB : Haute Tension catégorie B*

*IDMT : Inverse Definite Minimum Time (Temps Minimum Défini Inverse)*

*JDB : Jeu De Barres*

*MICOM : Micro Computer*

*OC : Over Curent (Surintensité)*

*PERREL : Projet d'Extension et de Renforcement des Réseaux Electrique*

*PTL : Protection Testing Library (Librairie de Test de Protection)*

*SF6 : Hexafluorure de soufre*

*SIT : Standard Inverse Time (Temps Inverse Standard)*

*SIG : Systèmes d'Information Géographique*

*SONABEL : Société Nationale d'Electricité du Burkina*

*TBT : Très Basse Tension*

*TC : Transformateur de Courant*

*TT/ TP : Transformateur de Tension*

*TR : Transformateur*

*VIT : Very Inverse Time (Temps très Inverse)*

**LISTE DES TABLEAUX**

**Tableau 1 : Données sur le Jeu de barres..... 7**

**Tableau 2: Caractéristiques du conducteur..... 8**

**Tableau 4 : Caractéristiques des transformateurs de puissance, poste 90 kV KOSSODO ..... 9**

**Tableau 5 : Caractéristique transformateurs poste de ZINIARE..... 9**

**Tableau 6 : Caractéristiques du générateur synchrone centrale KOSSODO ..... 10**

**Tableau 7 : Niveau de tension[5]..... 11**

**Tableau 8 : Caractéristiques des courbes de déclenchement typiques des protections à temps dépendant..... 18**

**Tableau 9 : Formules de calcul des impédances..... 21**

**Tableau 10 : Fonctions de protection de la ligne (1) ..... 28**

**Tableau 11 : Fonctions de protection de la ligne (2) ..... 29**

**Tableau 12 : Caractéristiques des transformateurs..... 32**

**Tableau 13 : Impédances de la ligne et coefficient de terre..... 32**

**Tableau 14 : Coefficient de terre ..... 33**

**Tableau 15 : Réglage de la portée résistive ..... 34**

**Tableau 16 : Caractéristiques des réducteurs ..... 34**

**Tableau 17 : Réglage des zones côté KOSSODO ..... 36**

**Tableau 18 : Réglage protection minimum de tension côté KOSSODO..... 36**

**Tableau 19 : Réglage protection maximum de tension côté KOSSODO ..... 37**

**Tableau 20 : Guide de réglage côté KOSSODO, source : norme ANSI/IEE C37.60..... 37**

**Tableau 21 : Réglage contrôle du synchronisme côté KOSSODO ..... 38**

**Tableau 22 : Réglage protection 50/51 côté KOSSODO..... 39**

**Tableau 23 : Réglage protection 50N/51N côté KOSSODO..... 39**

**Tableau 24 : Réglage protection 67 côté KOSSODO..... 40**

**Tableau 25 : Réglage protection 67N côté KOSSODO..... 40**

**Tableau 26 : Réglage des zones côté ZINIARE ..... 42**

**Tableau 27 : Réglage protection minimum de tension côté ZINIARE..... 42**

**Tableau 28 : Réglage protection maximum de tension côté ZINIARE..... 42**

**Tableau 29 : Guide de réglage du Réenclencheur côté ZINIARE..... 43**

**Tableau 30 : Réglage contrôle synchronisme côté ZINIARE ..... 43**

**Tableau 31 : Réglage protection 50/51 côté ZINIARE ..... 43**



<b>Tableau 32 : Réglage protection 50N/51N côté ZNIARE .....</b>	<b>44</b>
<b>Tableau 33 : Réglage protection 67 côté ZINIARE .....</b>	<b>44</b>
<b>Tableau 34 : Réglage protection 67N côté ZINIARE.....</b>	<b>45</b>
<b>Tableau 35 : Récapitulatif réglage départ ZINIARE .....</b>	<b>46</b>
<b>Tableau 36 : Récapitulatif réglage Arrivée KOSSODO .....</b>	<b>47</b>
<b>Tableau 37 : Résultats protection maximum de courant.....</b>	<b>51</b>
<b>Tableau 38 : Résultats protection homopolaire.....</b>	<b>51</b>
<b>Tableau 39 : Comparaison des résultats surintensité et homopolaire.....</b>	<b>54</b>
<b>Tableau 40 : Eléments de la travée du poste 90 kV Kossodo .....</b>	<b>VIII</b>
<b>Tableau 41 : Eléments de la travée du poste de 90 kV de Ziniaré.....</b>	<b>IX</b>

## LISTE DES FIGURES

<b>Figure 1: Zone d'étude</b> .....	4
<b>Figure 2: Interface du logiciel ETAP utilisé pour l'étude</b> .....	5
<b>Figure 3 : Zone de travail ETAP</b> .....	5
<b>Figure 4 : Interface du Logiciel QGIS utilisé pour la cartographie</b> .....	6
<b>Figure 5 : Zone de travail QGIS</b> .....	6
<b>Figure 6 : Système électrique.</b> .....	11
<b>Figure 7 : Topologie des réseaux [6]</b> .....	12
<b>Figure 8 : Les zones de protection</b> .....	13
<b>Figure 9 : Principaux relais de protection [7]</b> .....	14
<b>Figure 10 : Chaîne de protection</b> .....	15
<b>Figure 11 : Décomposition du temps de réaction d'une protection</b> .....	16
<b>Figure 12 : Protection à temps indépendant</b> .....	17
<b>Figure 13 : Protection à temps dépendant</b> .....	18
<b>Figure 14 : Principe de fonctionnement de la protection différentielle</b> .....	19
<b>Figure 15 : Sélectivité chronométrique</b> .....	23
<b>Figure 16 : Sélectivité ampèremétrique</b> .....	23
<b>Figure 17 : Sélectivité logique</b> .....	24
<b>Figure 18 : Sélectivité par protection directionnelle</b> .....	24
<b>Figure 19 : Schéma de fonctionnement de la protection de distance</b> .....	25
<b>Figure 20 : Système interconnecté KOSSODO-ZINIARE</b> .....	27
<b>Figure 21 : Schéma unifilaire simplifié de protection</b> .....	28
<b>Figure 22 : Régime normal d'exploitation schéma simplifié</b> .....	30
<b>Figure 23 : Régime perturbé 1</b> .....	31
<b>Figure 24 : Régime perturbé 2</b> .....	31
<b>Figure 25 : Modèle simulé</b> .....	48
<b>Figure 26 : Simulation Surintensité</b> .....	49
<b>Figure 27 : Résultat obtenu</b> .....	49
<b>Figure 28 : Simulation protection de distance, défaut à 50% de la ligne</b> .....	50
<b>Figure 29 : Résultats obtenus</b> .....	50
<b>Figure 30 : Caractéristiques protection de distance avec les points de tirs</b> .....	52
<b>Figure 31 : Résultat obtenu</b> .....	52
<b>Figure 32 : Organigramme de la SONABEL</b> .....	III

<b>Figure 33 : Organigramme DCET</b> .....	III
<b>Figure 34 : Fonction de protection</b> .....	IV
<b>Figure 35 : Courbe de déclenchement maximum de courant</b> .....	V
<b>Figure 36 : Caractéristiques des zones côté KOSSODO</b> .....	VI
<b>Figure 37 : Caractéristiques des zones côté ZINIARE</b> .....	VII
<b>Figure 38 : Carnet de réglage 1</b> .....	XI
<b>Figure 39 : Carnet de réglage 2</b> .....	XII

## **INTRODUCTION**

L'énergie électrique n'est pas un banal produit de consommation, comme le pensent certains. Elle est d'une importance stratégique essentielle pour l'organisation et le fonctionnement des sociétés industrialisées présentant actuellement une fragilité de plus en plus notoire et durable dans tous les secteurs d'activité.

L'interruption de l'alimentation en énergie électrique paralyse complètement la société avec de graves répercussions sur les plans humain, social et économique. Les réseaux électriques sont affectés par des perturbations qui peuvent mettre en cause la pérennité du matériel et la qualité du service rendu, et donc, il faut chercher à minimiser les conséquences. Tout défaut doit donc être identifié immédiatement et l'ouvrage affecté doit être séparé du réseau le plus vite possible : c'est l'objet de la protection des réseaux.

Le système de protection doit être à la fois sûr, sélectif, rapide, autonome, sensible aux surcharges et aux oscillations, tout en respectant le seuil de temporisation. Il doit également être capable de fonctionner dans des conditions d'alimentation défavorables. Parmi les protections les plus utilisées dans les réseaux électriques HTB, il y a lieu de relever la protection à maximum de courant, la protection de distance et la protection directionnelle.

Ce travail est consacré principalement à « **l'étude de la sélectivité de la ligne 90 kV double terne ente KOSSODO et ZINIARE** ».

La première section porte sur la présentation de la structure d'accueil et de l'étude par laquelle le contexte et les objectifs de l'étude sont dégagés. La seconde est dédiée à la présentation des matériels et l'explication de la méthodologie utilisée pour la réalisation de cette étude. La troisième présente succinctement l'état de l'art des réseaux électriques et des systèmes de protection, offrant ainsi un aperçu général sur le réseau électrique, tout en exposant les concepts fondamentaux et les principes de fonctionnement des relais de protection dans ce contexte. De plus, elle détaille les caractéristiques essentielles des protections, mettant particulièrement l'accent sur la sélectivité, qui constitue l'objet central de cette étude. La quatrième, est consacré à l'étude de la sélectivité proprement dite avec proposition des paramètres de réglage des relais de protection selon les fonctions retenues. Les résultats des simulations concernent la protection de distance, la protection maximum de courant phase et

homopolaire seront analysés et interprétés dans la dernière section avec une proposition de carnet de réglage qui pourra servir au service compétent lors des essais et l'exploitation de la ligne.

En fin, ce travail se termine par une conclusion et des recommandations pour améliorer la rapidité d'élimination des défauts sur le système.

## **CONTEXTE ET JUSTIFICATION**

Au sein d'un réseau électrique, garantir la protection des biens et des personnes implique l'élaboration d'un plan de protection s'appuyant sur la spécification et le paramétrage d'équipements de protection conformes à des principes de sélectivité. En d'autres termes, chaque protection doit être configurée pour déclencher en cas de défaut qui lui est assigné, tout en évitant tout déclenchement inopportun pour les autres anomalies. Le Burkina Faso, pays situé en Afrique de l'Ouest, fait face à une demande croissante en électricité pour soutenir son développement économique et social. Pour répondre à la demande croissante en énergie, le gouvernement Burkinabé a entrepris des efforts pour développer et renforcer son réseau électrique. Dans le cadre de cette initiative et du projet PERREL (Projet d'Extension et de Renforcement des Réseaux Electriques), dont l'une des composantes porte sur la construction d'une ligne double terne de 90 kV reliant les postes de Kossodo et Ziniaré. Actuellement alimentés par un réseau de distribution de 30 kV, ce départ a connu en 2021 une pointe atteignant 150% de la valeur nominale du courant de transit, établie à 300 A pour une puissance d'environ 15 MW. Face à cette situation, la construction de cette nouvelle ligne va permettre de soulager la situation critique et favoriser l'extension du réseau en réduisant la surcharge du départ 33 kV

Dans le souci de maximiser l'utilisation de sa nouvelle ligne actuellement en construction, la SONABEL, qui a traditionnellement externalisé la réalisation de l'étude de sélectivité de ses lignes de transport, a opté pour une approche différente en nous confiant cette mission.

## **I. PRESENTATION DE LA STRUCTURE D'ACCUEIL ET DE L'ETUDE**

### **I.1. PRESENTATION DE LA STRUCTURE ET DU**

#### **DEPARTEMENT D'ACCUEIL**

La Société Nation d'Electricité du Burkina (SONABEL) est une société d'état, relevant de trois (03) ministères (Ministère de l'Energie, le Ministère de l'Economie, des finances et du Développement et le Ministère de l'Industrie, du Commerce et de l'Artisanal). Elle est dévolue à une Direction Générale qui agit sous contrôle d'un Conseil d'Administration, assistée par plusieurs Conseillers Techniques et dix (10) Directions [1]. Les détails concernant la structure organisationnelle de la SONABEL sont fournis à l'annexe 1.

Le Département Contrôle Electrique et Télécommunication (DCET) est l'un des trois départements de la Direction du transport. Il est chargé d'assurer le bon fonctionnement et la disponibilité des équipements de relayage et de protection. Il comprend deux services :

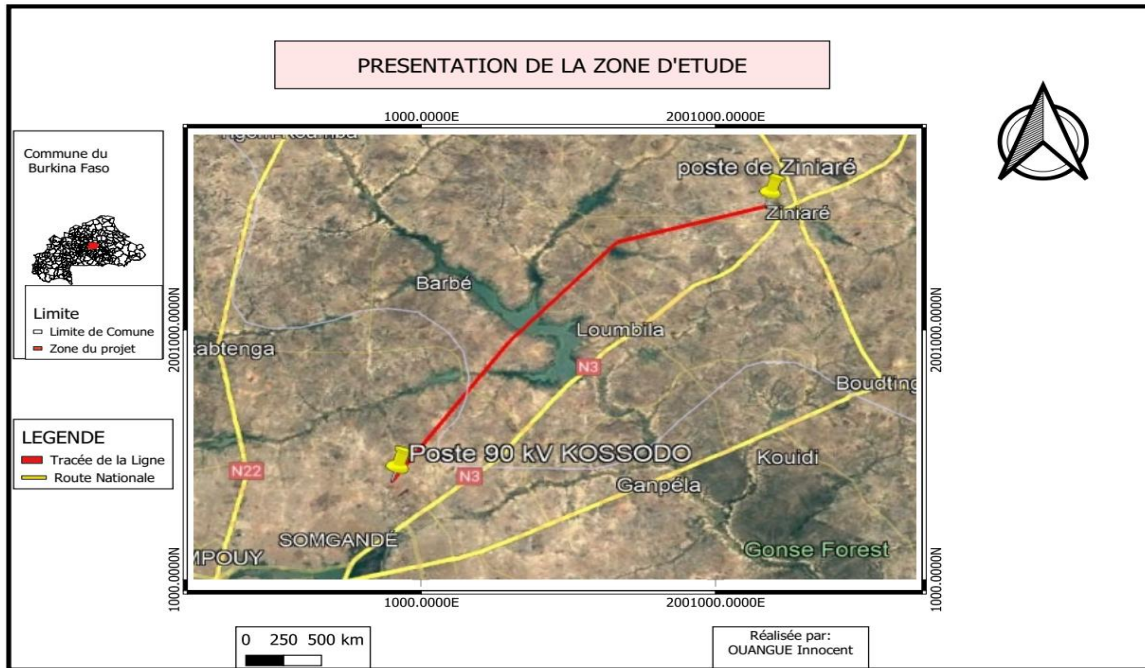
1. Service de Contrôle Electrique, dans lequel nous avons effectué notre stage ;
2. Service de Télécommunication.

Les informations relatives à l'organisation du département sont données en annexe 2.

### **I.2. PRESENTATION DE L'ETUDE**

#### **I.2.1. LOCALISATION**

La ligne HTB double terre objet de cette étude permet le transport de l'énergie électrique de la centrale thermique de KOSSODO située dans le département de Kadiogo, au Nord-Est de la ville de Ouagadougou, avec des coordonnées géographiques 12°26'06" de latitude Nord et 1°29'03" de longitude Ouest, au poste 90 kV de ZINIARE à 35 km de celui de Kossodo. Le poste de ZINIARE est situé dans le département de l'Oubritenga, avec des coordonnées géographiques de 12°33'58" de latitude Nord et 1°19'02" de longitude Ouest.



**Figure 1: Zone d'étude**

## I.2.2. OBJECTIFS DE L'ETUDE

### a. OBJECTIF PRINCIPAL

L'objectif principal est de réaliser l'étude de sélectivité de la ligne en construction afin d'évaluer la capacité du système de protection qui doit être installé à détecter et à isoler de manière sélective les pannes ou les défauts sur la ligne, tout en minimisant les interruptions d'alimentation dans les zones non affectées.

### b. OBJECTIFS SPECIFIQUES

Les objectifs spécifiques de cette étude sont de :

- ✓ Déterminer les seuils optimaux de déclenchement du système de protection en fonction des caractéristiques du conducteur ;
- ✓ Analyser la coordination entre différentes protections le long de la ligne, en effectuant des simulations de défauts possibles sur la ligne et en évaluant la performance du système de protection dans chaque cas.
- ✓ Fournir un carnet de réglage optimal de la sélectivité de la ligne.

## II. MATERIELS ET METHODOLOGIE

Dans le but d'accomplir notre objectif ultime, qui consiste à étudier la sélectivité de la ligne 90 kV, nous avons entrepris une enquête sur le terrain visant à recueillir un maximum d'informations sur le système. Par la suite, nous avons employé divers logiciels lors dans le cadre de cette étude.

### II.1. PRESENTATION DU LOGICIEL ETAP

ETAP est une plateforme d'analyse exhaustive dédiée à la conception, à la simulation, à l'exploitation et à l'automatisation des systèmes de production, de distribution et d'énergie [2]. Ce logiciel nous a permis de concevoir le système interconnecté KOSSODO-ZINIARE conduisant à l'étude de sélectivité de la ligne double terne. L'interface a été donné par la

Figure 2.



Figure 2: Interface du logiciel ETAP utilisé pour l'étude

Les schémas ont été élaborés en utilisant la zone de travail indiquée par la Figure 3.

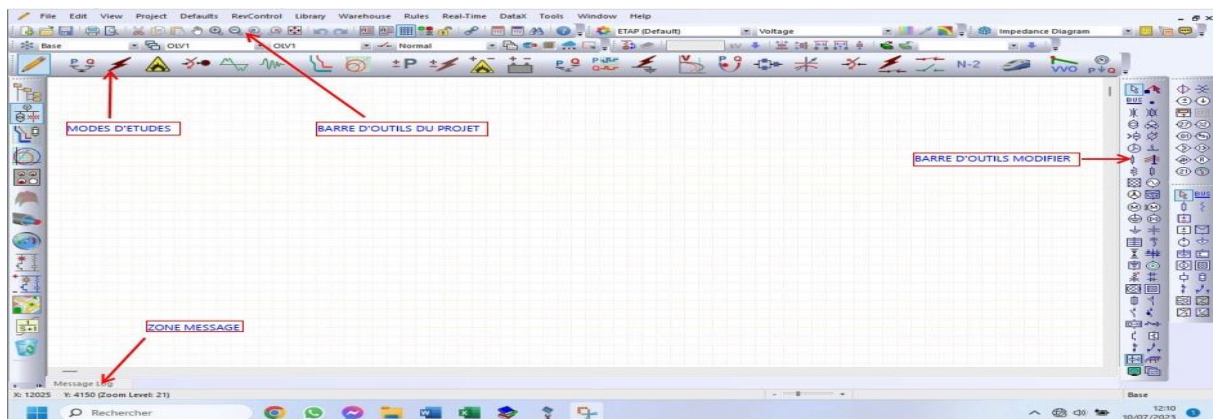
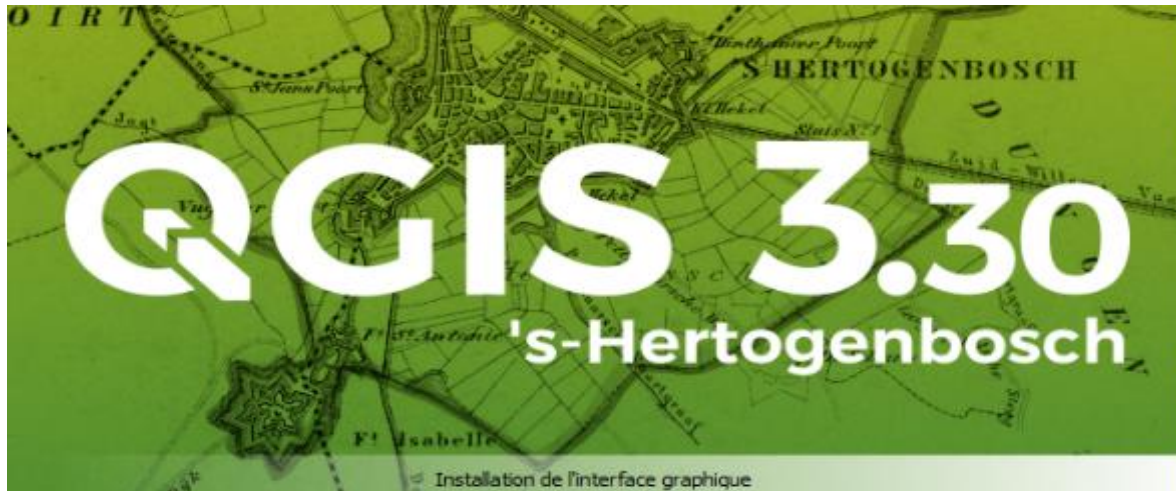


Figure 3 : Zone de travail ETAP



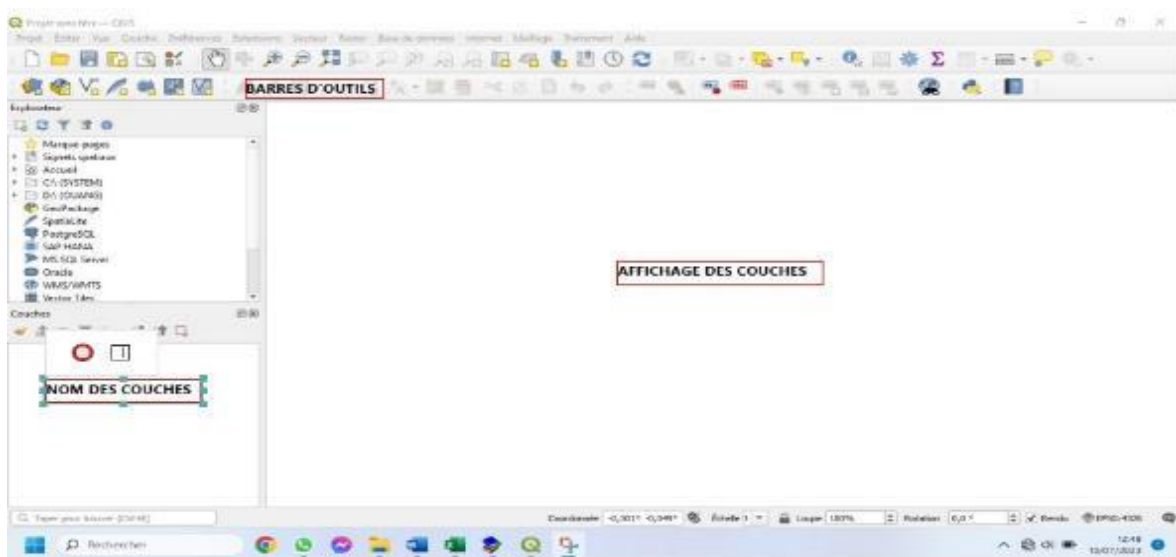
## II.2. PRESENTATION DE QGIS

QuantumGIS (QGIS) est un logiciel qui facilite l'utilisation des Systèmes d'Information Géographique (SIG) [3]. Dans le cadre cette étude, nous l'avons utilisé pour la réalisation de carte de la zone d'étude qui montre la situation géographique de cette étude.



***Figure 4 : Interface du Logiciel QGIS utilisé pour la cartographie***

La zone d'étude a été définie au sein de l'environnement de travail du logiciel QGIS, comme illustré dans la **Figure 5**. Cette plateforme nous a offert la possibilité d'afficher les différentes couches et d'effectuer les traitements nécessaires.



***Figure 5 : Zone de travail QGIS***

### II.3. COLLECTE DES DONNEES

Durant notre période de stage à la SONABEL, plus précisément au Département Contrôle Electrique et Télécommunication (DCET), la collecte des données a été la tâche la plus chronophage. Cependant, Elle a été essentielle pour recueillir toutes les informations nécessaires à notre étude. Pour ce faire, nous avons adopté les méthodes suivantes :

1. Enquête sur le terrain :
  - Nous avons effectué des visites sur le terrain, notamment aux postes sources de KOSSODO et ZINIARE, qui fonctionnent sous un niveau de tension de 33-90 kV
  - Nous avons consulté les documents relatifs au projet PERREL ;
  - Nous avons échangé avec certains responsables de la SONABEL pour obtenir des informations complémentaires.
2. Utilisation de logiciels pour la réalisation de notre étude
3. Consultation des anciens mémoires de la bibliothèque en ligne de l'institut 2iE.

#### II.3.1. DONNEES SUR LES POSTES 90 KV KOSSODO ET ZINIARE

Les informations concernant les travées 90 kV de KOSSODO ET ZINIARE sont fournies en annexe VII et VIII. Le **Tableau 1** nous donne justes les informations du Jeu De Barres où seront raccordées les deux lignes.

*Tableau 1 : Données sur le Jeu de barres*

Nom	Type Nœud	Un (kV)	Fréq. (Hz)	Umin (kV)	Umax (kV)	Ir (A)	Ipmax (kA)
JDB_90kV_KOSSODO	EXT	90	50	0	123	1600	25
JDB_90kV_ZINIARE	EXT	90	50	0	123	1600	25

#### II.3.2. DONNEES DE LA LIGNE DOUBLE TERNE

Après avoir examiné les documents du projet PERREL relatifs à la construction de la ligne double terne, nous avons pu obtenir les informations essentielles concernant des conducteurs de cette ligne, qui sont résumées dans le **Tableau 2**. Cette ligne est conçue pour soulager la charge excessive de la ligne 33 kV et l'extension du réseau de distribution.

**Tableau 2: Caractéristiques du conducteur**

Item	Conducteur de Phase (Almélec)	Unités	Valeur spécifiée	Valeur garantie
1	Fabricant	-		
2	Lieu de fabrication	-		APAR INDUSTRIES LIMITED
3	Nom du conducteur	-	ASTER 228	ASTER 228
4	Norme(s) de fabrication	-	NFC 34-125	NF EN 50182
5	Section nominale	mm <sup>2</sup>	228	228
6	Section effective d'Almélec	mm <sup>2</sup>	227,83	227,83
7	Diamètre extérieur du conducteur	mm	19,6	19,6
8	Masse du conducteur	kg/km	627	627
9	Résistance électrique linéique à 20 °C	Ω/km	0,146	0,146
10	Coefficient de dilatation linéaire	°C	23	23
11	Module d'élasticité final du conducteur	daN/mm <sup>2</sup>	5700	5700
12	Charge de rupture nominale calculée	daN	7405	7405
13	Tension EDS du conducteur	daN/mm <sup>2</sup>		20 % of UTS
14	Fils en Almélec			
15	Nombre de fils	-	37	37
16	Diamètre nominal	mm	2,8	2,8
17	Sens de câblage de la couche extérieure	-	Droit	Right Hand (Z)
18	Charge de rupture des fils après câblage	daN/mm <sup>2</sup>	à indiquer	Ind. 32.5 Avg. 34.2
19	Tourets			Tourets hybrides avec feuille en Polypropylène
20	Longueur de câble par touret	m	≥ 1500	4000 m±2%
21	Masse brute par touret	kg		2708 kg
22	Dimension des tourets (D x H)	mm X mm		1700 (F) x 600(B) x 915 (T)

### II.3.3. DONNEES DES TRANSFORMATEURS

Les informations fournies ici portent exclusivement sur les deux transformateurs 70 MVA de la centrale de KOSSODO (**Tableau 3**), ainsi que sur les transformateurs 25 MVA du poste 90 kV à ZINIARE (**Tableau 4**). Il convient de souligner que parmi les deux transformateurs de KOSSODO, l'un d'entre eux est en réserve, bien qu'il soit raccordé au réseau.

**Tableau 3 : Caractéristiques des transformateurs de puissance, poste 90 kV KOSSODO**

TYPE	PTR 70000/123	Nombre de phase	3	Niveau d'isolation			
N° de série	50465	Fréquence	50 Hz	Enroulement	HTB		HTA
Année de fabrication	déc-19	Couplage	YNd11	U Kv	550	550	225
Référence standard	IEC 60076-1	Refroidissement	ONAN/ONAF	AC Kv	230	230	50
Puissance Nominale (kVA)	Position	Tension nominale (V)		Courant nominal (A)		Tension de court-circuit (%)	
		HTB	HTA	HTB	HTA		
60000/70000	1	76500	15000			11,42	
	13	90000		384,9/449,1	2309,4/2694,3	12,25	
	25	103500				13,39	

Le **Tableau 3** présente les données relatives des deux (02) transformateurs de 70 MVA ; 15/90 kV de Kossodo. L'un d'entre eux est actuellement en fonctionnement, tandis que l'autre est utilisé comme secours.

**Tableau 4 : Caractéristique transformateurs poste de ZINIARE**

TYPE	SFZ11-25000/90		
NORME APPLIQUEES	IEC 60076 / IEC 60354		
	MT	HT	BT
PUISSANCE NOMINALE (kVA)	25000	25000	7500
COURANT NOMINAL (A)	192,45	160,38	157,46
TENSION NOMINALE (kV)	33	90 ±12*1,25%	10,5
FREQUENCE	50 Hz		
COUPLAGE	YNyn0+d11		
ALTITUDE	1000 m		
MODE DE REFROIDISSEMENT	ONAN/ONAF 80%/100%		
TAPPING	TAP 1	TAP 2	TAP 3
IMPEDANCE	46,68	32,12	23,11
COURANT A VIDE	9,9 %		
PUISSANCE A VIDE	104,934 kW		
PERTE DE CHARGE (BASEE SUR 24 MVA) 90/33 kV	18,11 kW		

Les informations relatives aux transformateurs de 25 MVA, fonctionnant à une tension de 15/90 kV et destinés à être installés à Ziniaré, sont répertoriées dans le **Tableau 4**. Ces transformateurs présentent un courant à vide équivalent à 9,9% du courant nominal, ce qui correspond à  $I_0 = 19,05$  A.

### II.3.4. DONNEES DES GENERATEURS SYNCHRONES

La centrale de KOSSODO est équipée de onze (11) groupes thermiques fonctionnant avec des combustibles tels que HFO et DDO. Les groupes de la tranche 3 ont une capacité de 18 MW chacun et injecte leur tension sur un jeu de barres 15 kV commun aux trois (3) groupes pour alimenter les transformateurs de puissance. Les informations du **Tableau 5** résument les caractéristiques communes de ces trois (03) groupes.

**Tableau 5 : Caractéristiques du générateur synchrone centrale KOSSODO**

TYPE	ABB AMG 1600UT 12 DSER	N° DE SERIE	4675118
ANNEE DE FABRICATION	2019	COURANT NOMINAL	887 A
COUPLAGE	Y	TENSION NOMINALE	15 kV
FACTEUR DE PUISSANCE	0,8	PUISSANCE APPARENTE	23034 kVA
EXCITATION	121 VDC	FREQUENCE	50 Hz
NOMBRE DE PHASE	3	TEMPERATURE AMBIANTE	50°C
VITESSE	600 tr/mn	CLASSE D'ISOLATION	F

### II.4. METHODOLOGIE

L'étude de sélectivité a été menée en plusieurs étapes. Tout d'abord, nous avons effectué une analyse détaillée des schémas de protection existant, des dispositifs de protection utilisés et des caractéristiques de la ligne.

Ensuite, nous avons effectué des calculs des courants de court-circuit à différents niveaux tout en appliquant le réglage des protections de types EPAMI (Ensemble des Protection Ampèremétrique à Maximum d'Intensité) [4], puis nous avons utilisé un logiciel pour effectuer des simulations de différents scénarii de pannes ou de défauts possibles sur la ligne. Ces simulations nous ont aidé à évaluer la performance du système de protection dans chaque cas et de déterminer s'il est capable de détecter et d'isoler rapidement les problèmes sur la ligne.

Enfin, nous avons comparé les résultats des simulations avec des essais d'injections réalisés à l'aide de la valise de contrôle et vérification des protections. Cette approche nous a permis de confronter les valeurs simulées aux données réelles d'exploitation, assurant ainsi la fiabilité des simulations.

### III. ETAT DE L'ART SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES ET LES SYSTEMES DE PROTECTION

#### III.1. GENERALITES SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES

La production de l'électricité se fait généralement à distance des zones de consommation, à niveau moyenne de tension (HTA). Ensuite, elle est élevée en haute tension (HTB) par des transformateurs de puissance, puis transportée sur de longues distances jusqu'aux zones de consommation via les lignes électriques à haute tension. A l'arrivée, elle est abaissée à une tension moyenne et distribuée aux utilisateurs.

Le réseau électrique est organisé en trois niveaux de tension : transport, répartition et de distribution, avec des postes sources et des transformateurs assurant les transitions entre ces niveaux de tension. La **Figure 6** donne un aperçu d'un système électrique avec les différents segments : production – transport – distribution.

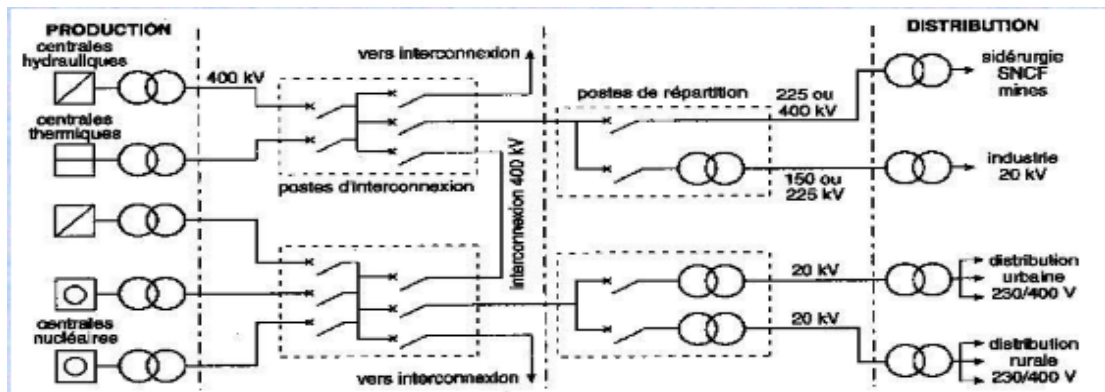


Figure 6 : Système électrique.

#### III.1.1. NIVEAUX DE TENSIONS DES RESEAUX

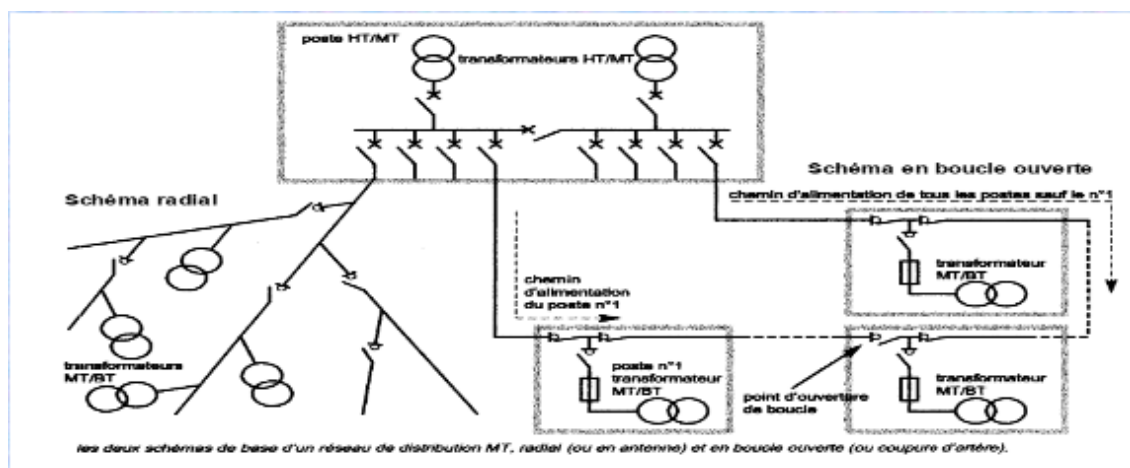
Les tensions normalisées selon la CEI (Commission électrotechnique internationale) sont données par le **Tableau 6**.

Tableau 6 : Niveau de tension[5]

Catégorie	TBT	BTA	BTB	HTA	HTB
Courant alternatif	$U \leq 50$ volts	$50 < U \leq 500$ volts	$500 < U \leq 1000$ volts	$1000 < U \leq 50$ kV	$U > 50$ kV
Courant continu	$U \leq 120$ volts	$120 < U \leq 750$ volts	$750 < U \leq 1500$ volts	$1000 < U \leq 50$ kV	$U > 75$ kV
Distance de voisinage (distance de sécurité)	Aucun danger	$D \leq 30$ cm	$D \geq 30$ cm	$D \geq 2$ mètres	$D \geq 3$ mètres

### III.1.2. TOPOLOGIE DES RESEAUX

Dans le domaine de réseau électriques, on rencontre différentes configurations telles que les réseaux radiaux, maillés et bouclés (**Figure 7**).



*Figure 7 : Topologie des réseaux [6]*

#### III.1.2.1. RESEAU DE REPARTITION HTB

Le principal objectif de ce réseau est de transporter l'électricité depuis le réseau de transport vers les principaux centres de consommation. Ces centres peuvent être soit des installations du domaine public qui sont connectées au réseau de distribution HTA, soit des installations du domaine privé qui sont directement alimentées en HTB et sont principalement des entreprises telles que la sidérurgie, la cimenterie, etc. La structure de ces réseaux est généralement aérienne parfois souterrain près des zones urbaines.

#### III.1.2.2. RESEAU DE DISTRIBUTION HTA

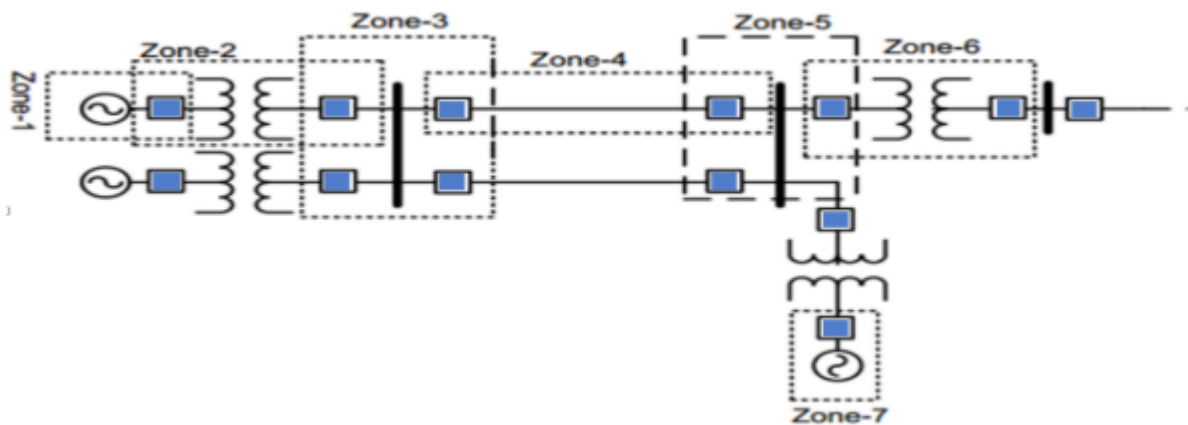
Les lignes de distribution à moyenne tension (HTA) s'étendent depuis les postes de répartition et fournissent de l'énergie aux postes de transformation situés aux différents endroits de la zone à desservir. Ces postes de transformation abaissent la tension à un niveau approprié pour alimenter le réseau de distribution publique auquel les abonnés sont raccordés via des branchements individuels.

#### III.1.2.3. RESEAU DE LIVRAISON BTB

C'est le réseau qui nous est en principe familier puisqu'il s'agit de la tension 400/230 V (380/220 V au Burkina). Nous le rencontrons dans nos maisons via la chaîne : fusibles, compteur et disjoncteur.

### III.2. CONCEPTS FONDAMENTAUX DANS LES SYSTEMES DE PROTECTION DES RESEAUX ELECTRIQUES

Les réseaux électriques mentionnés précédemment sont susceptibles de présenter des défauts électriques, qui varie en nature, en impact, et résultent de divers facteurs. La complexité d'un système de protection électrique rend impossible la conception d'un relais unique capable de garantir la protection de l'ensemble du système[7]. Cependant, la protection du réseau est assurée par zones distinctes, appelés zones de protection illustrées par la **Figure 8**.



**Figure 8 : Les zones de protection**

- Les relais de la zone 1 et 7 sont chargés de détecter les défauts situés à l'intérieur du générateur.
- Les relais de la zone 2 et 6 pour la protection des défauts qui se produisent dans le transformateur.
- Les relais de la zone 3 et 5 sont responsables de la détection de tous les défauts au niveau des jeux de barres.
- Les relais de zone 4 ont pour mission de détecter tous les défauts qui se produisent sur les lignes de transport d'énergie.

Il est important de souligner que la protection de chaque zone est en réalité constituée de plusieurs dispositifs de protection, et non d'un seul appareil capable de détecter tous les types de défauts. Il existe une certaine redondance entre les différentes zones de protection afin de garantir qu'il n'y ait pas de zones sans protection, en particulier au niveau des jeux de barres.

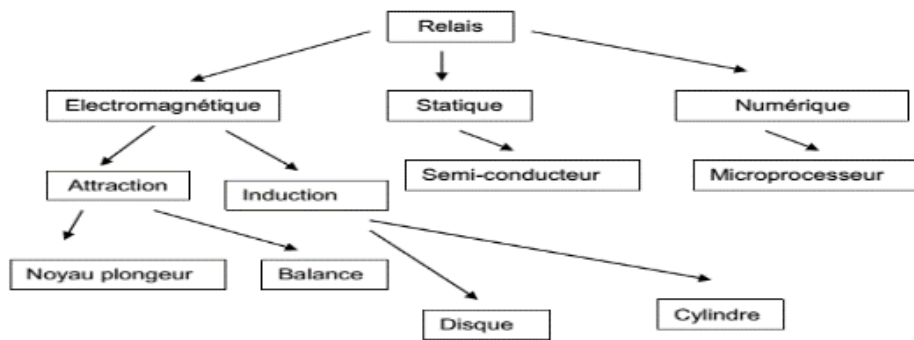


### III.2.1. EMLACEMENT DES RELAIS DE PROTECTION

Les systèmes de protection constituent des éléments importants de tout système électrique, car chaque composant à protéger dispose d'un système de protection individuel. Par exemple, on le retrouve aux points de départ et d'arrivée de chaque ligne de transport d'électricité et de chaque générateur et transformateur. Les relais de protection sont habituellement installés dans la salle de contrôle du poste, tandis que les disjoncteurs, les transformateurs de courant (TC) et les transformateurs de tension (TT) sont installés à l'intérieur ou à l'extérieur du poste.

### III.2.2. RELAIS DE PROTECTION

Le relais de protection est un dispositif mécanique ou électrique qui déclenche le fonctionnement d'un système chargé d'isoler une zone spécifique du réseau en cas de défaut ou d'activer un signal (comme une alarme ou une signalisation) en cas de panne. D'une manière générale, les relais sont principalement repartis en trois catégories, comme illustré par la **Figure 9** :



**Figure 9 : Principaux relais de protection [7]**

### III.2.3. REGIMES DE NEUTRE

Le terme « régime neutre » fait référence à la configuration de connexion du point neutre du transformateur HTB/HTA. Le choix du régime de neutre est directement lié au fonctionnement du réseau en cas de panne. Par exemple, un système neutre isolé (ou compensé) peut maintenir son fonctionnement en cas de défaut monophasé (c'est-à-dire le premier défaut à se produire). Par conséquent, à mesure que le courant de terre diminue, il devient plus difficile de détecter les défauts monophasés, en fonction du régime de neutre sélectionné.

### III.3. PROTECTIONS DES RESEAUX ELECTRIQUES

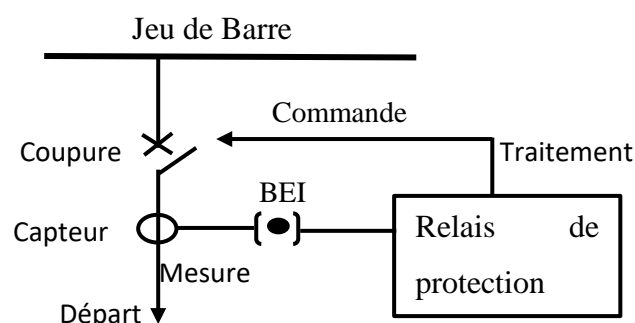
#### III.3.1. LES DIFFERENTES FONCTIONS DE PROTECTION

Les spécifications de l'American National Standards Institute (ANSI) définissent un ensemble de fonctions de protection conçues pour prévenir les problèmes courants dans les systèmes électriques. Son objectif principal est d'établir des normes en attribuant à ces fonctions de protection des numéros normalisés largement acceptés par les fabricants d'équipements de contrôle et de surveillance. Les principales fonctions de protection sont répertoriées dans l'annexe III.

#### III.3.2. DESCRIPTION DU SYSTEME DE PROTECTION SUR UN RESEAU ELECTRIQUE

Un système de protection s'appuie sur la configuration d'ensemble du réseau électrique et coordonne les divers éléments de protection. Les dispositifs de protections se composent d'une séquence comprenant les éléments suivants :

- Capteurs de mesure, tels que les réducteurs de courant et de tension, qui fournissent les informations nécessaires pour détecter les anomalies ;
- Relais de protection, responsable de la surveillance constante de l'état électrique du réseau et élaborent des ordres de commande pour le déclenchement ;
- Les dispositifs de coupure tels que les disjoncteurs, interrupteurs-fusibles, et les contacteurs-fusibles, qui sont chargés de l'interruption du circuit en cas de besoin.



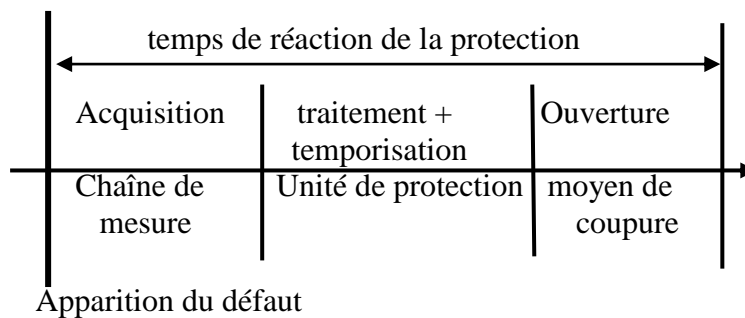
*Figure 10 : Chaîne de protection*

Un système de protection est indispensable pour assurer la sécurité des personnes et des biens, prévenir la détérioration des équipements et garantir une continuité optimale de l'alimentation électrique. Les dispositifs de protection contiennent divers dangers, notamment les

courts-circuits, les surcharges et les perturbations électromagnétiques. Un plan de protection comprend des mesures telles que l'isolement des éléments défectueux, l'élimination des défauts avec des dispositifs de protection et la protection d'équipements spécifiques. Les critères de qualité d'un plan de protection comprennent la sensibilité, la sélectivité, la rapidité, la fiabilité et la simplicité. Le plan doit permettre la sélection et l'élimination des défauts d'isolement de toutes formes et différencier l'élément défectueux parmi les éléments du réseau.

### III.3.3. LES DIFFERENTS TYPES DE PROTECTIONS

La protection est essentielle pour détecter et isoler les anomalies pouvant survenir sur le réseau. Les relais de protection jouent un rôle clé dans cette fonction de protection en surveillant en permanence les paramètres électriques du réseau et en la comparant à des seuils réglables. Les grandeurs mesurées par les réducteurs de mesure peuvent être le courant, la tension, la fréquence, et les grandeurs calculées peuvent être la puissance et l'impédance. Lorsqu'une valeur mesurée dépasse un seuil défini, le dispositif de protection déclenche une action telle que l'ouverture d'un disjoncteur après un délai. Ce délai est la somme du temps nécessaire au déclenchement du disjoncteur (temps de mesure, calcul de l'algorithme, réponse de l'appareil et temps d'extinction de l'arc) et de la tolérance de délai (pour éviter les faux déclenchements). La chaîne d'action est décrite comme suit :



**Figure 11 : Décomposition du temps de réaction d'une protection**

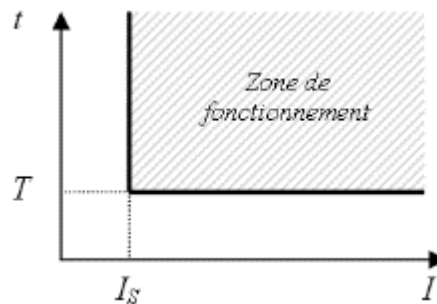
#### III.3.3.1. PROTECTION AMPEREMETRIQUE

Les protections ampèremétriques évaluent le courant de phase ou de terre. C'est pourquoi il y a des protections qui surveillent les valeurs maximales du courant phase et d'autres pour le courant de terre. Il est également possible d'ajouter une fonction directionnelle à ces protections.

➤ **Protections à maximum de courant phase (code ANSI 50 ou 51)**

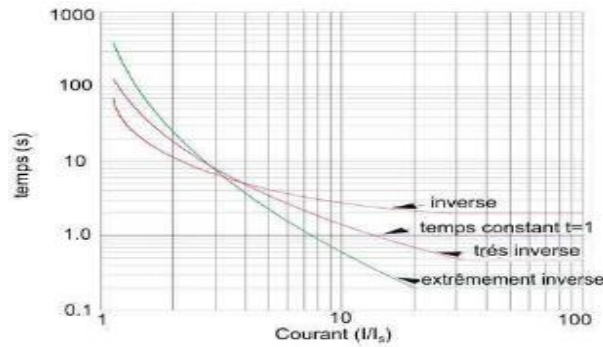
Cette fonction est élaborée pour repérer les surintensités en évaluant le courant, que ce soit en mode monophasé, biphasé ou triphasé. Lorsque l'un, deux ou trois des courants en question dépassent des seuils préétablis, le mécanisme de protection se met en marche, déclenchant ainsi une réaction. Il est possible d'incorporer un délai afin de retarder l'activation pendant une période spécifique [8]. Deux types de protections existent :

- La protection à temps constant, où la temporisation demeure invariable indépendamment de la valeur du courant mesuré, et la protection à temps dépendant, qui ajuste la temporisation en fonction du courant mesuré, se divisant en différentes zones délimitées par le seuil de courant à gauche et le temps de temporisation en bas.



**Figure 12 : Protection à temps indépendant**

- Les dispositifs de protection à temps dépendant possèdent une temporisation qui fluctue en fonction de la relation entre le courant mesuré et le seuil de fonctionnement. Leur dépendance temporelle découle de leurs caractéristiques inverses, où le délai diminue à mesure que le courant mesuré augmente, similaire au fonctionnement d'un fusible qui se déclenche en réaction à une surintensité croissante



**Figure 13 : Protection à temps dépendant**

La norme CEI 255-3 fournit des formules et des valeurs calculées pour différents types de courbes : extrême inverse, extrême inverse et inverse. L'équation (1) comprend des paramètres réglables ( $k$  – multiplicateur de temps et  $I_S$  – courant de seuil), des paramètres de mesure ( $I$  – courant de défaut mesuré par le capteur après le transformateur de courant) et des paramètres appliqués pour chaque type de courbe ( $\alpha$  et  $\beta$  comme indiqué dans le **Tableau 7**).

$$t = \frac{k * \beta}{\left(\frac{I}{I_S}\right)^\alpha - 1} \quad (1)$$

**Tableau 7 : Caractéristiques des courbes de déclenchement typiques des protections à temps dépendant**

Caractéristiques des courbes		Inverse	Très inverse	Extrêmement Inverse
Paramètres imposés	$\alpha$	0,14	13,5	80
	$\beta$	0,02	1	2

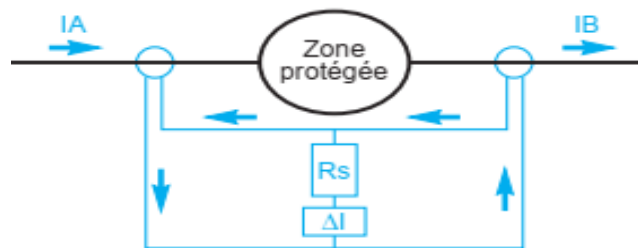
➤ **Les protections à maximum de courant terre (50N/51N)**

Les protections ampèremétriques sont conçues pour détecter les défauts à la terre en surveillant la circulation d'un courant résiduel dans la terre. En fonctionnement normal, ce courant résiduel  $I_{rsd} = I_1 + I_2 + I_3$  est quasi nul. Cependant, en cas de défaut, il reflète le courant de défaut qui circule à travers la terre, en particulier dans les réseaux dépourvus de neutre distribué. Le principe de protection de terre est similaire à celui de phase : si la valeur mesurée du courant dépasse un seuil prédéfini pendant une durée équivalente à la temporisation choisie, la protection est activée. Pour mesurer le courant résiduel, on peut utiliser soit un TC de type tore qui mesure le flux magnétique total ( $\Phi_{rsd} = \Phi_1 + \Phi_2 + \Phi_3$ ) proportionnel à  $I_{rsd}$ , car chaque composant du flux magnétique est proportionnel au courant correspondant, soit trois

TC connectés en parallèle pour mesurer chaque courant de phase individuellement et obtenir la somme vectorielle. Ces protections peuvent être à temps dépendant ou indépendant comme les protections à maximum de courant de phase.

### III.3.3.2. PROTECTION DIFFERENTIELLE

Le principe de la protection différentielle repose sur la comparaison des courants aux deux extrémités de la zone surveillée. En détectant les changements entre ces courants, le dispositif de protection signale la présence d'un défaut. Sa force réside dans sa sélectivité inhérente, qui lui permet de détecter spécifiquement les défauts internes et d'ignorer les défauts externes. Cette protection présente également l'avantage de détecter les courants de court-circuit inférieurs au courant nominal tout en offrant la possibilité de temporisations très courtes ou instantanées. Il protège une zone précise du réseau, qu'il s'agisse d'un ou plusieurs câbles, jeux de barres ou transformateurs.



*Figure 14 : Principe de fonctionnement de la protection différentielle*

### III.3.3.3. PROTECTION DE DISTANCE

On utilise un relais capable d'effectuer une mesure instantanée de l'impédance d'une ligne. En effet, la longueur d'une ligne électrique est directement proportionnelle à son impédance. Le principe fondamental de la protection de distance repose sur la division de la tension au point de mesure par le courant mesuré. Il est important de mentionner que les protections de distance fonctionnent par zone (une zone amont et trois zones aval avec des zones étendues).

### III.3.3.4. PROTECTIONS VOLTMETRIQUE HOMOPOLAIRES

Son fonctionnement est simple à comprendre : lorsqu'un défaut à la terre se produit, la tension homopolaire, qui était auparavant nulle, devient significative. En mesurant cette tension homopolaire, les défauts à la terre peuvent être identifiés. Le réglage est exprimé en pourcentage de la tension nominale simple (généralement 10 à 20 %). Le relais de mesure homopolaire est

connecté au générateur de tension homopolaire.

### III.4. PRINCIPE DE REGLAGES ET LA SELECTIVITE

Après avoir exploré les principales familles de protections, nous allons maintenant examiner la procédure pour élaborer le plan de protection c'est-à-dire comment ajuster de manière cohérente les différentes protections d'un réseau.

#### III.4.1. REGLAGE DES PROTECTIONS D'UN DEPART

La procédure de réglage des relais de protection repose sur le calcul du courant de court-circuit biphasé isolé à la terre. Ce calcul peut être effectué soit en utilisant la méthode des composantes symétriques, soit la méthode impédancemétrique en déterminant les impédances des éléments du réseau en amont du défaut. Ainsi, la norme **NFC 13-100** [9] sur la protection contre les défauts polyphasés et à la terre, décrit la procédure de détermination des impédances pour le calcul du courant de court-circuit biphasé.

Le calcul du courant de court-circuit biphasé minimal noté  $I_{ccbmin}$ , est donné par l'équation 2 :

$$I_{ccbmin} = \frac{U_n}{2 * |Z_a + Z_G + Z_T + Z_L|} \quad (2)$$

Avec :

$Z_a$  : l'impédance du réseau amont ;  $Z_G$  : l'impédance du générateur ;  $Z_T$  : l'impédance du transformateur et  $Z_L$  : l'impédance de ligne. Les formules de calcul de ces impédances sont données par le **Tableau 8**.

Tableau 8 : Formules de calcul des impédances

	Organes	Calcul des impédances
1	Réseau amont	$Z_a = j \frac{U_n^2}{S_{cc}} \quad (3)$
2	Générateur	$Z_G = j \frac{X_G}{100} * \frac{U_G^2}{S_g} \quad (4)$
3	Transformateur	$Z_T = j \frac{U_{cc}}{100} * \frac{U_{nT}^2}{S_T} \quad (5)$
4	Ligne	$Z_L = R_L + jX_L \quad (6)$

### III.4.1.1. PROTECTION AMPEREMETRIQUE DE PHASE

Les relais doivent être réglés en termes de courant de déclenchement, en choisissant une valeur inférieure au courant de défaut le plus faible qui pourrait survenir entre phase. Ce courant correspond à celui généré par un défaut biphasé isolé à la terre, dans la situation où le défaut le plus impédant. Les protections de type EPAMI [10] (Ensemble des Protections à Maximum d'Intensité), sont réglées en utilisant l'équation 7 :

$$1,3 * I_{ntc} < I_r < 0,8 * I_{ccbmin} \quad (7)$$

Avec  $I_{ntc}$  : courant nominal du transformateur de courant et  $I_r$  : courant de réglage.

### III.4.1.2. PROTECTION AMPEREMETRIQUE HOMOPOLAIRE A TEMPS CONTANT

Lorsqu'un défaut monophasé se produit dans un départ, le relais homopolaire correspondant fera circuler un courant  $I_{0r}$ , qui dépend de nombreux facteurs, notamment la résistance du défaut, l'impédance de terre du point neutre HTA, la HTA et le courant homopolaire et la capacité du réseau. La valeur TC étant saturée lors du réenclenchement, la valeur de réglage ne doit pas dépassée 6% de la valeur du TC. Lorsqu'un défaut évident survient sur un autre départ, le réglage  $I_{0r}$  du départ est obtenu selon les réglages suivants :

$$I_{0r} \geq k(3I_0) \quad (8)$$

et

$$I_0 = 3 * j * C * \omega * V \quad (9)$$



Avec le coefficient  $k > 1,2$  et dépend du type de relais de protection (pourcentage de retour),  $C$  la capacité totale du départ concerné,  $\omega$  la pulsation et  $V$  la tension.

### **III.4.2. LA SELECTIVITE**

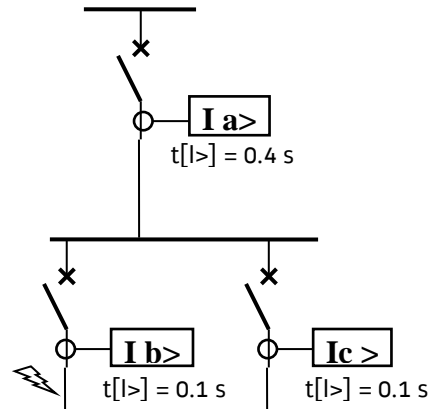
La sélectivité est la méthode de configuration d'un relais de protection pour qu'il fonctionne correctement et le plus rapidement possible de manière coordonnée. L'objectif de la sélectivité est de définir des paramètres précis afin que la protection puisse isoler les parties les plus restreintes du réseau en cas de panne, tout en gardant sous tension les autres parties saines du réseau.

En fonction des moyens dont disposent les concepteurs et opérateurs de réseaux, plusieurs approches sélectives peuvent être mises en œuvre [11]:

- Sélectivité chronométrique (par le temps) ;
- Sélectivité ampèremétriques (par les courants) ;
- Sélectivité par échange d'informations (logique) ;
- Sélectivité par utilisation de protections directionnelles ;
- Sélectivité par utilisation de protections différentielles ;
- Sélectivité par utilisation de protections de distance ;
- Sélectivités combinées.

#### **III.4.2.1. SELECTIVITE CHRONOMETRIQUE**

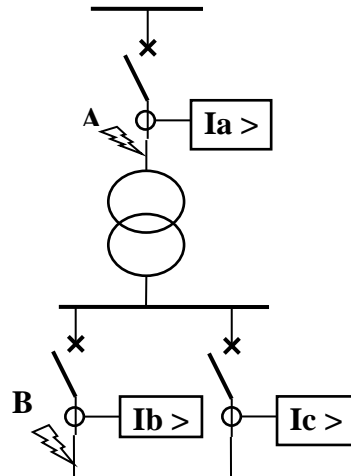
La sélectivité chronométrique est basée sur la différence définie entre le timing de deux relais consécutifs. La protection la plus proche du défaut provoquera le déclenchement en premier du disjoncteur associé. D'autres protections qui détectent le passage d'un courant de défaut reviennent à un état de repos une fois le courant de défaut supprimé. La différence de temporisation entre deux protections consécutives (également appelée « intervalle de sélectivité temporelle ») doit être suffisante pour permettre au relais le plus proche du défaut de fonctionner, d'ouvrir le disjoncteur, puis de supprimer complètement le courant de défaut.



**Figure 15 : Sélectivité chronométrique**

### III.4.2.2. SELECTIVITE AMPEREMETRIQUE

La sélectivité ampèremétrique repose sur la différence d'intensité du courant de court-circuit entre deux défauts situés en des points différents du réseau. En effet, plus le défaut est éloigné de la source, plus le courant de court-circuit est faible. Le seuil de courant de chaque protection doit être réglé pour être inférieur ou égal à 80 % du courant de court-circuit minimum généré par les défauts dans la zone surveillée, et supérieur ou égal à 120 % du courant de court-circuit maximum généré par défauts en aval. Une différence de sélectivité de courant de 20% doit être utilisée entre deux protections consécutives.

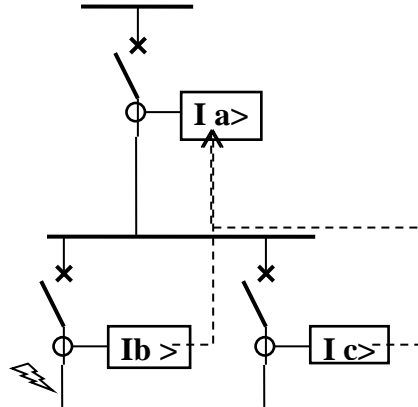


**Figure 16 : Sélectivité ampèremétrique**

### III.4.2.3. SELECTIVITE LOGIQUE

La sélectivité logique est basée sur l'échange d'informations logiques entre deux protections consécutives et est conçue pour réduire les intervalles de sélectivité temporelle et ainsi relayer les temporisations lorsque les temps d'intervalle sont limités. Le relais aval qui détecte le passage du courant de défaut envoie immédiatement une commande de sélectivité

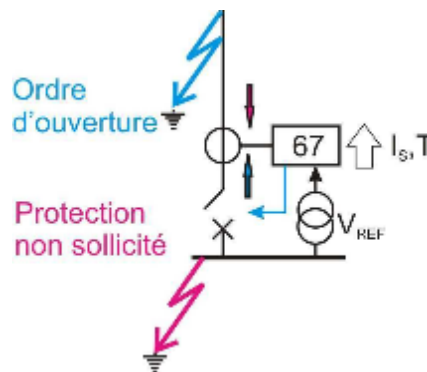
logique (commande d'augmentation de la temporisation) au relais amont. La synchronisation de base du relais en amont doit être suffisante pour permettre la commutation de la synchronisation après la réception d'une commande logique. La temporisation de sélectivité logique du relais amont doit respecter l'intervalle de sélectivité temporelle avec le relais aval.



*Figure 17 : Sélectivité logique*

#### III.4.2.4. SELECTIVITE PAR PROTECTION DIRECTIONNELLE

Elle est appliquée aux réseaux bouclés ou maillés, où les défauts peuvent être alimentés par deux extrémités. Dans ce contexte, les protections envisagées sont des directionnelles à maximum de courant. La **Figure 18** illustre le déclenchement d'une protection ampèremétrique munie d'une détection de la direction du courant de court-circuit.



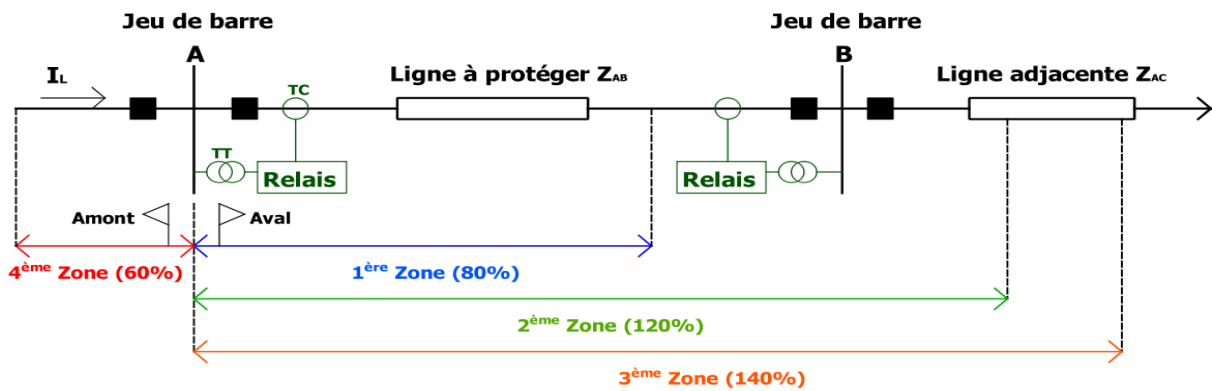
*Figure 18 : Sélectivité par protection directionnelle*

#### III.4.2.5. SELECTIVITE PAR PROTECTION DIFFERENTIELLE

Cette sélectivité fonctionne pour les relais de protection différentielle. Il est particulièrement adapté aux configurations minimales de réseaux protégés, puisque la protection compare les courants entre les parties du réseau. La protection protège donc la zone délimitée par les points de mesure et reste insensible aux éventuels défauts extérieurs.

### III.4.2.6. SELECTIVITE PAR PROTECTION DE DISTANCE

Les protections à distance sont de nature sélective, ce qui signifie qu'elles sont capables de détecter des défauts éloignés, mais elles se déclencheront après un délai plus long que ce ne serait le cas pour des défauts proches. Ainsi, la sélectivité entre les protections est assurée par les paramètres spécifiques de chaque zone protégée. Ils ne nécessitent pas de sélectivité temporelle supplémentaire pour fonctionner de manière sélective car leurs temps de déclenchement sont plus courts que les autres types de protection qui reposent sur une sélectivité temporelle. La **Figure 19** illustre le fonctionnement de la protection de distance.



**Figure 19 : Schéma de fonctionnement de la protection de distance**

## **IV. ETUDE DE SELECTIVITE DE LA LIGNE 90 KV**

### **IV.1. RESEAU ETUDIE**

L'étude est réalisée sur la ligne double terne de 90 kV entre KOSSODO et ZINIARE, qui est constitué des tranches suivantes :

- Poste de KOSSODO
  - Départ vers ZINIARE
- Poste de ZINIARE
  - Arrivée KOSSODO en 90 kV (en cours de travaux)

### **IV.2. DONNEES DE L'ETUDE**

Afin de réaliser cette étude, nous avons pris l'initiative de consulter minutieusement les de l'installation, notamment ceux du système interconnecté KOSSODO-ZINIARE et de la protection. De plus, nous avons examiné attentivement les documents techniques relatifs à la composante B du projet PERREL, lesquels étaient disponibles à la Direction des Grands Projets de la SONABEL. Ces documents sont :

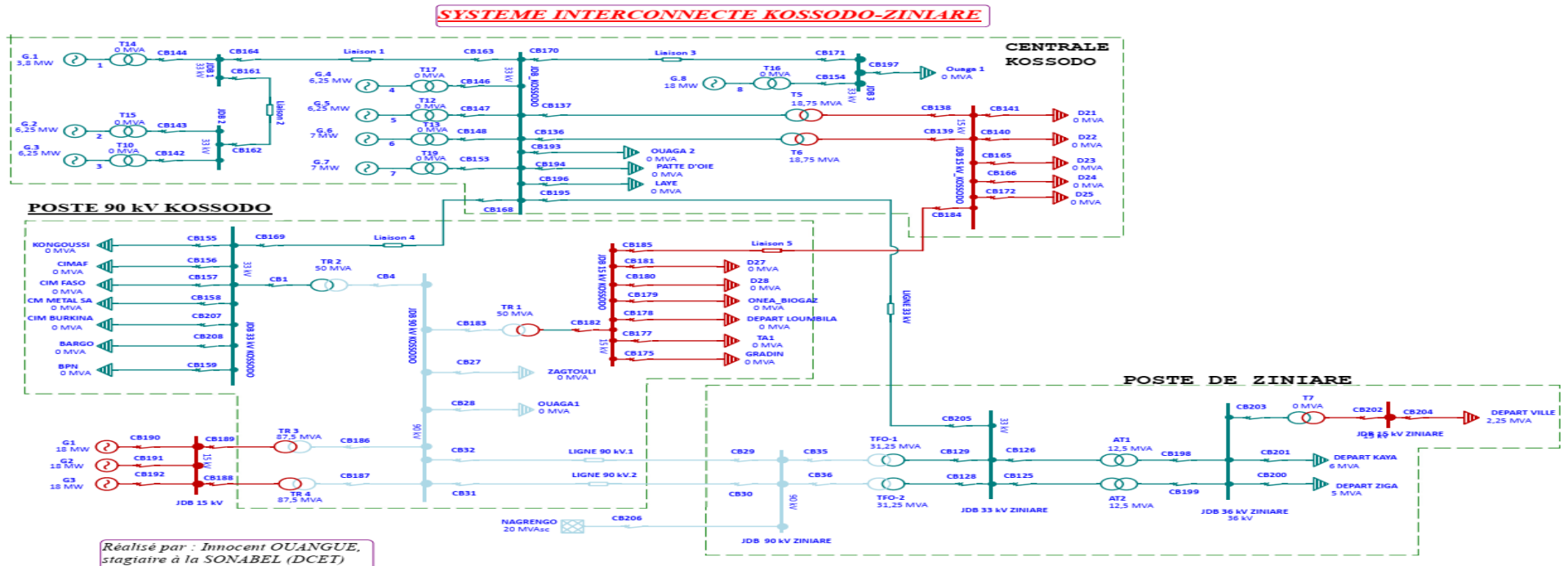
- Document 1 : FICHE DE PRESENTATION DU PROJET PERREL
- Document 2 : FTD037 APPROUVEE SCHEMA UNIFILAIRE DE PROTECTION DES POSTES
- Document 3 : FTD003 APPROUVEE SCHEMA UNIFILAIRE
- Document 4 : SCHEMA UNIFILAIRE EXISTANT DE KOSSODO
- Document 5 : FTD011 CALCUL DE DIMENSION DES CONDUCTEURS FLEXIBLES
- Document 6 : FFD075 APPROUVEE DETAIL MALT DE KOSSODO ET DE ZINIARE

En se basant sur ces documents, nous avons entrepris l'étude de sélectivité pour la ligne 90 kV qui sera construite entre KOSSODO et ZINIARE.

### IV.3. SCHEMA UNIFILAIRE DU SYSTEME A ETUDIE

#### IV.3.1. SYSTEME INTERCONNECTE KOSSODO-ZINIARE

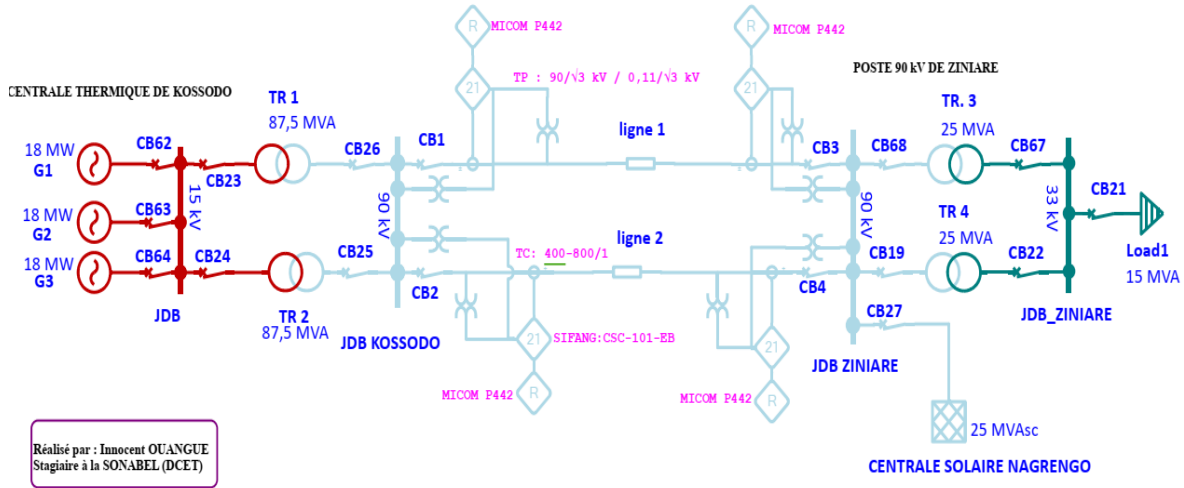
La **Figure 20** présente la configuration actualisée du système interconnecté KOSSODO-ZINIARE avec la ligne double terre et l'utilisation du départ 33 kV en tant que bretelle.



**Figure 20 : Système interconnecté KOSSODO-ZINIARE**

### IV.3.2. SCHEMA UNIFILAIRE DE PROTECTION DE LA LIGNE 90 KV DOUBLE TERNE.

L'étude de sélectivité a été réalisé en utilisant un modèle simplifié du schéma unifilaire de protection (**Figure 21**), permettant ainsi la réalisation de simulations pour évaluer le comportement des relais dédiés à la protection de la ligne.



**Figure 21 : Schéma unifilaire simplifié de protection**

### IV.4. FONCTIONS DE PROTECTION

Conformément au document 2 : FTD037 APPROUVEE SCHEMA UNIFILAIRE DE PROTECTION DES POSTES, les fonctions de protection (code ANSI [12]) retenues pour la protection de la ligne double terre sont données dans le **Tableau 9** et **Tableau 10**.

**Tableau 9 : Fonctions de protection de la ligne (1)**

Tranche/cellule	Type de Protection	Code ANSI	Intitulé de la fonction de protection
Poste 90 kV KOSSODO	SIFANG:CSC-101- EB	21	Protection de distance
		21N	Protection de distance de mise à la terre
		50	Maximum de courant phase instantanée
		51	Maximum de courant phase temporisée
		50N	Protection à maximum d'intensité terre instantanée
		51N	Protection à maximum d'intensité terre temporisée
		27	Protection à minimum de tension
		59	Protection à maximum de tension
		79	Réenclencheur
		25	Contrôle du synchronisme
		67	Maximum de courant de phase directionnelle
		67N	Maximum de courant terre directionnelle
		FL	Localisation des défauts
FR	Enregistreur de défaut		

**Tableau 10 : Fonctions de protection de la ligne (2)**

Tranche / cellule	Type de Protection	Code ANSI	Intitulé de la fonction de protection
Poste 90 kV KOSSODO	SCHNEIDER : P5	50	Maximum de courant phase instantanée
		51	Maximum de courant phase temporisée
		50N	Protection de courant terre instantanée
		51N	Protection à maximum d'intensité terre temporisée
		67	Maximum de courant phase directionnelle
		67N	Maximum de courant terre directionnelle
		50BF	Défaillance disjoncteur
Poste 90 kV ZINIARE	SIFANG : CSC-101- EB	21	Protection de distance de mise à la terre
		21N	Protection de distance de mise à la terre
		50	Maximum de courant phase instantanée
		51	Maximum de courant phase temporisée
		50N	Maximum de courant terre instantanée
		51N	Protection à maximum d'intensité terre
		27	Protection à minimum de tension
		59	Protection à maximum de tension
		79	Réenclencheur
		25	Contrôle du synchronisme
		50BF	Défaillance disjoncteur
		FL	Localisation des défauts
		FR	Enregistreur de défaut
		SCHNEIDER : P442	21
	21N		Protection distance de mise à la terre
	50		Maximum de courant phase instantanée
	51		Maximum de courant phase temporisée
	50N		Maximum de courant terre instantanée
	51N		Protection à maximum d'intensité terre temporisée
	27		Protection à minimum de tension
	59		Protection à maximum de tension
	79		Réenclencheur
	50BF	Défaillance disjoncteur	
FL	Localisation des défauts		
FR	Enregistreur de défaut		

#### IV.5. PRINCIPE DE SELECTIVITE

Nous appliquerons à cette étude la sélectivité chrono-ampèremétrique utilisée par la SONABEL. Les seuils de réglages seront paramétrés avec des courbes à temps constant. L'étude nous permettra de définir si une sélectivité logique est recommandée.

#### IV.6. MODES D'EXPLOITATION

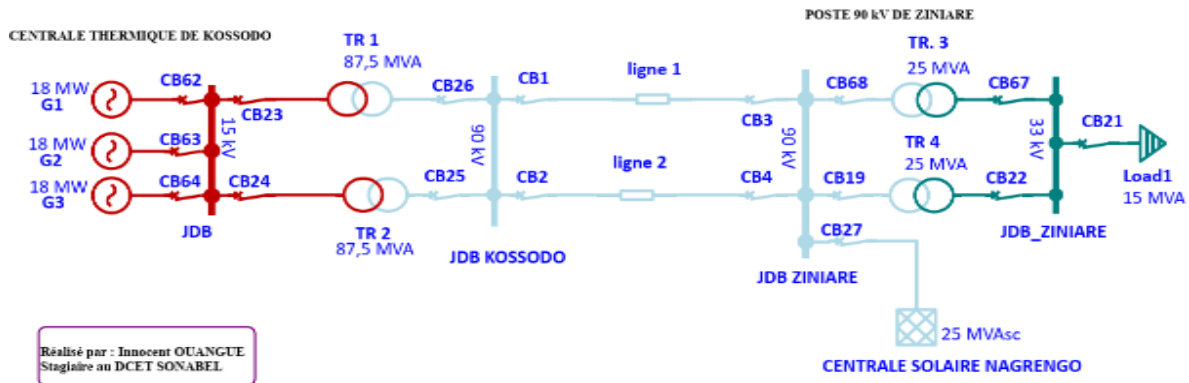
Afin d'atteindre l'objectif de l'étude, nous avons procédé à des scénarii d'exploitation du système permettant d'optimiser les réglages des protections. Les modes suivants ont été adopté :



#### IV.6.1. EXPLOITATION EN REGIME NORMAL

Au poste de KOSSODO, les disjoncteurs de la ligne double terne départ ZINIARE sont fermé avec la liaison 33 kV en service. L'énergie est évacuée par la ligne double terne. Ces deux lignes se reboulent sur les barres 90 kV du poste de ZINIARE.

**Hypothèse** : La centrale thermique de KOSSODO en production, ainsi que la centrale solaire de NAGREONGO.



**Figure 22 : Régime normal d'exploitation schéma simplifié**

En exploitation normale (comme illustré sur la **Figure 22**), la protection de chaque terne est garantie par les relais installés sur sa tranche. L'évacuation de l'énergie est faite par les deux lignes, tandis que la ligne sous 33 kV sera déconnectée d'un côté de manière à assurer la distribution.

#### IV.6.2. EXPLOITATION EN REGIME PERTURBE 1 : PERTE D'UNE DES LIGNES DOUBLE TERNE

Evacuation de l'énergie par une seule ligne, sans apparition de contrainte thermique de cette dernière (**Figure 23**).

**Hypothèse** : KOSSODO et NAGREONGO en production.

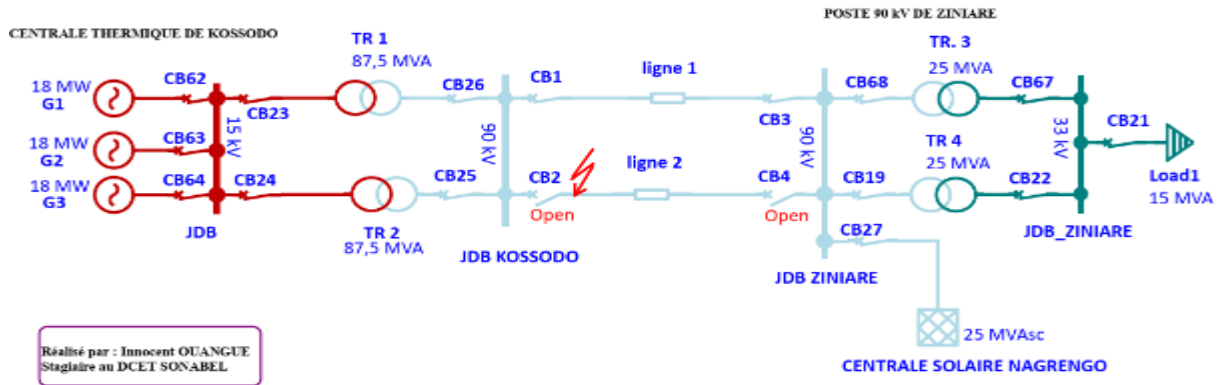


Figure 23 : Régime perturbé 1

En régime perturbé 1, l'exploitation se limitera à une seule ligne. Le relais de protection de cette tranche doit être à mesure d'assurer la protection tout en prenant en compte la charge supplémentaire de la ligne en défaut.

#### IV.6.3. EXPLOITATION REGIME PERTURBE 2 : PERTE DE LA LIGNE DOUBLE TERNE

Dans cette situation particulière (Figure 24), seule la centrale solaire de NAGREONGO sera à mesure de fournir l'énergie pour la ville de ZINIARE et autres pendant la journée. La centrale de KOSSODO prendra ensuite le relais pendant la nuit via le réseau de distribution en 33 kV.

**Hypothèse :** idem que le régime perturbé 1

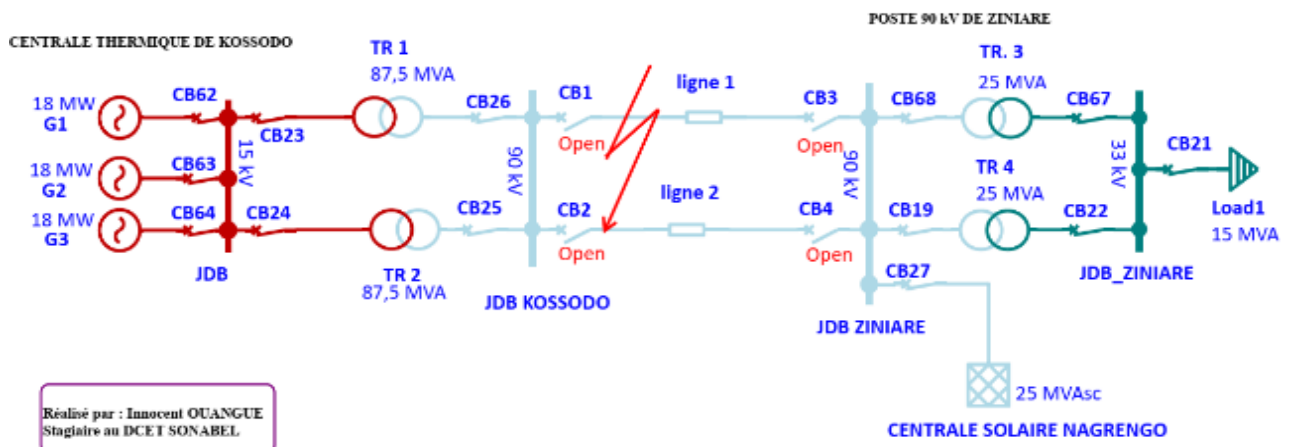


Figure 24 : Régime perturbé 2

#### IV.7. REGIME DE NEUTRE

Suite à notre visite et la connaissance du document 6 : FFTD075 APPROUVEE DETAIL MALT DE KOSSODO ET DE ZINIARE, la mise à la terre du neutre des transformateurs (côtés

90kV) est directement reliée à la terre.

#### IV.8. CARACTERISTIQUES DES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE

Les caractéristiques des transformateurs de puissance faisant objet de cette étude sont données par le **Tableau 11**:

**Tableau 11 : Caractéristiques des transformateurs**

Désignation	Sn (MVA)	Up (kV)	Us (kV)	Ucc (%)	Couplage	
Transformateurs KOSSODO	15/90 kV	70	15	90	12,25	YNd11
Transformateur ZINIARE	33/90 kV	25	33	90	9,9	YNd11

#### IV.9. CARACTERISTIQUES DE LA LIGNE

En absence des informations spécifique sur la ligne, nous avons utilisé les caractéristiques des conducteurs fournies dans le **Tableau 2** pour calculer les impédances directe, homopolaire, ainsi que le coefficient de terre de la ligne en appliquant les formules des équations 10 et 11 :

- Impédance directe de la ligne :

$$Z_d = (R_d + jX_d) * L (\Omega) \quad (10)$$

- Impédance homopolaire :

$$Z_o = (R_o + X_o) * L (\Omega) \quad (11)$$

L'application numérique de ces formules est donnée dans le **Tableau 12**.

**Tableau 12 : Impédances de la ligne et coefficient de terre**

Désignation	Longueur (km)	$Z_d=(0,12+j0,380)*L$ ( $\Omega$ )	$Z_o=(0,268+j1,424)*L$ ( $\Omega$ )	$ Z_d $ ( $\Omega$ )	$ Z_o $ ( $\Omega$ )	Arg (L)=arctg(XI/Rl)
Ligne KOSSODO- ZINIARE 90kV	35	4,2+ j13,3	9,38+j49,84	13,95	50,72	72,47°

Le coefficient de compensation homopolaire  $K_G$  est calculé en fonction de la formule suivant :

$$K_G = \frac{Z_o - Z_d}{3 * Z_d} \quad (12)$$

Avec  $Z_0$  et  $Z_d$  en complexe

L'application numérique du coefficient de compensation est donnée par le **Tableau 13**.

**Tableau 13 : Coefficient de terre**

$K_G$	$ K_G $	$\text{Arg } K_G = \text{arctg}(0,14/0,87)$
$0,87+j0,14$	0,881	$9,14^\circ$

#### IV.10. PARAMETRES DE PORTEE RESISTIVE DEFAULT ENTRE PHASE

- **Impédance minimale de charge :**

La puissance minimale qui peut transiter sur cette ligne est de 49,88 MW, soit une puissance apparente de 62,35 MVA pour un facteur de puissance de 0.8. L'impédance de charge est calculée en prenant en compte comme l'hypothèse une tension minimale de  $0.8 \cdot U_n$ , soit :

$$Z_{charge} = \frac{0,8 * U^2}{1,2 * S} \quad (13)$$

Ou :

$$Z_{charge} = \frac{0,8 * U}{\sqrt{3} * 1,2 * I_{nTC}} \quad (14)$$

D'où :

$$Z_{charge} = \frac{0,8 * 90^2}{1,2 * 62,35} = 86,6 \Omega_{HT} \quad (15)$$

- **Portée résistive :** également appelée portée de mise à la terre résistive, cette composante revêt une importance majeure dans la conception et la protection des systèmes électriques. Son rôle crucial réside dans la détection et la localisation des défauts entre phases, et elle est calculée en fonction de la résistance limite.

La résistance limite est telle que :

$$R_{lim} = 80\% * Z_{charge} \quad (16)$$

D'où :

$$R_{lim} = 0,8 * 86,6 = 69,28 \Omega_{HT} \quad (17)$$

Le calcul de la portée est résumé dans le **Tableau 14**.

**Tableau 14 : Réglage de la portée résistive**

Portée résistive	10 * Zi (ΩHT)	80% R limite (ΩHT)	Critère de réglage (ΩHT)	Valeur obtenue	Réglage adopté (ΩHT)
R1Ph	111,58	55,43	≤80% R2Ph	133,90	125
R2Ph	167,37	55,43	≤80% R3Ph	178,53	150
R3Ph - R4Ph	209,21	55,43	≤80% R limite	55,43	53

#### IV.11. PARAMETRES DE PORTEE RESISTIVE DEFAULT A LA TERRE

Les portées résistives de terre seront prises égales à celles de phase :  $R_G = R_{ph}$

#### IV.12. REDUCTEURS DE MESURES

Les caractéristiques des transformateurs de courant (TC) et de tension (TT) sont données dans le **Tableau 15**:

**Tableau 15 : Caractéristiques des réducteurs**

TC	Ip (A)	Is (A)	Rapport de Transformation	Précision	Puissance de Précision (Sp)
KOSSODO	400-800	1	400	5P20	20VA
ZINIARE	400-800	1	400	5P20	20VA

TT	Up (V)	Us (V)	Rapport de Transformation	Précision	Puissance de Précision Sp
KOSSODO	90000	110	818,18	20VA	0,2/3P
ZINIARE	90000	110	818,18	20VA	0,2/3P

## IV.13. PLAN DE PROTECTION : POSTE 90 KV DE KOSSODO – DEPART ZINIARE

### IV.13.1. CARACTERISTIQUE DES EQUIPEMENTS

#### ➤ Caractéristiques de la ligne

Longueur	: L = 35 km
Impédance directe	: $Z_d = 4,2 + j13,3$ $ Z_d  = 13,95 \Omega$
Impédance homopolaire	: $Z_o = 9,38 + j49,84$
Angle de la ligne	: $\arg(L) = \arctg(13,3/4,2) = 72,47^\circ$

#### ➤ Réducteurs de mesure

TC : 400-800/1 ; 5P20 ; 20VA

TP : 90/ $\sqrt{3}$  kV / 0,11/ $\sqrt{3}$  kV

Rapport d'intensité :  $k_i = 400$

Rapport de tension :  $k_u = 818,18$

Rapport d'impédance :  $k_z = k_u/k_i = 818,18/400 = 2,045$

#### ➤ Protections

Protection principale : **SIFANG : CSC-101-EB**

Protection de secours : **MICOM P442**

### IV.13.2. REGLAGES DES PROTECTIONS DE LA LIGNE DOUBLE TERNE

#### IV.13.2.1. PROTECTION DE DISTANCE (21/21N)

L'étendue des zones de réglage est calculée en pourcentage de l'impédance ( $\Omega$ ) de la liaison à protéger. Nous réglons sur les protections de distances trois zones en aval (Z1, Z2 et Z3) et une zone amonts (Z4).

#### IV.13.2.2. REGLAGE DE LA ZONE 1 AVAL

Le paramétrage de la zone 1 est le suivant :

✓  $Z_1 = 80\% * Z_d = 11,16 \Omega$

✓  $t_{Z1} = 0s$

#### IV.13.2.3. REGLAGE DE LA ZONE 2 AVAL

Le paramétrage de la zone 1 est le suivant :

✓  $Z2 = 120\% * Z_d = 16,74 \Omega$

✓  $t_{Z2} = 0,5s$

#### IV.13.2.4. REGLAGE DE LA ZONE 3 AVAL

Le paramétrage de la zone 1 est le suivant :

✓  $Z3 = 160\% * Z_d = 22,32 \Omega$

✓  $t_{Z3} = 1s$

#### IV.13.2.5. REGLAGE DE LA ZONE 4 AMONT

Le paramétrage de la zone 1 est le suivant :

✓  $Z4 = 10\% * Z_d = 1,39 \Omega$

✓  $t_{Z4} = 1,5s$

#### IV.13.2.6. RECAPITULATIF DE REGLAGE DES PROTECTIONS DE DISTANCE

Le récapitulatif de réglage des zones des protections de distance est donné par le **Tableau 16** :

*Tableau 16 : Réglage des zones côté KOSSODO*

	HT ( $\Omega$ )	BT ( $\Omega$ )	t (s)
<b>ZONE 1</b>	11,16	5,456	0
<b>ZONE 2</b>	16,74	8,184	0,5
<b>ZONE 3</b>	22,32	10,912	1
<b>ZONE 4</b>	1,395	0,682	1,5

#### IV.13.3. PROTECTION A MINIMUM DE TENSION (27)

Pour assurer une protection optimale contre les baisses de tensions prolongées et un secours contre les courts-circuits entre phase, le seuil sera paramétré avec les valeurs ci-après tout en tenant compte des temporisations de la protection de distance des zones 3 et 4 soit un temps de 2.5 secondes :

$[U < 1] \leq 80\% U_n = 0.8 * 90 = 72 \text{ kV}$

$[t_{U < 1}] = 2,5s$  (tension composée)

Le réglage de la fonction (27) est donné par le **Tableau 17**.

*Tableau 17 : Réglage protection minimum de tension côté KOSSODO*

	$\leq 80\% U_n$	Réglage adopté	t (s)
<b>Fonction (27)</b>	72	70 ou 72	2,5

#### IV.13.4. PROTECTION A MAXIMUM DE TENSION (59)

Cette protection sera réglée à 120% de  $U_{nTT}$  avec les mêmes conditions que précédemment pour garantir la sélectivité avec la protection de distance.

$$[U > 1] \leq 120\%U_{nTT} = 108 \text{ kV}$$

$$[tU > 1] = 2,5\text{s (tension composée)}$$

Le réglage de la fonction (59) est donné par **Tableau 18**.

**Tableau 18 : Réglage protection maximum de tension côté KOSSODO**

	$\leq 120\%U_n$	Réglage adopté	t (s)
Fonction (59)	108	100 ou 108	2,5

#### IV.13.5. REENCLENCHER (79)

Le réenclencheur automatique permet d'éliminer les coupures de courant causées par des défauts transitoires sur les lignes aériennes, qui représentent 80 % de ces cas. Le cycle de réencenchement est contrôlé en interne par un élément de protection, qui active un signal pour fermer le disjoncteur si les conditions du réseau sont satisfaisantes. Si le disjoncteur ne se déclenche pas à nouveau, le temps de récupération démarre et la fonction de réencenchement se rétablit. Si la protection intervient pendant ce temps, l'équipement se bloquera ou passera au cycle suivant du schéma de réencenchement après avoir épuisé les tentatives de réencenchement. Le réglage est fourni par le **Tableau 19**.

**Tableau 19 : Guide de réglage côté KOSSODO, source : norme ANSI/IEEE C37.60**

Réencenchement	
Nombre de cycles	2
Temporisation de 1er cycle (mono ou tri)	1s
Temporisation de 2ème cycle (triphase)	5s
Temps de récupération (tps de blocage)	60s
Temporisation de discrimination	5s
Tempo inhib ARS	5s

#### IV.13.6. CONTROLE DU SYNCHRONISME (25)

Pour éviter les surtensions et les dommages potentiels aux machines, il est important de vérifier l'état du réseau des deux côtés avant de fermer le disjoncteur. Bien qu'il puisse y avoir des différences de déphasage, de fréquence et d'amplitude entre les tensions du réseau, des inspections périodiques peuvent contribuer à garantir qu'elles ne dépassent pas les limites autorisées. Ces inspections consistent à surveiller la tension des deux côtés du disjoncteur et à vérifier qu'ils sont tous deux sous tension, ainsi qu'à surveiller les différences d'angle de phase,



de fréquence et d'amplitude.

Il y a quatre (04) situations à considérer lors de la réalisation d'un contrôle de synchronisation avant la fermeture du disjoncteur :

1. Ligne vive / barre morte ;
2. Ligne morte / barre vive ;
3. Ligne morte / barre morte ;
4. Ligne vive / barre vive.

Le seul mode où il est nécessaire de réaliser le contrôle du synchronisme est le mode ligne vive / barre vive. Dans ce cas, le synchro-check devra vérifier la réalisation des contraintes suivantes :

- ✚ Différence de tension ( $\Delta V$ ) entre les deux sources inférieure à 10% de la tension  $V_n$  ;
- ✚ Différence de fréquence ( $\Delta f$ ) inférieure à 100 mHz ;
- ✚ Différence de phase ( $\Delta \phi$ ) inférieure à 20 degrés ;
- ✚ Durée minimale (t) de validation de ces contraintes : 100 ms

Par ailleurs, il est nécessaire de définir les seuils de tension en dessous ou au-dessus desquels les barres et les lignes sont considérées respectivement hors tension et sous tension. Les réglages du contrôle du synchronisme sont résumés dans le **Tableau 20**:

**Tableau 20 : Réglage contrôle du synchronisme côté KOSSODO**

Rapport TP	$\Delta V$	$\Delta f$	$\Delta \phi$	T
90000/ $\sqrt{3}$ / 110/ $\sqrt{3}$ V	10%* $U_n$	0,20Hz	$\pm 15^\circ$	100ms
	9,00	0,20Hz	$\pm 15^\circ$	100ms

#### IV.13.7 PROTECTION DE SECOURS

##### IV.13.7.1. PROTECTION A MAXIMUM D'INTENSITE (50/51)

Le 1<sup>er</sup> seuil [ $I > 1$ ] doit être paramétré de manière à détecter tout défaut sur la ligne HTB et assurer la protection de celle-ci en secours de la protection de distance. Le seuil sera paramétré à 120% du courant nominal du TC. Pour assurer la sélectivité avec la protection de distance, ce seuil sera lié à un déclenchement programmé, visant à éliminer le défaut dans un laps de temps supérieur à la temporisation des zones 3 et 4 soit 2 secondes. Le réglage retenu est donc le suivant :

$$[I>1] = 120\% I_{nTC} = 1,2 * 400 = 480A$$

$$[tI>1] = 2 \text{ s}$$

La valeur de réglage de la fonction (50/51) est donnée par le **Tableau 21**:

**Tableau 21 : Réglage protection 50/51 côté KOSSODO**

	$[I>1] = 120\% I_{nTC}$	Réglage adopté	t(s)
<b>Fonctions (50/51)</b>	480	480	2

#### IV.12.7.2. PROTECTION A MAXIMUM D'INTENSITE TERRE (50N/51N)

Cette protection à maximum d'intensité terre, doit être paramétrée de manière à assurer la protection de la ligne en secours de la protection de distance. Son réglage sera fait à 25% de  $I_{nTC}$  et avec la même temporisation que précédemment.

$$[I>2] = 25\% * I_{nTC} = 0.25 * 400 = 100A$$

$$[tI>2] = 2s$$

Le réglage de la fonction (50N/51N) est donné par le **Tableau 22**.

**Tableau 22 : Réglage protection 50N/51N côté KOSSODO**

	$[I>1] = 25\% I_{nTC}$	Réglage adopté	t(s)
<b>Fonctions (50N/51N)</b>	100	100	2

#### IV.13.7.3. PROTECTION MAXIMUM COURANT PHASE DIRECTIONNELLE (67)

Rappel : le rapport de TC utilisé pour cette fonction est de 100-200/1 A.

Le réglage de la protection (67) doit respecter les critères suivants :

- Inférieur ou égal à 20 % du courant de court-circuit biphasé ( $[I>1] \leq 0.2 * I_{ccb}$ ) à l'extrémité de la ligne.
- Supérieur ou égal à 10% du courant nominal du TC, soit  $[I>1] = 0.1 * 200 = 20 \text{ A}$ .

Les données permettant d'évaluer le  $I_{ccb}$  au bout de la ligne n'étant pas disponible, nous proposons le réglage suivant :

- $[I>1] = 125\% I_{nTC} = 1.25 * 200 = 250 \text{ A}$  sous 90 kV
- $[tI>1] = 1 \text{ s}$  en respectant la sélectivité avec la zone 2.

Le réglage de la fonction (67) est donné par le **Tableau 23**.

**Tableau 23 : Réglage protection 67 côté KOSSODO**

	$[I>1] = 125\% I_{nTC}$	Réglage adopté	t(s)
Fonction (67)	250	250	1

#### IV.13.7.4. PROTECTION MAXIMUM COURANT TERRE

##### DIRECTIONNELLE (67N)

Le seuil de protection (67N) doit être paramétré de manière à assurer la protection de la ligne en secours de la protection de distance. Le réglage est fait à 25% de  $I_{nTC}$  et la temporisation doit assurer une sélectivité chronométrique avec la temporisation de la zone 2 de la protection de distance avec un intervalle de 300 ms, cette temporisation est donc paramétrée à 1,6 s. le réglage retenu est donc le suivant :

$$[I>1] = 25\% I_{nTC} = 0.25 \cdot 200 = 50 \text{ A sous } 90 \text{ kV.}$$

Le réglage de la fonction (67N) est donné par le **Tableau 24**.

**Tableau 24 : Réglage protection 67N côté KOSSODO**

	$[I>1] = 25\% I_{nTC}$	Réglage adopté	t(s)
Fonction (67N)	50	50	1

#### IV.14. PLAN DE PROTECTION : POSTE 90 KV DE ZINIARE – ARRIVEE KOSSODO

##### IV.14.1. CARACTERISTIQUES DES EQUIPEMENTS

###### ➤ Caractéristiques de la ligne

Longueur	: L = 35 km
Impédance directe	: $Z_d = 4,2 + j13,3$ $ Z_d  = 13,95 \Omega$
Impédance homopolaire	: $Z_o = 9,38 + j49,84$
Angle de la ligne	: $\arg(L) = \arctg(13,3/4,2) = 72,47^\circ$

###### ➤ Réducteurs de mesure

TC	: 400-800/1 ; 5P20 ; 20VA
TP	: $90/\sqrt{3}$ kV / $0,11/\sqrt{3}$ kV
Rapport d'intensité	: $k_i = 400$
Rapport de tension	: $k_u = 818,18$
Rapport d'impédance	: $k_z = k_u/k_i = 818,18/400 = 2,045$

➤ **Protections**

Protection principale : **SIFANG : CSC-101-EB**

Protection de secours : **MICOM P442**

**IV.14.2. REGLAGES DES PROTECTIONS DE LA LIGNE DOUBLE TERNE**

**IV.14.2.1. PROTECTION DE DISTANCE (21/21N)**

L'étendue des zones de réglage est calculée en pourcentage de l'impédance ( $\Omega$ ) du tronçon à protéger. Nous réglons sur les protections de distances trois zones en avals (Z1, Z2 et Z3) et une zone amonts (Z4).

**IV.14.2.2. REGLAGE DE LA ZONE 1 AVAL**

Le paramétrage de la zone 1 est le suivant :

- ✓  $Z1 = 80\% * Z_d = 11,16 \Omega$
- ✓  $t_{Z1} = 0s$

**IV.14.2.3. REGLAGE DE LA ZONE 2 AVAL**

Le paramétrage de la zone 1 est le suivant :

- ✓  $Z2 = 120\% * Z_d = 16,74 \Omega$
- ✓  $t_{Z2} = 0,5s$

**IV.14.2.4. REGLAGE DE LA ZONE 3 AVAL**

Le paramétrage de la zone 1 est le suivant :

- ✓  $Z3 = 160\% * Z_d = 22,32 \Omega$
- ✓  $t_{Z3} = 1s$

**IV.14.2.5. REGLAGE DE LA ZONE 4 AMONT**

Le paramétrage de la zone 1 est le suivant :

- ✓  $Z4 = 10\% * Z_d = 1,39 \Omega$
- ✓  $t_{Z4} = 1,5s$

**IV.14.2.6. RECAPITULATIF DE REGLAGE DES PROTECTIONS DE DISTANCE**

Le récapitulatif de réglage de la protection de distance est donné par le Tableau 25.

Tableau 25 : Réglage des zones côté ZINIARE

	HT (Ω)	BT(Ω)	t (s)
<b>ZONE 1</b>	11,16	5,456	0
<b>ZONE 2</b>	16,74	8,184	0,5
<b>ZONE 3</b>	22,32	10,912	1
<b>ZONE 4</b>	1,395	0,682	1,5

#### IV.14.3. PROTECTION A MINIMUM DE TENSION (27)

Pour assurer une protection optimale contre les baisses de tensions prolongées et un secours contre les courts-circuits entre phase, le seuil sera paramétré avec les valeurs ci-après tout en tenant compte des temporisations de la protection de distance des zones 3 et 4 soit un temps de 2,5 secondes :

$$[U<1] \leq 80\%U_n = 0.8*90 = 72 \text{ kV}$$

$$[tU<1] = 1,5 \text{ s (tension composée)}$$

Le réglage de la fonction (27) est donné par le Tableau 26.

Tableau 26 : Réglage protection minimum de tension côté ZINIARE

	$\leq 80\%U_n$	Réglage adopté	t (s)
<b>Fonction (27)</b>	72	70 ou 72	1,5

#### IV.14.4. PROTECTION A MAXIMUM DE TENSION (59)

Cette protection sera réglée à 120% de  $U_{nTT}$  avec les mêmes conditions que précédemment pour garantir la sélectivité avec la protection de distance.

$$[U>1] \leq 120\%U_{nTT} = 108 \text{ kV}$$

$$[tU>1] = 2,5\text{s (tension composée)}$$

Le réglage de la fonction (59) est donné par le Tableau 27.

Tableau 27 : Réglage protection maximum de tension côté ZINIARE

	$\leq 120\%U_n$	Réglage adopté	t (s)
<b>Fonction (59)</b>	108	100 ou 108	2,5

#### IV.14.5. REENCLENCHEUR (79)

Le réglage de la fonction (79) est donné par le Tableau 28.

**Tableau 28 : Guide de réglage du Réenclencheur côté ZINIARE**

Réenclenchement	
Nombre de cycles	2
Temporisation de 1er cycle (mono ou tri)	1s
Temporisation de 2ème cycle (triphase)	5s
Temps de récupération (tps de blocage)	60s
Temporisation de discrimination	5s
Tempo inhib ARS	5s

#### IV.14.6. CONTROLE DU SYNCHRONISME (25)

Le réglage de la fonction (25) est donné par le **Tableau 29**.

**Tableau 29 : Réglage contrôle synchronisme côté ZINIARE**

Rapport TP	$\Delta V$	$\Delta f$	$\Delta \phi$	T
90000/ $\sqrt{3}$ / 110/ $\sqrt{3}$ V	20% * $V_n$	200mHz	20°	100ms
	10,39	200mHz	20°	100ms

#### IV.14.7 PROTECTION DE SECOURS

##### IV.14.7.1. PROTECTION A MAXIMUM D'INTENSITE (50/51)

Le 1<sup>er</sup> seuil [I>1] doit être paramétré de manière à détecter tout défaut sur la ligne HTB et assurer la protection de celle-ci en secours de la protection de distance. Le seuil sera paramétré à 120% du courant nominal du TC. Pour assurer la sélectivité avec la protection de distance, ce seuil sera lié à un déclenchement programmé, visant à éliminer le défaut dans un laps de temps supérieur à la temporisation des zones 3 et 4 soit 2 secondes. Le réglage retenu est donc le suivant :

$$[I>1] = 120\% I_{nTC} = 1,2 * 400 = 480A$$

$$[tI>1] = 1 s$$

Le réglage de la fonction (50/51) est donné par le **Tableau 30**.

**Tableau 30 : Réglage protection 50/51 côté ZINIARE**

	$[I>1] = 120\% I_{nTC}$	Réglage proposé	t(s)
Fonctions (50/51)	480	480	1

##### IV.14.7.2. PROTECTION A MAXIMUM D'INTENSITE TERRE (50N/51N)

Cette protection à maximum d'intensité terre, doit être paramétré de manière à assurer la protection de la ligne en secours de la protection de distance. Son réglage sera fait à 25% de  $I_{nTC}$  et avec la même temporisation que précédemment.

$$[I>2] = 25\% * I_{nTC} = 0,25 * 400 = 100A$$

$$[tI>2] = 2s$$

Le réglage de la fonction (50N/51N) est donné par le **Tableau 31**.

**Tableau 31 : Réglage protection 50N/51N côté ZINIARE**

	$[I>1] = 25\%I_{nTC}$	Réglage adopté	t(s)
<b>Fonctions (50N/51N)</b>	100	100	2

#### IV.14.7.3. PROTECTION MAXIMUM COURANT PHASE DIRECTIONNELLE (67)

Rappel : le rapport de TC utilisé pour cette fonction est de 100-200/1 A.

Le réglage de la protection (67) doit respecter les critères suivants :

- Inférieur ou égal à 20 % du courant de court-circuit biphasé ( $[I>1] \leq 0.2 * I_{ccb}$ ) à l'extrémité de la ligne.
- Supérieur ou égal à 10% du courant nominal du TC, soit  $[I>1] = 0.1 * 200 = 20$  A.

Les données permettant d'évaluer le  $I_{ccb}$  au bout de la ligne n'étant pas disponible, nous proposons le réglage suivant :

- $[I>1] = 125\%I_{nTC} = 1.25 * 200 = 250$  A sous 90 kV
- $[tI>1] = 1$  s en respectant la sélectivité avec la zone 2.

Le réglage de la fonction (67) est donné par le **Tableau 32**.

**Tableau 32 : Réglage protection 67 côté ZINIARE**

	$[I>1] = 125\%I_{nTC}$	Réglage adopté	t(s)
<b>Fonction (67)</b>	250	250	1

#### IV.14.7.4. PROTECTION MAXIMUM COURANT TERRE DIRECTIONNELLE (67N)

Le seuil de protection (67N) doit être paramétré de manière à assurer la protection de la ligne en secours de la protection de distance. Le réglage est fait à 25% de  $I_{nTC}$  et la temporisation doit assurer une sélectivité chronométrique avec la temporisation de la zone 2 de la protection de distance avec un intervalle de 300 ms, cette temporisation est donc paramétrée à 1,6 s. le réglage retenu est donc le suivant :

$$[I>1] = 25\%I_{nTC} = 0.25 * 200 = 50 \text{ A sous } 90 \text{ kV.}$$

Le réglage de la fonction (67N) est donné par le **Tableau 33**.

**Tableau 33 : Réglage protection 67N côté ZINIARE**

	<b>[I&gt;1] = 25%InTC</b>	<b>Réglage adopté</b>	<b>t(s)</b>
<b>Fonction (67N)</b>	50	50	1



#### IV.15. RECAPITULATION DES REGLAGES

##### IV.15.1. POSTE 90 KV KOSSODO – DEPART ZINIARE

Le réglage des protections du départ ZINIARE au poste 90 kV de KOSSODO est récapitulé dans le Tableau 34.

**Tableau 34 : Récapitulatif réglage départ ZINIARE**

Cellule ou repère	Type de Relais	Réducteurs de mesure	Code ANSI	Fonctions de protection	Réglages adopté	Commentaires	
KOSSODO	DEPART ZINIARE	SIFANG:CSC-101-EB	TC 400-800/1A TP 90kV/ $\sqrt{3}$ / 0,11kV/ $\sqrt{3}$ ki = 400 ku =818,18 kz = 2,045	21	Protection de distance	Caractéristique de la ligne : Longueur = 35 km ; $\Phi = 72,47^\circ$ ; $Z_d = 4,2 + j13,3\Omega$ ; $ Z_d  = 13,95 \Omega$ $Z_o = 9,38 + j49,84 \Omega$ ; $ Z_o  = 50,72 \Omega$ KG = 0,881 ; $Z_{ch} = 86 \Omega$ $R_{lim} = 69,29 \Omega$ $Z_1 = 80\%*Z_d = 0,8*13,95 = 11,16\Omega$ ; tz1 = 0s $Z_2 = 120\%*Z_d = 1,2*13,95 = 16,74 \Omega$ ; tz2 = 0,5s $Z_3 = 160\%*Z_d = 1,6*13,95 = 22,32\Omega$ ; tz3 = 1s $Z_4 = 10\%*Z_d = 0,1*13,95 = 1,39 \Omega$ ; tz4 = 1,5s	
	DEPART ZINIARE	MICOM P442	TC 400-800/1A TP 90kV/ $\sqrt{3}$ / 0,11kV/ $\sqrt{3}$ ki = 400 ku =818,18 kz = 2,045	27	Protection à minimum de tension	$[U<1] = 80\%Un_{TT} = 0,8*90 = 72 \text{ kV}$ $[tU<1] = 2,5\text{s}$	Tension composée
	DEPART ZINIARE	MICOM P442	TC 400-800/1A TP 90kV/ $\sqrt{3}$ / 0,11kV/ $\sqrt{3}$ ki = 400 ku =818,18 kz = 2,045	59	Protection à maximum de tension	$[U>1] = 120\%Un_{TT} = 1,2*90 = 108 \text{ kV}$ $[tU>1] = 2,5 \text{ s}$	Tension composée
	DEPART ZINIARE	MICOM P442	TC 400-800/1A TP 90kV/ $\sqrt{3}$ / 0,11kV/ $\sqrt{3}$ ki = 400 ku =818,18 kz = 2,045	79	Réenclencheur	Guide	
	DEPART ZINIARE	MICOM P442	TC 400-800/1A TP 90kV/ $\sqrt{3}$ / 0,11kV/ $\sqrt{3}$ ki = 400 ku =818,18 kz = 2,045	51	Maximum de courant phase temporisée	$[I>1] = 120\%In_{TC} = 1,2*400 = 480 \text{ A}$ $[tI>1] = 2 \text{ s}$	
	DEPART ZINIARE	MICOM P442	TC 400-800/1A TP 90kV/ $\sqrt{3}$ / 0,11kV/ $\sqrt{3}$ ki = 400 ku =818,18 kz = 2,045	51N	Protection à maximum d'intensité terre temporisée	$[I>2] = 25\%In_{TC} = 0,25*400 = 100 \text{ A}$ $[tI>2] = 2 \text{ s}$	
	DEPART ZINIARE	MICOM P442	TC 400-800/1A TP 90kV/ $\sqrt{3}$ / 0,11kV/ $\sqrt{3}$ ki = 400 ku =818,18 kz = 2,045	67N	Protection maximum courant terre directionnelle	$[In>1] = 25\%In_{TC} = 0,25*200 = 50 \text{ A}$ $[tIn>1] = 1 \text{ s}$	

IV.15.2. POSTE 90 KV ZINIARE – ARRIVEE KOSSODO

Le réglage des protections d’arrivée KOSSODO au poste 90 kV de ZINIARE est récapitulé dans le Tableau 35.

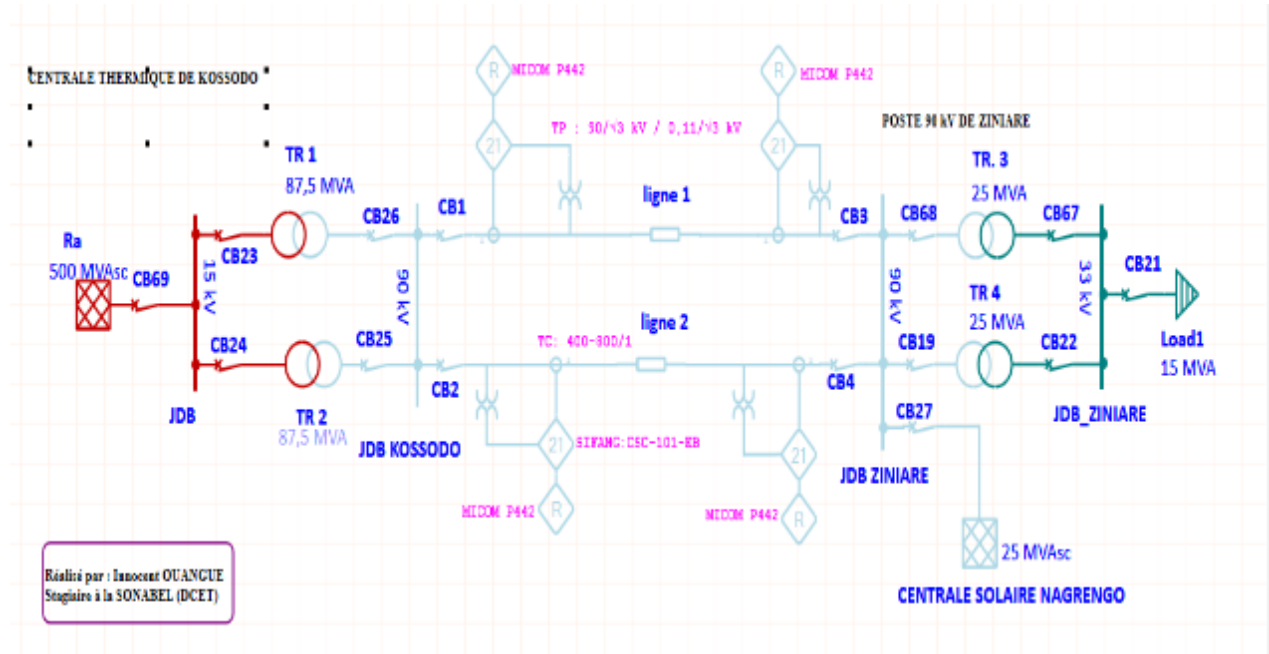
**Tableau 35 : Récapitulatif réglage Arrivée KOSSODO**

Cellule ou repère	Type de Relais	Réducteurs de mesure	Code ANSI	Fonctions de protection	Réglages adopté	Commentaires	
ZINIARE	ARRIVEE KOSSODO	SIFANG:CSC-101-EB	TC 400-800/1A TP 90kV/ $\sqrt{3}$ / 0,11kV/ $\sqrt{3}$ ki = 400 ku =818,18 kz = 2,045	21	Protection de distance	Caractéristique de la ligne : Longueur = 35 km ; $\Phi = 72,47^\circ$ ; $Z_d = 4,2 + j13,3\Omega$ ; $ Z_d  = 13,95 \Omega$ $Z_o = 9,38 + j49,84 \Omega$ ; $ Z_o  = 50,72 \Omega$ KG = 0,881 ; Zch = 86 $\Omega$ ; Rlim = 69,29 $\Omega$ $Z_1 = 80\%*Z_d = 0,8*13,95 = 11,16\Omega$ ; tz1 = 0s $Z_2 = 120\%*Z_d = 1,2*13,95 = 16,74 \Omega$ ; tz2 = 0,5ms $Z_3 = 160\%*Z_d = 1,6*13,95 = 22,32\Omega$ ; tz3 = 1s $Z_4 = 10\%*Z_d = 0,1*13,95 = 1,39 \Omega$ ; tz4 = 1,5ms	
	ARRIVEE KOSSODO	MICOM P442	TC 400-800/1A TP 90kV/ $\sqrt{3}$ / 0,11kV/ $\sqrt{3}$ ki = 400 ku =818,18 kz = 2,045	27	Protection à minimum de tension	$[U<1] = 80\%Un_{TT} = 0,8*90 = 72 \text{ kV}$ $[tU<1] = 1 \text{ s}$	Tension composée
				59	Protection à maximum de tension	$[U>1] = 120\%Un_{TT} = 1,2*90 = 108 \text{ kV}$ $[tU>1] = 2,5 \text{ s}$	Tension composée
				79	Réenclencheur	Guide	
				51	Protection à maximum de courant terre temporisée	$[I>1] = 120\%In_{TC} = 1,2*400 = 480 \text{ A}$ $[tI>1] = 2 \text{ s}$	
				51N	Protection à maximum de courant terre temporisée	$[I>2] = 25\%In_{TC} = 0,25*400 = 100 \text{ A}$ $[tI>2] = 2 \text{ s}$	
				67N	Protection maximum courant terre directionnelle	$[In>1] = 25\%In_{TC} = 0,25*200 = 50 \text{ A}$ $[tIn>1] = 1 \text{ s}$	

## V. RESULTATS DE SIMULATION DE LA LIGNE DOUBLE TERNE ET ANALYSE

### V.1. RESULTATS DE SIMULATION AVEC ETAP

Afin d'obtenir les résultats de simulation pour les fonctions spécifiques retenues dans le cadre de cette étude, nous avons utilisé le modèle de la **Figure 25**.

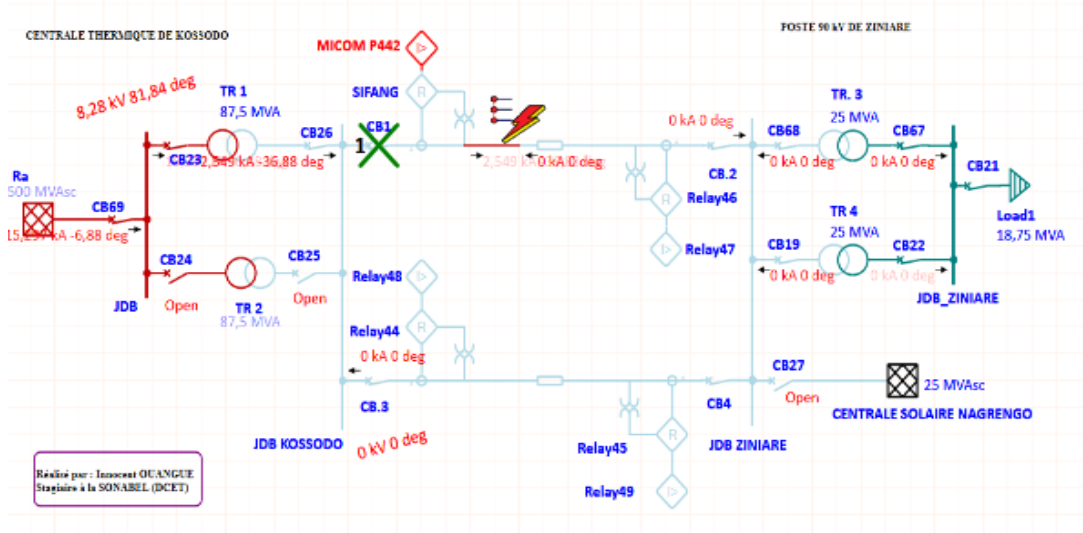


**Figure 25 : Modèle simulé**

Etant donné que les lignes sont similaires, la simulation est effectuée pour un seul départ, et les valeurs de réglages seront reproduites sur les différents relais installés aux autres extrémités.

#### V.1.1. PROTECTION MAXIMUM DE COURANT

A l'aide du logiciel ETAP, nous avons créé un défaut dur la ligne 1. La **Figure 26** illustre la simulation et la **Figure 27** présente les résultats attendus :



**Figure 26 : Simulation Surintensité**

Après avoir simulé un défaut sur la ligne, nous avons obtenu le résultat des évènements illustrés sur la **Figure 27**:

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
2000	MICOM P442	2,549	2000		Phase - OC1 - 51
2000	MICOM P442	2,549	2000		Phase - OC1 - 50
2055	CB1	55,0			Tripped by MICOM P442 Phase - OC1 - 51
2055	CB1	55,0			Tripped by MICOM P442 Phase - OC1 - 50

**Figure 27 : Résultat obtenu**

### V.1.2. PROTECTION DE DISTANCE

Avec le même logiciel, nous avons simulé la protection de distance en créant un défaut à 50% de la ligne 1. La **Figure 28** illustre la simulation sur le relais MICOM P442, utilisé à la place du modèle SIFANG dont nous ne possédons pas :

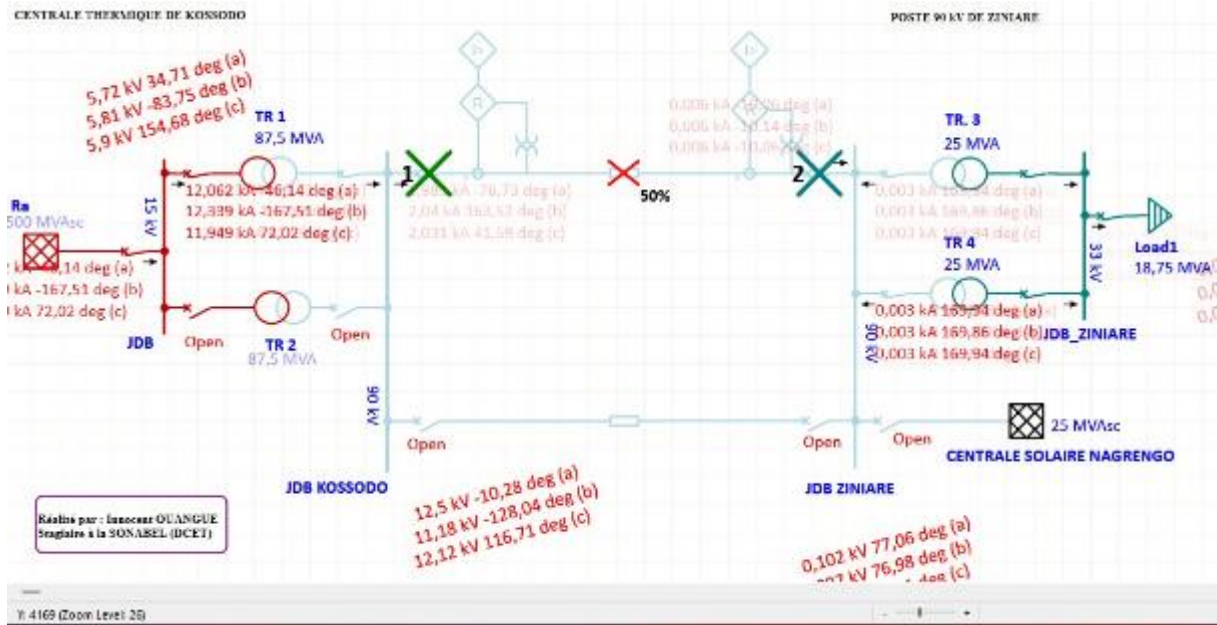


Figure 28 : Simulation protection de distance, défaut à 50% de la ligne

Etant donné que le défaut s'est manifesté dans la zone 1 des deux relais, indiquant un temps d'acquisition de 20 ms. En raison du sens de transit, le premier relais a donné l'ordre d'ouverture en 55 ms et le second en 75 ms, cependant, les deux disjoncteurs ont trippés en 75 ms. Ce qui est raisonnable pour un défaut de la première zone (**Figure 29**).

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

Data Rev: Base      Config: Normal      Date: 15-10-2023

Study Type: Single Fault      Fault Type: 3 Phase

Location: LDT 1 @ 50% from JDB ZINIARE

Time (ms)	Device ID	IO ID	IO Type	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
20	SIFANG.1	DO1	Relay Output	20		On Logic
20	SIFANG.2	DO2	Relay Output	20		On Logic
75	CB1		Interlock	55		Tripped by SIFANG.1-DO1
75	CB.2		Interlock	75		Tripped by SIFANG.2-DO2

Figure 29 : Résultats obtenus

### V.1.3. INTERPRETATION :

La **Figure 26** et la **Figure 27**, illustrent les séquences de déclenchement des relais secours par surintensité sur la ligne 1. A partir de ces figures, on observe que c'est la fonction (50/51) du relais MICOM P442 qui a envoyé l'ordre de déclenchement au disjoncteur CB1 après une temporisation 2055 ms.

La **Figure 28**, présente le déclenchement du relais principal qui assure la fonction de distance de la ligne. D'après ces figures, nous pouvons remarquer que la coordination entre la protection aux deux extrémités de lignes est satisfaite. Cette affirmation est corroborée par les résultats présentés dans la **Figure 29**. À partir de cette dernière, il est visible que les deux relais ont reçu l'ordre de déclenchement simultanément, étant donné que le défaut s'est produit à 50% de la longueur de la ligne, couvrant ainsi les deux premières zones desdits relais (voir les caractéristiques des zones annexe V et VI).

## V.2. RESULTATS D'INJECTION AVEC OMICRON ET ISA

A la suite de l'injection avec les valises qui servent à la vérification des relais de protection, nous avons relevé les valeurs de maximum de courant et courant et homopolaire ainsi que celle de la fonction (21).

### V.2.1. PROTECTION MAXIMUM DE COURANT

Les valeurs de réglage des fonctions (50/51 et 67N) utilisées sur le logiciel ETAP ont été testé par les valises d'injection et de contrôle des protections. Le relais a donné l'ordre de déclenchement pour la fonction (50/51) en 2, 013 seconde avec la valeur de 481.1 A relevée sur les trois (03) phases qui sont données par le **Tableau 36**, et 119,8 A en 1, 018 seconde pour la fonction (67N) donnée par le **Tableau 37**

*Tableau 36 : Résultats protection maximum de courant*

Surintensité	OMICRON/ISA			
	Phase A (A)	Phase B (A)	Phase C (A)	Tempo (s)
	481,1	481,1	481,1	2,013

### V.2.2. PROTECTION HOMOPOLAIRE

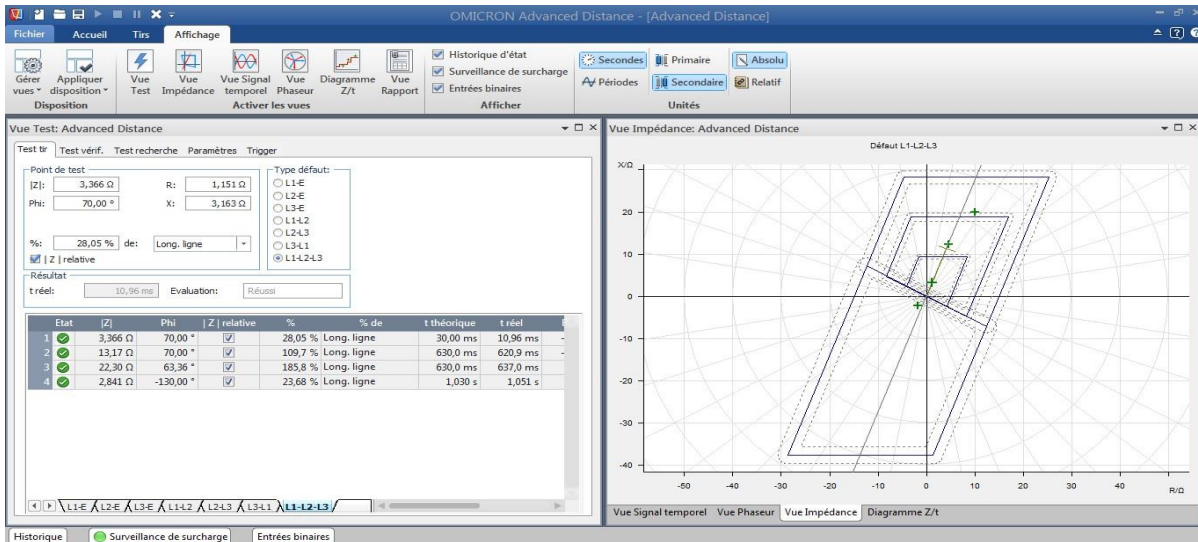
*Tableau 37 : Résultats protection homopolaire*

Homopolaire	OMICRON/ISA

	Phase A (A)	Phase B (A)	Phase C (A)	Tempo (s)
	119,8	119,8	119,8	1,018

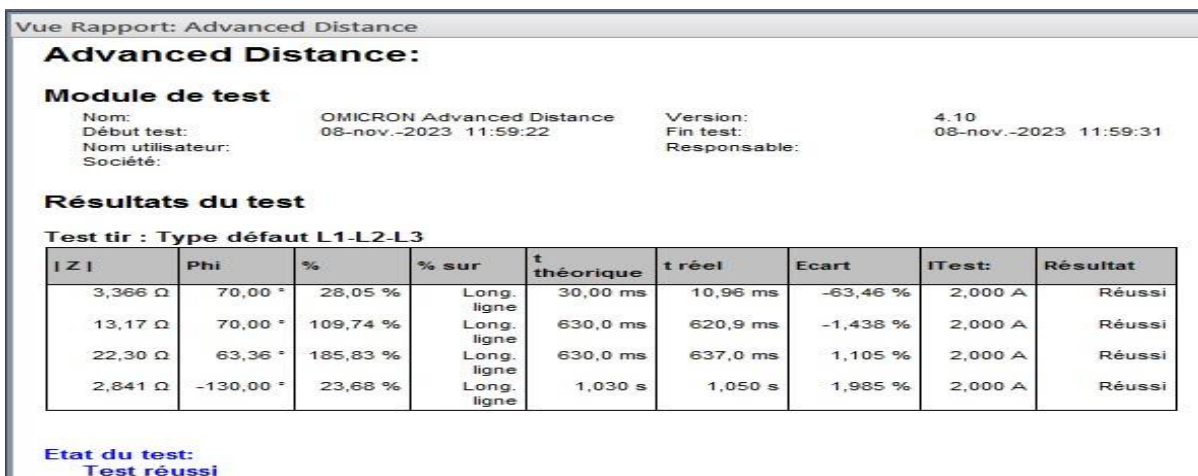
### V.2.3. PROTECTION DE DISTANCE

A l'aide la valise OMICRON, nous avons placé des points de tir sur chacune des zones créées sur la caractéristique obtenue par le PTL du relais MICOM P442. La **Figure 30** présente les points de tir et la **Figure 31** donne le résultat après simulation de défaut.



**Figure 30 : Caractéristiques protection de distance avec les points de tirs**

Après l'injection effectuée par la valise OMICRON sur les points de tir préalablement établis, nous avons recueilli les diverses impédances des points de défaut, accompagnées de leurs distances exprimées en pourcentage. Les résultats obtenus, illustrés dans la **Figure 31**, indiquent de manière concluante la réussite du test.



**Figure 31 : Résultat obtenu**

#### V.2.4. INTERPRETATIONS

- Les résultats présentés dans le **Tableau 36** soulignent la cohérence entre les résultats de surintensité obtenus par injection, avec la valeur de réglage retenue (480 A), relevant un léger écart de 1 A par rapport à la valeur de réglage. Cette variation peut être attribuée à l'algorithme de calcul du relais ou de sa précision.
- En ce qui concerne les résultats de la protection de distance (**Figure 31**), ils mettent en évidence les impacts du courant de court-circuit à différentes distances, notamment :
  - Un court-circuit triphasé entre les trois phases A, B et C, à 28% de la longueur de ligne en aval du relais, correspondant à la zone 1 avec un angle  $70^\circ$  ;
  - Court-circuit triphasé entre les trois phases A, B et C, à 109,74% de la longueur de ligne en aval du relais, correspondant à soit zone 2, avec un angle  $70^\circ$ .
  - Court-circuit triphasé entre les trois phases A, B et C, à 185,83% de la longueur de ligne en aval du relais, correspondant à la zone 3, avec un angle  $63,36^\circ$ .
  - Court-circuit triphasé entre les trois phases A, B et C, à 23,68% de la longueur de ligne en amont du relais, correspondant à la zone 4, avec un angle de  $-130^\circ$ .

Lors du défaut, on observe une forte augmentation du courant dans les phases affectées et diminution de l'amplitude de la tension. De plus, il y a un changement significatif des déphasages des tensions et des courants. En réalité, les amplitudes des courants et des tensions des trois phases, ainsi que leurs déphasages, serviront de valeurs indicatrices pour la détection, la localisation des défauts de courts-circuits, ainsi que l'isolement par les moyens de protection.

#### V.3. COMPARAISON DES RESULTATS

Il n'existe pratiquement aucune disparité entre les valeurs de surintensité obtenues par simulation et celles issues de l'injection avec la valise. Par conséquent, cette valeur maximale de courant peut être adoptée pour le réglage.

En revanche, la valeur de la fonction (67N) fournie par la valise d'essai est le double de celle obtenue par simulation (**Tableau 37**), tout en conservant la même temporisation. Cette disparité est attribuable à la valeur imposée par la bibliothèque du logiciel Easergy et qui doit être corrigée lors de l'essai de la ligne. Malgré cela, la valeur de réglage a été retenue pour le paramétrage de la fonction (67N).



**Tableau 38 : Comparaison des résultats surintensité et homopolaire**

	ETAP				OMICRON/ISA			
	Phase A (A)	Phase B (A)	Phase C (A)	Tempo (s)	Phase A (A)	Phase B (A)	Phase C (A)	Tempo (s)
<b>Surintensité</b>	480	480	480	2	481,1	481,1	481,1	2,013
<b>Homopolaire</b>	50			1	119,8			1,018

#### V.4. CARNET DE REGLAGE RETENU

Les résultats de l'étude se résument au carnet de réglage de la protection simulé avec le MICOM P442. Ce document présente les valeurs des paramètres de réglage générées par le logiciel Easergy, en fonction des réglages spécifiés dans les paragraphes IV.15.1. et IV.15.2 (voir l'annexe IX et X).

## **CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS**

Depuis la découverte des premières formes de l'énergie, l'humanité n'a cessé de l'utiliser excessivement dans les différents aspects de la vie quotidienne. De ce fait, assurer la continuité de l'alimentation en électricité, et la protéger contre les différentes perturbations par les équipements de protections est un enjeu majeur pour l'industrie en général. Mais le choix du type ou de l'emplacement ou encore le paramétrage de ces appareils de protections reste très délicat compte tenu des différents défauts à éviter et la variété des équipements de protection et leurs techniques de réglages.

Dans ce travail, nous avons étudié la sélectivité de ligne 90 kV double terre entre KOSSODO et ZINIARE. D'entrée de jeu, nous avons présenté la structure d'accueil et l'étude dans laquelle nous avons mis en exergue le contexte d'étude ainsi que les objectifs de ladite étude. Ensuite, nous avons présenté les matériels et la méthodologie du travail, suivi d'un bref aperçu sur l'état de l'art sur les réseaux électriques et les systèmes de protection où il était question de parler des concepts fondamentaux et les différentes courbes de déclenchement, des exigences de la protection tout en présentant les différents types de la sélectivité ainsi que le principe de réglage des relais de protection.

Par ailleurs, nous avons aussi procédé à l'étude de sélectivité de la ligne 90 kV où nous avons proposé de réglage de la protection. Finalement, pour valider ces valeurs de réglages, nous avons implémenter dans ETAP et tester plusieurs cas de court-circuit sur la ligne. Les résultats obtenus montrent l'efficacité et l'intérêt de la sélectivité entre les protections dans le système interconnecté KOSSODO-ZINIARE.

### **RECOMMANDATIONS :**

Pour améliorer le plan de protection du réseau entre KOSSODO et ZINIARE, nous recommandons les modifications suivantes afin d'améliorer :

- La rapidité d'élimination des défauts ;
  - La sélectivité ;
  - La sécurité des personnes et des biens ;
  - La sûreté de fonctionnement.
1. Renforcer le maillage du réseau afin d'avoir la continuité de service ;
  2. Appliquer une sélectivité logique pour améliorer la fiabilité du système de protection ;

3. Rendre redondante les protections de distance sur la ligne.

## BIBLIGRAPHIE

- [1] C. OLIVIER et A. ESSOUMA, *ETUDE DE LA STABILITE STATIQUE DU RESEAU DE DISTRIBUTION 15KV DE LA VILLE DE OUAGADOUGOU AU... POSTE SOURCE DE PATTE D'OIE*. EDITIONS UNIVERSITAIRES E, 2022.
- [2] « Solutions | ETAP », Default. Consulté le: 17 Septembre 2023. [En ligne]. Disponible sur: <https://etap.com/solutions>
- [3] « Manuel d'utilisation de QGIS — Documentation QGIS Documentation ». Consulté le: 17 Septembre 2023. [En ligne]. Disponible sur: [https://docs.qgis.org/3.28/fr/docs/user\\_manual/index.html](https://docs.qgis.org/3.28/fr/docs/user_manual/index.html)
- [4] « B.61-24 Electrotechnique de Reseau - PDFCOFFEE.COM ». Consulté le: 05 octobre 2023. [En ligne]. Disponible sur: <https://pdfcoffee.com/b61-24-electrotechnique-de-reseau-pdf-free.html>
- [5] G. Rami, « Contrôle de tension auto adaptatif pour des productions décentralisées d'énergie connectées au réseau électrique de distribution », Grenoble INPG, 2006.
- [6] « 13/10/ RESEAUX DE DISTRIBUTION PUBLIQUE HTA DIFFERENTS SCHEMAS DE RACCORDEMENT HTA/BTA CHOIX DES CELLULES BUT : JUSTIFIER LE CHOIX DES CELLULES ET. - ppt télécharger ». Consulté le: 05 octobre 2023. [En ligne]. Disponible sur: <https://slideplayer.fr/slide/17554859/>
- [7] N. Mabrouk et A. Merwan, « Protection des réseaux électriques HTB en utilisant de relais de distance », *mémoire master*, UNIVERSITE MOHAMED BOUDIAF-M'SILA, 2017.
- [8] D. M. Sabir, D. K. D. Eddine, D. B. Khaled, U. M. Boudiaf-M'sila, U. M. Boudiaf-M'sila, et U. M. Boudiaf-M'sila, « Protection des réseaux électriques HTB en utilisant de relais de distance ».
- [9] « Norme NF C13-100 ». Consulté le: 05 octobre 2023. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.boutique.afnor.org/fr-fr/norme/nf-c13100/postes-de-livraison-alimentes-par-un-reseau-public-de-distribution-hta-jusq/fa185483/45032>
- [10] « B.61-22 Réglage des protections », pdfcoffee.com. Consulté le: 05 octobre 2023. [En ligne]. Disponible sur: <https://pdfcoffee.com/b61-22-reglage-des-protections-5-pdf-free.html>
- [11] N. MANCER, « Contribution à l'Amélioration de l'Efficacité de la Sélectivité du Système de Protection des Réseaux Electriques par les Méthodes Metaheuristiques », doctoral, UNIVERSITE MOHAMED KHIDER BISKRA, 2017. Consulté le: 05 octobre 2023. [En ligne]. Disponible sur: <http://thesis.univ-biskra.dz/3928/>
- [12] M. Lambert, *Les pLans de protection des réseaux à haute tension*. Dunod, 2018.

## Sites internet

<https://www.techniques-ingenieur.fr>

<http://documentation.2ie-edu.org>

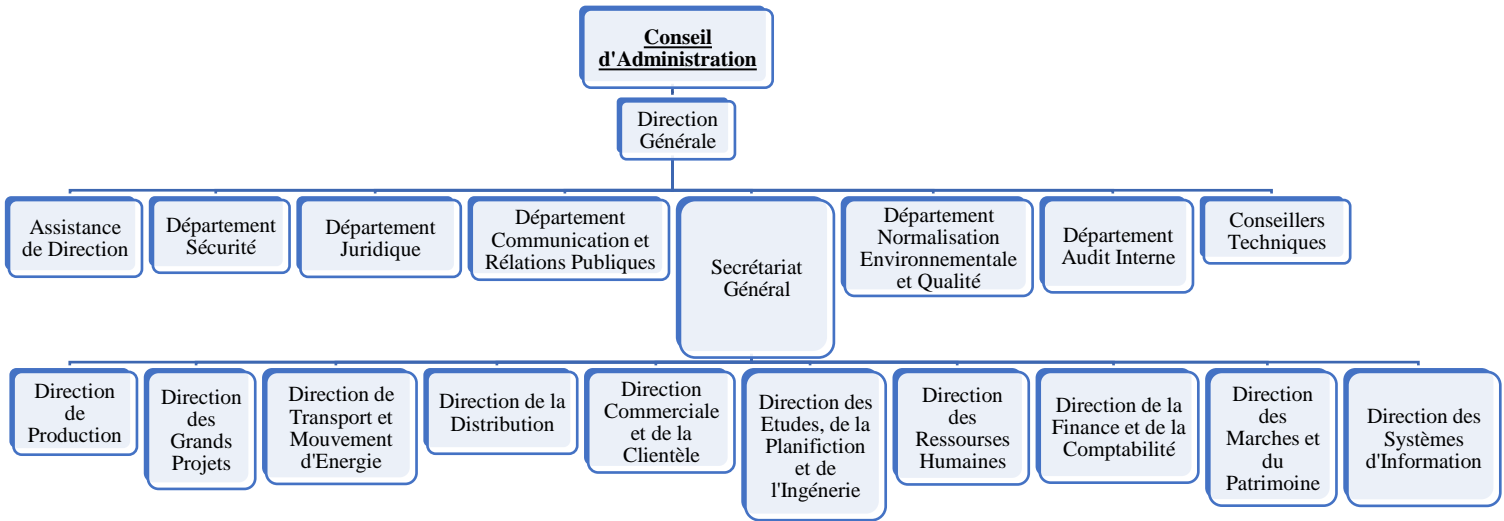
<https://www.se.com>

<https://www.sonabel.bf/a-propos/>

**LISTE DES ANNEXES**

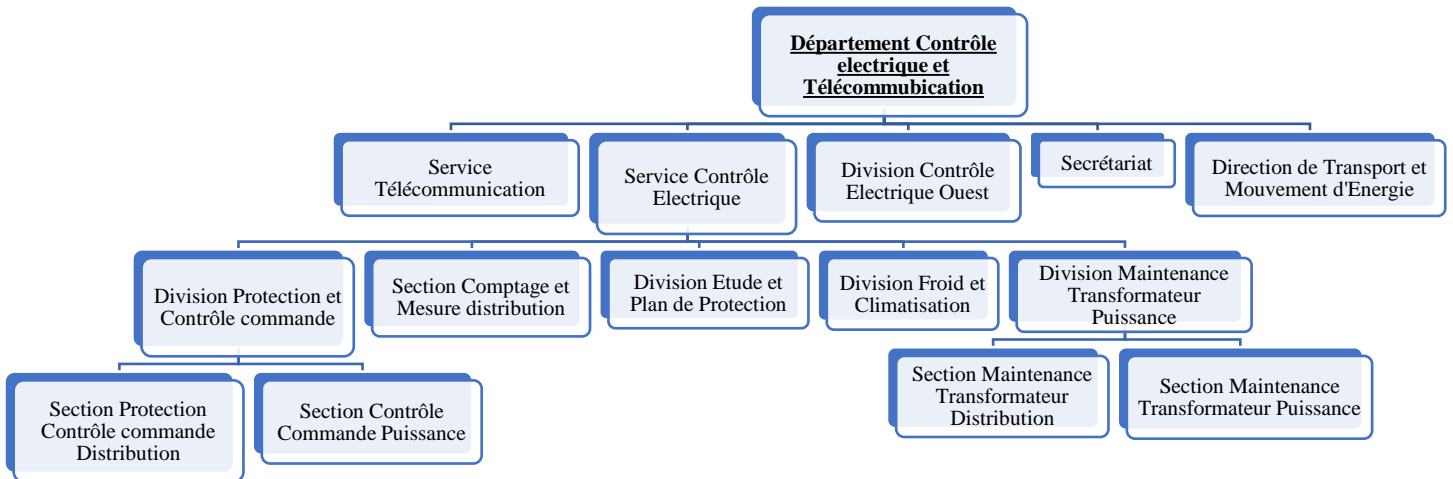
<b>Annexe 1 : Organigramme de la SONABEL .....</b>	<b>III</b>
<b>Annexe 2 : ORGANIGRAMME DU DCET .....</b>	<b>III</b>
<b>Annexe 3 : FONCTIONS DE PROTECTION .....</b>	<b>IV</b>
<b>Annexe 4 : COURBE DE DECLENCHEMENT MAXIMUM DE COURANT .....</b>	<b>V</b>
<b>Annexe 5 : CARACTERISTIQUES FONCTION (21) COTE KOSSODO .....</b>	<b>VI</b>
<b>Annexe 6 : CARACTERISTIQUES FONCTION (21) COTE ZINIARE .....</b>	<b>VII</b>
<b>Annexe 7 : ELEMENTS DE LA TRAVEE DU POSTE 90 KV KOSSODO .....</b>	<b>VIII</b>
<b>Annexe 8 : ELEMENTS DE LA TRAVEE DU POSTE 90 KV ZINIARE.....</b>	<b>IX</b>
<b>Annexe 9 : CARNET DE REGLAGE (1/2) .....</b>	<b>XI</b>
<b>Annexe 10 : CARNET DE REGLAGE (2/2) .....</b>	<b>XII</b>

**Annexe 1 : Organigramme de la SONABEL**



**Figure 32 : Organigramme de la SONABEL**

**Annexe 2 : ORGANIGRAMME DU DCET**



**Figure 33 : Organigramme DCET**

**Annexe 3 : FONCTIONS DE PROTECTION**

Fonctions de protection

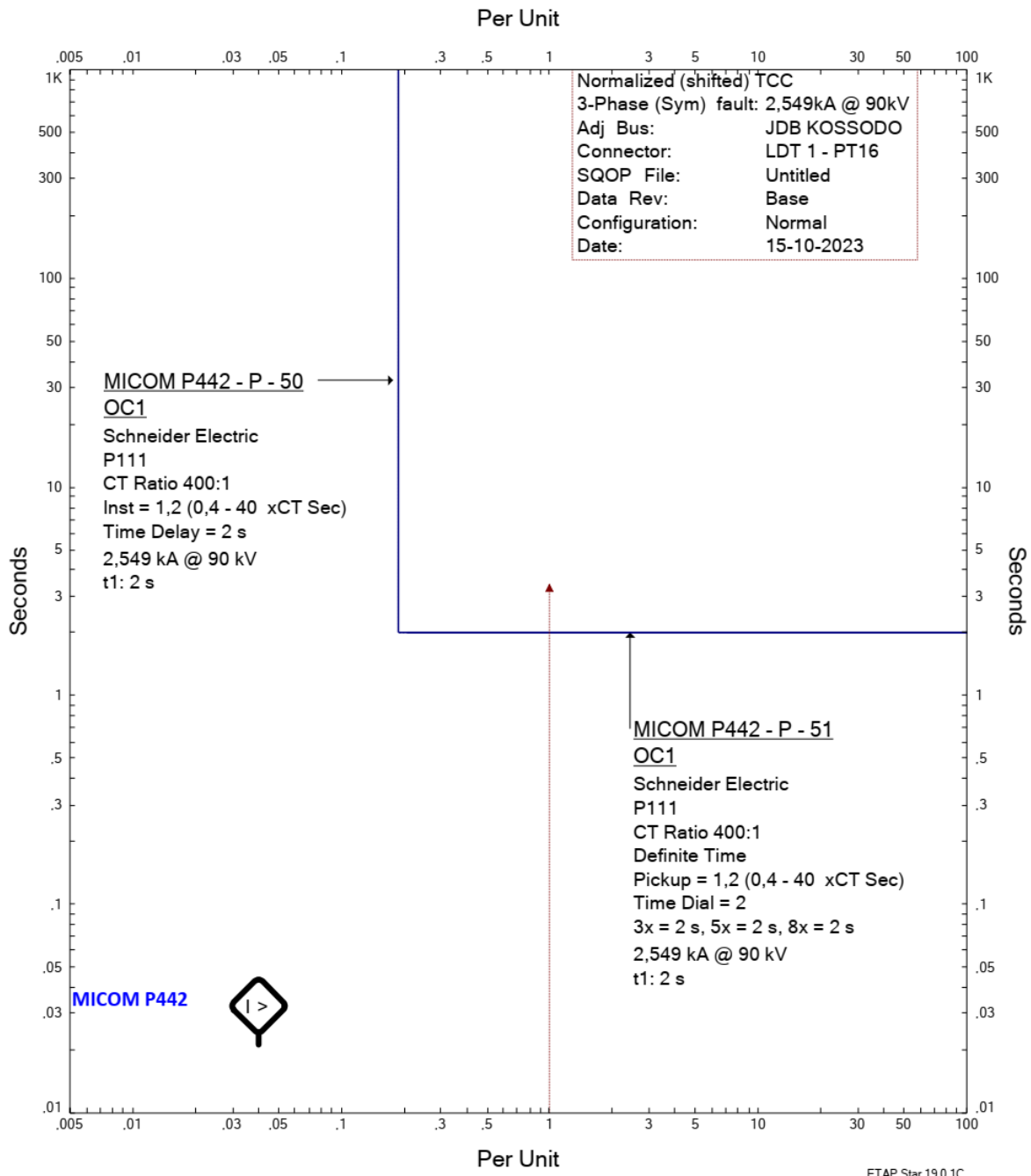
Liste des fonctions


Les principales fonctions de protection sont indiquées dans le tableau ci-dessous, en précisant leur code selon la norme ANSI C37.2 ainsi qu'une brève définition ; le classement est fait selon l'ordre numérique.

Code ANSI	Libellé de la fonction	Définition
12	Survitesse	Détection de sur vitesse des machines tournantes
14	Sous-vitesse	Détection de sous-vitesse des machines tournantes
21	Protection de distance	Détection de mesure d'impédance
21B	Minimum d'impédance	Protection de secours des générateurs contre les courts-circuits entre phases
24	Contrôle de flux	Contrôle de surfluxage
25	Contrôle de synchronisme	Contrôle d'autorisation de couplage de deux parties de réseau
26	Thermostat	Protection contre les surcharges
27	Minimum de tension	Protection pour contrôle d'une baisse de tension
27D	Minimum de tension directe	Protection des moteurs contre un fonctionnement à tension insuffisante
27R	Minimum de tension rémanente	Contrôle de disparition de la tension entretenue par les machines tournantes après déconnexion de l'alimentation
27TN	Minimum de tension résiduelle harmonique 3	Détection de défaut d'isolement à la terre d'enroulements statoriques (neutre impédant)
32P	Maximum de puissance active directionnelle	Protection de contrôle de transfert maximal de puissance active
32Q	Maximum de puissance réactive directionnelle	Protection de contrôle de transfert maximal de puissance réactive
37	Minimum de courant phase	Protection triphasée contre les minima de courant
37P	Minimum de puissance active directionnelle	Protection de contrôle de transfert minimal de puissance active
37Q	Minimum de puissance réactive directionnelle	Protection de contrôle de transfert minimal de puissance réactive
38	Surveillance de température de paliers	Protection contre les échauffements anormaux des paliers des machines tournantes
40	Perte d'excitation	Protection des machines synchrones contre défaut ou perte d'excitation
46	Maximum de composante inverse	Protection contre les déséquilibres des courants des phases
47	Maximum de tension inverse	Protection de tension inverse et détection du sens de rotation inverse de machine tournante
48 - 51LR	Démarrage trop long et blocage rotor	Protection des moteurs contre le démarrage en surcharge ou sous tension réduite, et pour charge pouvant se bloquer
49	Image thermique	Protection contre les surcharges
49T	Sonde de température	Protection contre les échauffements anormaux des enroulements des machines
50	Maximum de courant phase instantanée	Protection triphasée contre les courts-circuits entre phases
50BF	Défaillance disjoncteur	Protection de contrôle de la non-ouverture du disjoncteur après ordre de déclenchement
50N ou 50G	Maximum de courant terre instantanée	Protection contre les défauts à la terre : 50N : courant résiduel calculé ou mesuré par 3 TC 50G : courant résiduel mesuré directement par un seul capteur (TC ou tore)
50V	Maximum de courant phase à retenue de tension instantanée	Protection triphasée contre les courts-circuits entre phases, à seuil dépendant de la tension
50/27	Mise sous tension accidentelle générateur	Détection de mise sous tension accidentelle de générateur
51	Maximum de courant phase temporisée	Protection triphasée contre les surcharges et les courts-circuits entre phases
51N ou 51G	Maximum de courant terre temporisée	Protection contre les défauts à la terre : 51N : courant résiduel calculé ou mesuré par 3 TC 51G : courant résiduel mesuré directement par un seul capteur (TC ou tore)
51V	Maximum de courant phase à retenue de tension temporisée	Protection triphasée contre les courts-circuits entre phases, à seuil dépendant de la tension
59	Maximum de tension	Protection de contrôle d'une tension trop élevée ou suffisante
59N	Maximum de tension résiduelle	Protection de détection de défaut d'isolement
63	Pression	Détection de défaut interne transformateur (gaz, pression)
64REF	Différentielle de terre restreinte	Protection contre les défauts à la terre d'enroulements triphasés couplés en étoile avec neutre relié à la terre
64G	100 % stator générateur	Détection de défauts d'isolement à la terre des enroulements statoriques (réseau à neutre impédant)
66	Limitation du nombre de démarrages	Protection contrôlant le nombre de démarrages des moteurs
67	Maximum de courant phase directionnelle	Protection triphasée contre les courts-circuits selon le sens d'écoulement du courant
67N/67NC	Maximum de courant terre directionnelle	Protection contre les défauts à la terre selon le sens d'écoulement du courant (NC : Neutre Compensé)
78	Saut de vecteur	Protection de découplage à saut de vecteur
78PS	Perte de synchronisme (pole slip)	Détection de perte de synchronisme des machines synchrones en réseau
79	Réenclencheur	Automatisme de refermeture de disjoncteur après déclenchement sur défaut fugitif de ligne
81H	Maximum de fréquence	Protection contre une fréquence anormalement élevée
81L	Minimum de fréquence	Protection contre une fréquence anormalement basse
81R	Dérivée de fréquence (rocof)	Protection de découplage rapide entre deux parties de réseau
87B	Différentielle jeu de barres	Protection triphasée contre les défauts internes de jeu de barres
87G	Différentielle générateur	Protection triphasée contre les défauts internes d'alternateurs
87L	Différentielle ligne	Protection triphasée contre les défauts internes de ligne
87M	Différentielle moteur	Protection triphasée contre les défauts internes de moteur
87T	Différentielle transformateur	Protection triphasée contre les défauts internes de transformateur

Figure 34 : Fonction de protection

**Annexe 4 : COURBE DE DECLENCHEMENT MAXIMUM DE COURANT**

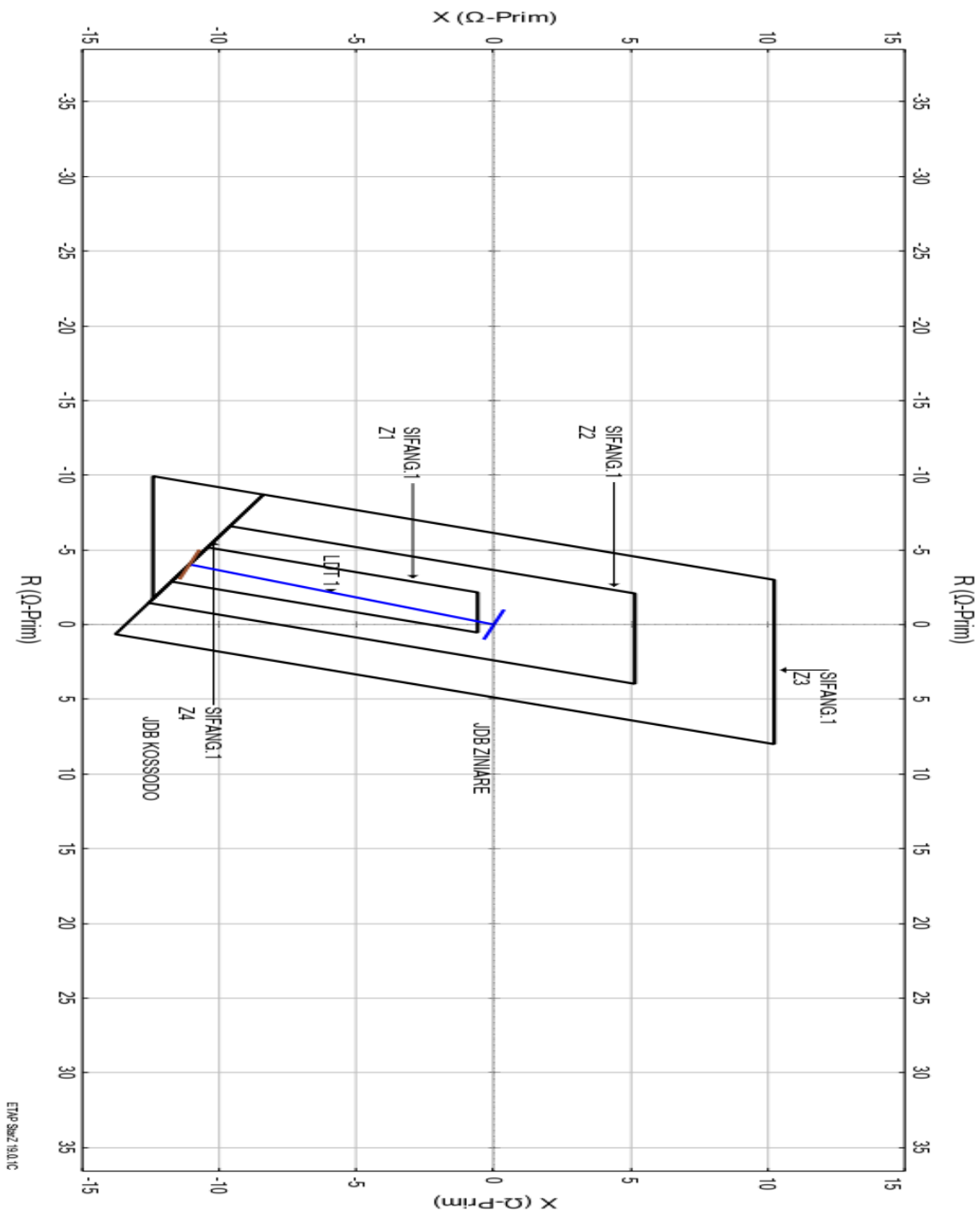


SURINTENSITE	Courbe de déclenchement	
Project: Location: Contract: Engineer: Filename: D:\2IE_ETUDES\COURS INNO S10_GEE\MEMOIRE\MODEL\PROT		Date: 15-10-2023 SN: Rev: Base Fault: Phase(Normalized)

**Figure 35 : Courbe de déclenchement maximum de courant**

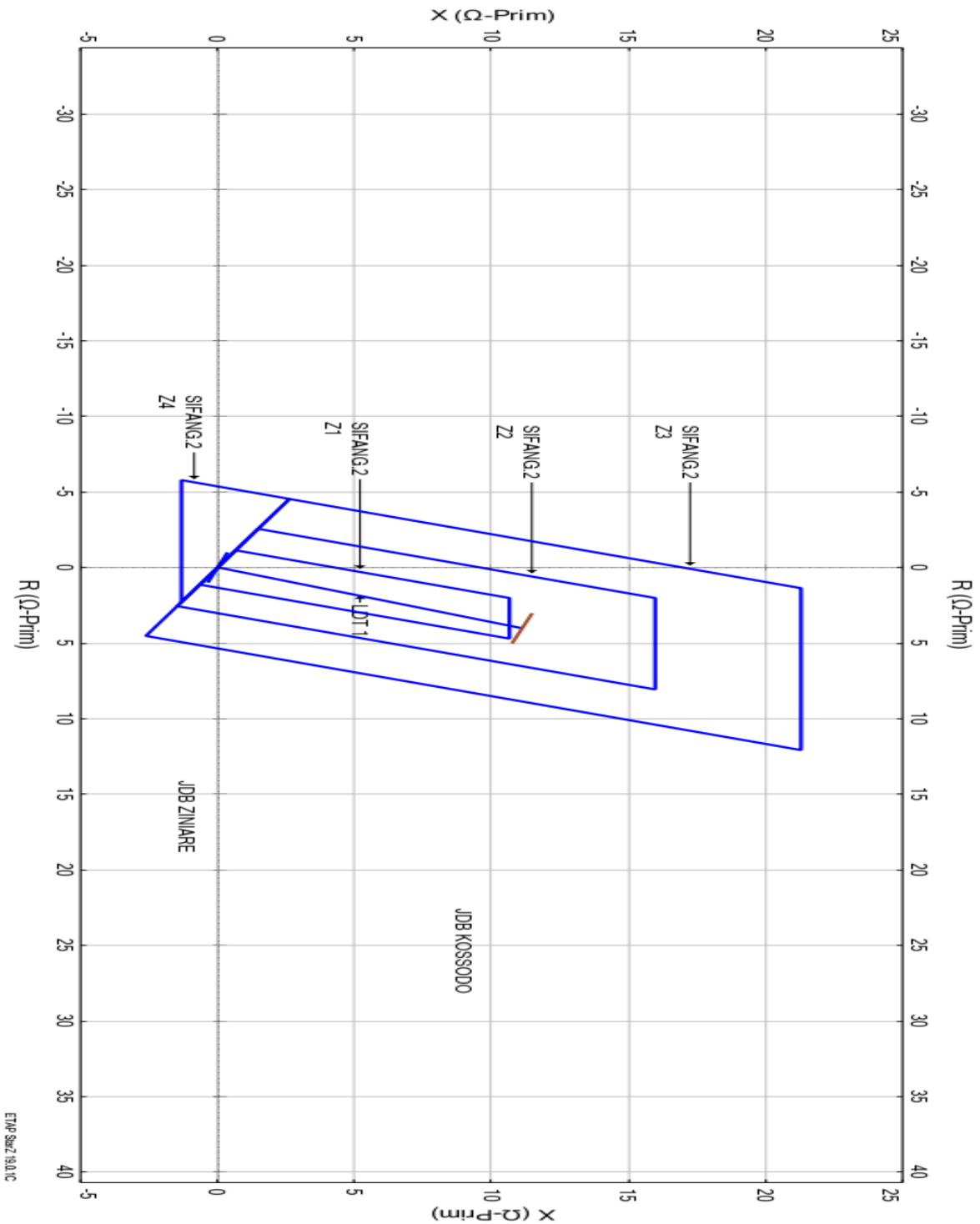


**Annexe 5 : CARACTERISTIQUES FONCTION (Z1) COTE KOSSODO**



**Figure 36 : Caractéristiques des zones côté KOSSODO**

**Annexe 6 : CARACTERISTIQUES FONCTION (21) COTE ZINIARE**



**Figure 37 : Caractéristiques des zones côté ZINIARE**

**Annexe 7 : ELEMENTS DE LA TRAVEE DU POSTE 90 KV KOSSODO**

**Tableau 39 : Eléments de la travée du poste 90 kV Kossodo**

N°	DESIGNATION
<b>Poste de KOSSODO</b>	
<b>1</b>	<b>Travée arrivée ligne 90kV comprenant :</b>
1.1	Parafoudre 90kV, 10 kA avec compteur de décharges, y compris le châssis support
1.2	Transformateur de tension capacitif 90kV, y compris le châssis support
1.3	Circuit bouchon 90 kV 400A large bande de 60 à 500 kHz
1.4	Sectionneur de ligne 90 kV tripolaire avec 2*MALT, 1250A, y compris le châssis support
1.5	Transformateur de courant 90 kV 400-800/1, y compris le châssis support
1.6	Disjoncteur à commande unipolaire 90 kV, 1250A, 20kA, SF6, y compris châssis support
1.7	Sectionneur de barre 90 kV tripolaire avec MALT, 1250A, y compris châssis support
1.8	Chaînes d'isolateurs 90 kV avec tous les équipements nécessaires
1.9	Protique et charpentes en acier
1.10	Tous les autres équipements nécessaires (JDB, tubes, connexions...)
<b>2</b>	<b>Système électrique</b>
2.1	Eclairage extérieur des nouvelles travées
2.2	Câbles BT, contrôle commande, ...
2.3	Support, chemin de câbles, divers
<b>3</b>	<b>Contrôle commande</b>
3.1	Système de contrôle/commande des nouvelles travées
3.2	Matériel à remplacer pour le ripage des équipements de protection
3.3	Armoire d'interface avec le dispatching national
3.4	Adaptation des équipements de SCADA, synoptique
3.5	Câblage, supports, y compris le raccordement de la fibre optique à partir de jonction dans le pylône d'arrêt de la ligne de ZINIARE, accessoires

**Annexe 8 : ELEMENTS DE LA TRAVEE DU POSTE 90 KV ZINIARE**

**Tableau 40 : Eléments de la travée du poste de 90 kV de Ziniaré**

N°	DESIGNATION
<b>Poste de ZINIARE</b>	
<b>1</b>	<b>Travée arrivée ligne 90kV comprenant :</b>
1.1	Parafoudre 90kV, 10 kA avec compteur de décharges, y compris le châssis support
1.2	Transformateur de tension capacitif 90kV, y compris le châssis support
1.3	Circuit bouchon 90 kV 400A large bande de 60 à 500 kHz
1.4	Sectionneur de ligne 90 kV tripolaire avec 2*MALT, 1250A, y compris le châssis support
1.5	Transformateur de courant 90 kV 400-800/1, y compris le châssis support
1.6	Disjoncteur à commande unipolaire 90 kV, 1250A, 20kA, SF6, y compris châssis support
1.7	Sectionneur de barre 90 kV tripolaire avec MALT, 1250A, y compris châssis support
1.8	Chaînes d'isolateurs 90 kV avec tous les équipements nécessaires
1.9	Protique et charpentes en acier
1.10	Tous les autres équipements nécessaires (JDB, tubes, connexions...)
<b>2</b>	<b>Travée 90 kV transformateur 90/33 kV comprenant :</b>
2.1	Transformateur de puissance 90/33 kV, 20/25 MVA avec régleur en charge et tous les accessoires nécessaires prévus dans la spécification
2.2	Disjoncteur à commande tripolaire 90 kV, 1250A, 20kA, SF6, y compris châssis support
2.3	Sectionneur de travée 90 kV tripolaire avec MALT, 1250A, y compris le châssis support
2.4	Parafoudre 90kV, 10 kA avec compteur de décharges, y compris le châssis support
2.5	Transformateur de courant 90 kV, y compris le châssis support
2.6	Chaînes d'isolateurs 90 kV avec tous les équipements nécessaires
2.7	Portiques et Charpentes en acier
<b>3</b>	<b>Travée mesure 90 kV comprenant :</b>
3.1	Transformateur de tension inductif 90kV, y compris le châssis support
<b>4</b>	<b>Eclairage extérieur du poste 90 kV</b>
<b>5</b>	<b>Matériel de mise à la terre</b>
<b>6</b>	<b>Matériel de protection contre les chocs de foudre (paratonnerres, câble de garde, ...)</b>
<b>7</b>	<b>Equipements de protection avec relais auxiliaires</b>
	Armoire de protection travée 90 kV départ ligne
	Armoire de protection JDB 90 kV
	Armoire de protection travée 90 kV départ transformateur
<b>8</b>	<b>Equipements de raccordement au système SCADA et armoire CNC</b>
<b>9</b>	<b>Système électrique</b>
9.1	Equipements poste 33 kV y compris les protections selon spécifications techniques
9.2	TSA 250 kVA
9.3	Armoire pour services auxiliaires c.a 400/230 V

9.4	Armoire pour services auxiliaires c.c 127 V
9.5	Armoire pour services auxiliaires c.c 48 V
9.6	Batterie 127 V
9.7	Chargeur 127 Vcc
9.8	Batterie 48 V
9.9	Chargeur 48 Vcc
9.10	Equipement électrique du bâtiment de commande
9.11	Eclairage 33 kV
9.12	Câble BT de raccordement de chargeur, armoire, contrôle commande
9.13	Support, chemin de câbles, divers
9.14	Groupe de secours
9.15	Câbles 33 kV
<b>10</b>	<b>Contrôle commande</b>
10.1	Système de contrôle/commande du poste
10.2	Armoire d'interface avec le dispatching national
10.3	Télécommunications
10.4	Câblage, supports, ...

**Annexe 9 : CARNET DE REGLAGE (1/2)**



Rapport de fichier de paramètres  
 Poste électrique:  
 Fichier: 2023.set  
 Numéro du modèle: P442311B2M0E10M

.....	29.18: Control Entrée24:	Control Input 24
.....	29.19: Control Entrée25:	Control Input 25
.....	29.1A: Control Entrée26:	Control Input 26
.....	29.1B: Control Entrée27:	Control Input 27
.....	29.1C: Control Entrée28:	Control Input 28
.....	29.1D: Control Entrée29:	Control Input 29
.....	29.1E: Control Entrée30:	Control Input 30
.....	29.1F: Control Entrée31:	Control Input 31
.....	29.20: Control Entrée32:	Control Input 32
.....	GROUPE 1 PROT. DISTANCE	
.....	30.01: GROUPE 1 Ligne:	
.....	30.02: Longueur ligne:	35,00 km
.....	30.03: Longueur ligne:	21,74 mi
.....	30.04: Impédance Zd:	13,95 Ohm
.....	30.05: Argument ligne:	72,50 deg
.....	30.06: GROUPE 1 Paramètr. zones:	
.....	30.07: Etat des zones:	100011
.....	30.08: Comp. rés. kZ1:	881,0e-3
.....	30.09: Argument de kZ1:	9,100 deg
.....	30.0A: Z1:	11,16 Ohm
.....	30.0B: Z1X:	8,000 Ohm
.....	30.0C: R1G monophasé:	10,00 Ohm
.....	30.0D: R1Ph polyphasé:	10,00 Ohm
.....	30.0E: tZ1:	0 s
.....	30.0F: Comp. rés. kZ2:	881,0e-3
.....	30.10: Argument de kZ2:	9,100 deg
.....	30.11: Z2:	16,74 Ohm
.....	30.12: R2G monophasé:	13,50 Ohm
.....	30.13: R2Ph polyphasé:	10,00 Ohm
.....	30.14: tZ2:	500,0 ms
.....	30.15: Comp. rés. kZ3/4:	881,0e-3
.....	30.16: Argument kZ3/4:	9,100 deg
.....	30.17: Z3:	22,32 Ohm
.....	30.18: R3G-R4G mono.:	22,00 Ohm
.....	30.19: R3Ph-R4Ph poly.:	10,70 Ohm
.....	30.1A: tZ3:	1,000 s
.....	30.1B: Z4:	1,301 Ohm
.....	30.1C: tZ4:	1,500 s
.....	30.1D: ZoneP - Direct:	Direct. aval
.....	30.1E: Comp. rés. kZp:	1,000
.....	30.1F: Argument de kZp:	0 deg
.....	30.20: Zp:	51,14 Ohm
.....	30.21: RpG monophasé:	51,14 Ohm
.....	30.22: RpPh polyphasé:	51,14 Ohm
.....	30.23: tZp:	400,0 ms
.....	30.24: ZoneQ - Direct:	Direct. aval
.....	30.25: Comp. rés. kZq:	1,000
.....	30.26: Argument de kZq:	0 deg
.....	30.27: Zq:	55,23 Ohm
.....	30.28: RqG monophasé:	55,23 Ohm
.....	30.29: RqPh polyphasé:	55,23 Ohm
.....	30.2A: tZq:	500,0 ms
.....	30.2B: GROUPE 1 Autres Param.:	
.....	30.2C: Ligne Cmp. Série:	Désactivé
.....	30.2D: Recouvr. Zones:	Désactivé
.....	30.2E: Angle de chg Z1m:	0 deg
.....	30.2F: Angle de chg Z1p:	0 deg
.....	30.30: Ang chgt Z2/p/q:	0 deg
.....	30.31: Retard Chgt Z av:	30,00 ms
.....	30.32: Validité U Mem:	10,00 s
.....	30.33: Déteçt. I terre:	20,00 A
.....	30.34: Smart Zone:	0 %
.....	30.40: GROUPE 1 Localisateur:	
.....	30.41: Comp. mutuel kZm:	0
.....	30.42: Argument de kZm:	0 deg
.....	30.43: GROUPE 1 Déb. Barre Etat:	

Easergy Studio

**Figure 38 : Carnet de réglage 1**

**Annexe 10 : CARNET DE REGLAGE (2/2)**



Rapport de fichier de paramètres  
 Poste électrique:  
 Fichier: 2023.set  
 Numéro du modèle: P442311B2M0E10M

30.44:	Déboucl. Barre:	Désactivé
<b>GROUPE 1 LOGIQUE DISTANCE</b>		
31.01:	Mode programm.:	Schéma standard
31.02:	Mode standard:	P.E.V. Z1
31.03:	Type de défaut:	Tout type défaut
31.04:	Mode de déclt:	Ban. triphasé
31.05:	Zone d'émission:	EmZ4
31.06:	Réception TA:	Verrouillage Z1
31.07:	Tempo Dec Téléac:	20,00 ms
31.08:	tInvCourantDéf:	20,00 ms
31.09:	Logique déverr.:	Aucun
31.0A:	Mode enc/réenc:	000000000000000
31.0B:	Tempo pour enc.:	110,0 s
31.0C:	Défail. Z1Ext:	Désactivé
31.0D:	GROUPE 1 Source faible:	
31.0E:	SF Mode:	Désactivé
31.0F:	SF Déc.monophasé:	Désactivé
31.10:	SF Seuil V<:	36,81 kV
31.11:	SF Temps de déc.:	60,00 ms
31.12:	PAP Télé Déc Act:	Désactivé
31.13:	PAP Déc Temp Act:	Désactivé
31.14:	PAP P1:	Désactivé
31.15:	PAP Tempo Monoph:	500,0 ms
31.16:	PAP P2:	Désactivé
31.17:	PAP P3:	Désactivé
31.18:	PAP Tempo Triph:	2,000 s
31.19:	PAP Seuil Ir:	200,0 A
31.1A:	PAP: K (%Vn):	500,0e-3
31.1B:	GROUPE 1 Perte de transit:	
31.1C:	PDT Etat:	Désactivé
31.1D:	PDT Défail. TA:	Désactivé
31.1E:	PDT Seuil I<:	200,0 A
31.1F:	PDT Fenêtre:	40,00 ms
<b>GROUPE 1 DETECT. POMPAGE</b>		
32.01:	Delta R:	5,809 Ohm
32.02:	Delta X:	5,809 Ohm
32.03:	Etat IN>:	Activé
32.04:	IN> (%Imax):	40,00 %
32.05:	Etat Ii>:	Activé
32.06:	Ii> (%Imax):	30,00 %
32.07:	Etat ImaxLine>:	Activé
32.08:	ImaxLigne >:	400,0 A
32.09:	Delta I:	Activé
32.0A:	Tempo déverrouil:	30,00 s
32.0B:	Zones bloquées:	110010
32.0C:	Perte de sync:	1
32.0D:	Stable Swing:	1
<b>GROUPE 1 PROT.AMPEREMETR.</b>		
35.01:	Protection I>1:	Temps constant
35.02:	Direction I>1:	Non-directionnel
35.03:	I>1 FF:	Bloc
35.04:	Seuil I>1:	480,0 A
35.05:	Tempo. I>1:	2,000 s
35.06:	Tempo I>1 FF:	200,0 ms
35.07:	I>1 TMS:	1,000
35.08:	Temps ajusté I>1:	7,000
35.09:	Tempo de RAZ I>1:	Temps constant
35.0A:	tRESET I>1:	0 s
35.0B:	Protection I>2:	Hors service
35.0C:	Direction I>2:	Non-directionnel
35.0D:	I>2 FF:	Bloc
35.0E:	Seuil I>2:	600,0 A
35.0F:	Tempo. I>2:	2,000 s
35.10:	Tempo I>2 FF:	2,000 s
35.11:	I>2 TMS:	1,000
35.12:	Temp ajusté I>2:	7,000

Easergy Studio

**Figure 39 : Carnet de réglage 2**

