

ETUDE DE LA PROTECTION DE LIGNE DANS LE CADRE DU PASSAGE DE 90 à 225 kV DU POSTE SOURCE DE BIA-SUD.

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

Présenté et soutenu publiquement le 22/07/2025 par

Dohognon Marie-Noelle COULIBALY (20190506)

Encadrant 2iE : Justin BASSOLE, Enseignant au département Génie Electrique Energétique et Industriel

Maître de stage : Missa KOUADIO, Ingénieur principal -Chef de projet CI-Energies

Structure d'accueil du stage : Côte d'Ivoire Energies (**CI-ENERGIES**)

Jury d'évaluation du mémoire :

Président : Dr Daniel YAMEGUEU, Enseignant-chercheur au département Génie Electrique et Energétique, Institut 2iE

Membres et correcteurs : Dr MOUSSA KADRI Sani, Enseignant-chercheur au département Génie Electrique et Energétique, Institut 2iE

Dr Hector TETE, Chercheur Postdoctoral au Laboratoire Energies Renouvelables et Efficacité Energétique, Institut 2iE



DEDICACE

Je dédie ce mémoire :

À DIEU, pour tous ses bienfaits dans ma vie ;

*À ma famille, pour son soutien, ses prières et sa présence à chaque étape
de mon parcours ;*

À toutes celles et tous ceux qui ont cru en moi ;

Recevez ici l'expression de ma profonde reconnaissance.



CITATION

« Le courage n'est pas l'absence de peur, mais la capacité de vaincre ce qui fait peur. »

Nelson Mandela

II

REMERCIEMENTS

Je tiens à exprimer ma sincère gratitude aux personnes et institutions qui ont contribué à la réalisation de ce mémoire :

A 2iE :

- L’Institut International d’Ingénierie de l’Eau et de l’Environnement (2iE) ;
- M. El Hadji Bamba DIAW, Directeur Général de 2iE ;
- M. SORO Moussa, chef de département Génie Electrique et Energétique ;
- M. BASSOLE JUSTIN, mon encadreur académique, pour son suivi, sa disponibilité malgré la distance ;
- L’ensemble du corps enseignant du département Génie électrique et énergétique.

A CI-ENERGIES :

- M. SIDIBE NOUMORY, Directeur Général de CI-ENERGIES, pour son accueil chaleureux ;
- M. COULIBALY SIE MAMADOU, Directeur du transport, pour son accueil chaleureux au sein de sa direction et son encadrement lors de notre stage ;
- M. KONE EL HADJ FAMATIE, chef de service poste ;
- M. KOUADIO MISSA ARMAND, Ingénieur Principal, et chef de projet notre maître de stage pour ses conseils et son encadrement ;
- M. DIARRASSOUBA ZANA, Ingénieur poste pour ses différents conseils et son encadrement ;
- M. ZOUGO URIEL, pour ses conseils et ses guidances ;
- GROUA MARTIN KONGON, spécialiste protection et contrôle commande numérique pour son expertise en protection ligne HTB ;
- M. BECHO ANGE PATRICK, chef de service Automatisme et télécom ;
- M. SEKA, contrôleur de travaux service poste ;
- M. COULIBALY ZIE AROUNA, Contrôleur de travaux service poste ;
- M. SAMA NIACPA ADOLPHE, contrôleur de travaux service poste ;
- M. AHUI, Contrôleur de travaux service poste ;
- Toute l’équipe de la direction transport de CI-ENERGIES.

Merci à toutes les personnes ayant contribué de près ou de loin à l’aboutissement de ce travail

RESUME

Pour répondre à la forte croissance de la demande en énergie électrique dans le sud d'Abidjan, Côte d'Ivoire Energies a engagé un projet de modernisation du réseau électrique consistant le passage de 90 à 225 kV du poste source de Bia-Sud. Au cœur de ce projet se trouve la ligne 225 kV Vridi-Riviera sur laquelle une entrée en coupure sera faite au poste de Bia-Sud cela engendrera la création de deux nouvelles lignes dont la ligne 225 kV Vridi-Bia-Sud et celle de Bia-Sud-Riviera. En effet les relais de protection installés dans les postes de Vridi et de Riviera ne seront plus adaptés à la nouvelle configuration qui sera l'insertion du poste de Bia-Sud. Donc de nouvelle protection adaptée aux lignes sera nécessaire.

L'objectif général de ce présent mémoire a été de réaliser une analyse technique approfondie et de proposer une solution de protection adaptée aux lignes dans le cadre du passage de 90 à 225 kV du poste source de Bia-Sud.

A travers cette étude nous avons pu constater que l'ensemble des lignes peuvent être protégées avec 8 relais de protection numériques dotée de diverses fonctions de protection. Les lignes 225 kV de Vridi-Bia-Sud et celle de Bia-Sud-Riviera sont protégées essentiellement par 2 types de relais. Le relais PCS-931 pour la différentielle (87L) assure la protection principale 1 et le relais Micom pour la distance (21) assure la protection principale 2.

L'ensemble du projet incluant les équipements et les travaux d'implantation s'élève à cent vingt un millions - sept cent cinquante mille- huit cent soixante-neuf (121 750 869) francs CFA.

Mots clés :

- 1- Poste Source de Bia-Sud
- 2- Passage de 90 à 225 kV
- 3- Relais de protection
- 4- Ligne 225 kV

ABSTRACT

To meet the strong growth in demand for electricity in the south of Abidjan, Côte d'Ivoire Energies has undertaken a project to modernize the electricity grid consisting of moving from 90 to 225 kV of the Bia-Sud source station. At the heart of this project is the 225 kV Vridi-Riviera line on which a cut-off entry will be made at the Bia-Sud station. This will lead to the creation of two new lines, including the 225 kV Vridi-Bia-Sud line and that of Bia Sud-Riviera. Indeed, the protection relays installed in the Vridi and riviera stations will no longer be adapted to the new configuration which will be the insertion of the Bis-Sud station. So new protection adapted to the necessary dream lines.

The general objective of this thesis was to carry out an in-depth technical analysis and to propose a protection solution adapted to the lines as part of the transition from 90 to 225kV of the Bia-Sud source station.

Through this study we were able to see that all the lines can be protected with 8 digital protection relays with various protection functions. The 225 kV lines of Vridi-Bia-Sud and that of Bia-Sud-Riviera are protected by 2 types of relays The PCS-931 relay for the differential (871.) provides the main protection 1 and the Micom relay for the distance (21) provides the main protection 2.

The entire project, including equipment and implantation work, amounts to one hundred and twenty-one million - seven hundred and fifty-eight hundred and nine (121,750,869) CFA francs.

Keywords:

- 1- Bia-Sud Source Substation
- 2- Transition from 90 to 225 kV
- 3- Protection relays
- 4- 225 kV line

Tables des matières

DEDICACE	I
CITATION.....	II
REMERCIEMENTS.....	III
RESUME	IV
ABSTRACT.....	V
LISTE DES ABREVIATIONS.....	4
LISTE DES FIGURES	5
LISTE DES TABLEAUX.....	6
INTRODUCTION	7
Chapitre 1 : Présentation de la structure d'accueil et du projet	8
I. PRESENTATION DE LA STRUCTURE D'ACCUEIL	9
I.1 Historique et situation géographique	9
I.2 Missions	9
I.3 Organigramme de l'entreprise	10
I.4 Présentation de la direction d'accueil	11
II. PRESENTATION DU PROJET.....	11
II.1 Présentation de la zone d'étude.....	11
II.2 Contexte du projet.....	12
II.3 Objectif de l'étude.....	13
II.4 Résultats attendus.....	13
II.5 Méthodologie générale de l'étude.....	13
Chapitre 2 : Généralité sur le réseau de Transport d'énergie électrique.....	15
I. Réseau de Transport d'Energie.....	16
I.1 Ligne électriques HTB	16

I.2	Poste source	18
II.	Les systèmes de protection des lignes HTB	21
II.1	Les défauts sur les lignes HTB	21
II.2	Caractéristique des défauts	21
II.3	Protection des lignes HTB	22
Chapitre 3 : Etude des protections de la ligne 225 kV Vridi – Riviera existante		29
I.	Caractéristique technique de la ligne Vridi-Riviera.....	30
I.1	Données de la ligne	30
I.2	Configuration actuelle.....	31
I.3	Poste de Riviera	31
I.4	Poste de Vridi.....	31
I.5	Principe de fonctionnement de la protection de distance de la ligne Vridi-Riviera	32
I.6	Réglage de démarrage du relais	32
Chapitre 4 : calcul des paramètres de réglage des relais de protection des deux lignes, choix des relais et coût du projet.....		35
I.	Calcul des seuils de réglage en fonction des caractéristiques de la ligne Vridi-Bia-sud.....	36
I.1	Caractéristique de la ligne.....	36
I.2	Impédance de la ligne : Impédance entre phase.....	36
I.3	Impédance homopolaire : Impédance entre phase et terre.....	37
I.4	Réactance Capacitive : réactance entre phase.....	37
I.5	Réactance capacitif homopolaire : réactance entre phase et terre.....	38
II.	Etude de sélectivité des relais de protection	39
II.1	Protection différentielle de ligne (87L).....	39
II.2	Protection de distance (21).....	40
II.3	Anti pompage.....	43

90 à 225 kV DU POSTE SOURCE DE BIA-SUD

II.4	Fonction Automate de reprise de service (79)	44
II.5	Fonction Contrôle de synchronisme (25).....	45
II.6	Protection contre la défaillance disjoncteur (50 BF)	47
III.	Calcul des seuils de réglage en fonction des caractéristiques de la ligne Bia-Sud– Riviera	49
III.1	Caractéristique de la ligne.....	50
III.2	Impédance de la ligne : impédance entre phase.....	50
III.3	Impédance homopolaire : Impédance entre phase et terre.....	51
III.4	Réactance capacitive : réactance entre phase.....	51
III.5	Réactance Capacitif entre phase et terre	52
IV.	Etude de sélectivité des relais de protection	53
IV.1	Protection différentielle de ligne (87 L).....	53
IV.2	Protection de distance (21).....	53
IV.3	Anti pompage.....	55
IV.4	Automate de reprise de service (79)	55
IV.5	Contrôle du synchronisme	56
IV.6	Protection contre la défaillance disjoncteur (50 BF)	58
V.	Choix des relais de protection.....	60
VI.	Coût du projet	62
	CONCLUSION.....	63

LISTE DES ABREVIATIONS

CI-ENERGIES	: Côte d'Ivoire – Energies
DG	: Directeur Général
SG	: Secrétaire Général
DCSA	: Directeur Centrale Stratégie et Acquisitions
DCET	: Directeur Centrale de l'Equipement et des Travaux
DCEP	: Directeur Centrale de l'Exploitation et du patrimoine
DCAP	: Directeur Centrale Administration et Finance
DIN	: Directeur de l'Ingénierie
DPR	: Directeur de la production
DDI	: Directeur de la distribution
DGPH	: Directeur des Grands Projets Hydroélectriques
DTR	: Directeur du Transport
Dp STN	: Département Solution Technologie et Normalisation
HT	: Haute Tension
BT	: Basse Tension
Dj	: Disjoncteur
TC	: Transformateur de courant
TT	: Transformateur de Tension
kV	: kilovolt
A	: Ampère
2iE	: Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement

LISTE DES FIGURES

Figure 1: Immeuble CI -Energies[1]	9
Figure 2: Organigramme CI--Energies	10
Figure 3: Organigramme de la DTR	11
Figure 4: Commune de Koumassi[1]	12
Figure 5: Câble de garde	16
Figure 6: Isolateur	17
Figure 7: Un pylône HT	17
Figure 8: Un poste source.....	18
Figure 9 : Image d'une travée ligne	19
Figure 10: Image d'une travée couplage.....	19
Figure 11: Image d'une travée transformateur.....	20
Figure 12: Les différents types de défaut[2]	21
Figure 13: Disjoncteur HTB.....	22
Figure 14: Transformateur de tension	23
Figure 15: Transformateur de courant.....	23
Figure 16: Relais de protection	23
Figure 17: Principe de fonctionnement[2]	25
Figure 18: Principe de sélection des zones[2].....	26
Figure 19: Schéma de protection différentielle	26
Figure 20: Ligne Riviera-Vridi	30
Figure 21: Relais de protection Micom ALTOM.....	31
Figure 22: Relais Micom AREA	31
Figure 24: Relais de protection Micom ALSTOM	32
Figure 23: Relais Micom AREVA	32
Figure 25: Schéma du principe de fonctionnement.....	32
Figure 26 : Graphe caractéristique de la protection différentielle.....	39
Figure 27 : Schéma de télé action	41
Figure 28 : Schéma du phénomène de pompage.....	43
Figure 29 : Relais différentiel PCS-931	61
Figure 30 : Relais de distance Micom	61

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1: Les codes ANSI[3].....	24
Tableau 2 : Plan de protection HTB Courte[1]......	27
Tableau 3: Plan de protection ligne HTB longue[1].....	28
Tableau 4: Donnée de la ligne	30
Tableau 5: Caractéristique de la ligne Vridi-Bia-sud	36
Tableau 6: Logique de réenclenchement.....	45
Tableau 7 : Paramètres de réglage des relais de protection.....	48
Tableau 8 : Caractéristique de la ligne BIA-Sud -Riviera	50
Tableau 9: Logique de réenclenchement.....	56
Tableau 10 : paramètres de réglage des relais de protection	59

INTRODUCTION

Dans le cadre de ses missions de développement, de planification et d'investissement, CI-ENERGIES, entreprise en charge de la gestion et de l'exploitation du réseau électrique ivoirien, s'engage activement à renforcer et moderniser les infrastructures électriques du pays. Cette dynamique vise à répondre à la demande croissante en énergie, garantissant une alimentation fiable, continue et sécurisée. C'est dans cette optique que le poste source de Bia-Sud, fait l'objet d'un projet d'extension visant son passage de 90 au niveau de tension 225 kV.

Ce projet s'inscrit dans le cadre global de l'optimisation de la performance du réseau national, afin de répondre à la demande croissante en énergie électrique et de garantir une meilleure qualité de service. Dans le processus d'augmentation du niveau de tension, la mise en œuvre d'un système de protection efficace des lignes revêt une importance capitale.

En effet à des niveaux de tension aussi élevés, les enjeux liés à la sécurité, à la fiabilité, à l'amélioration et à la continuité de service deviennent plus complexes et critiques. Il est donc indispensable d'étudier, de concevoir et d'implanter des dispositifs de protection adaptés aux exigences techniques et normatives d'un réseau 225 kV. C'est dans cette logique que s'inscrit ce mémoire qui a pour thème : « étude et mise en œuvre de la protection de ligne dans le cadre du passage en 225 kV du poste source de Bia-Sud ».

Pour mieux comprendre cette étude nous nous posons la question à savoir : Quel type de protection ligne mettre en œuvre afin de garantir la sécurité, la continuité de service et la stabilité du réseau ? Pour répondre à cette problématique, nous structurons notre analyse autour des axes suivants : dans un premier temps, une présentation de l'entreprise et du projet dans laquelle nous situerons l'objectif de l'étude dans le contexte réel d'exploitation et de développement du réseau. Ensuite une généralité sur les réseaux de Transport d'énergie et un état des lieux des protections existantes sur la ligne 225 kV VRIDI-RIVIERA sera menée. Enfin nous aborderons le calcul des paramètres de réglage des relais de protection et un bilan financier.



**Chapitre 1 : Présentation de la structure
d'accueil et du projet**

I. PRESENTATION DE LA STRUCTURE D'ACCUEIL

I.1 Historique et situation géographique

Créée par le décret n° 2011-472 en date du 21 décembre 2011, Côte d'Ivoire Energies, en abrégé, CI-ENERGIES a vu ses missions renforcées par l'adoption des décrets n°2017-773 et n°2017-774 du 22 novembre 2017. CI -ENERGIES, a pour objet en République de Côte d'Ivoire d'assurer la planification de l'offre et la demande en énergie électrique en vue de la satisfaction de la demande, la maîtrise d'œuvre des travaux qui relèvent de la responsabilité de l'Etat en tant qu'autorité concédante et le suivi des mouvements d'énergie électrique et de la gestion des flux financiers du secteur. CI-Energies est situé à Abidjan dans la commune du plateau [2].(Voir **Figure 1**)

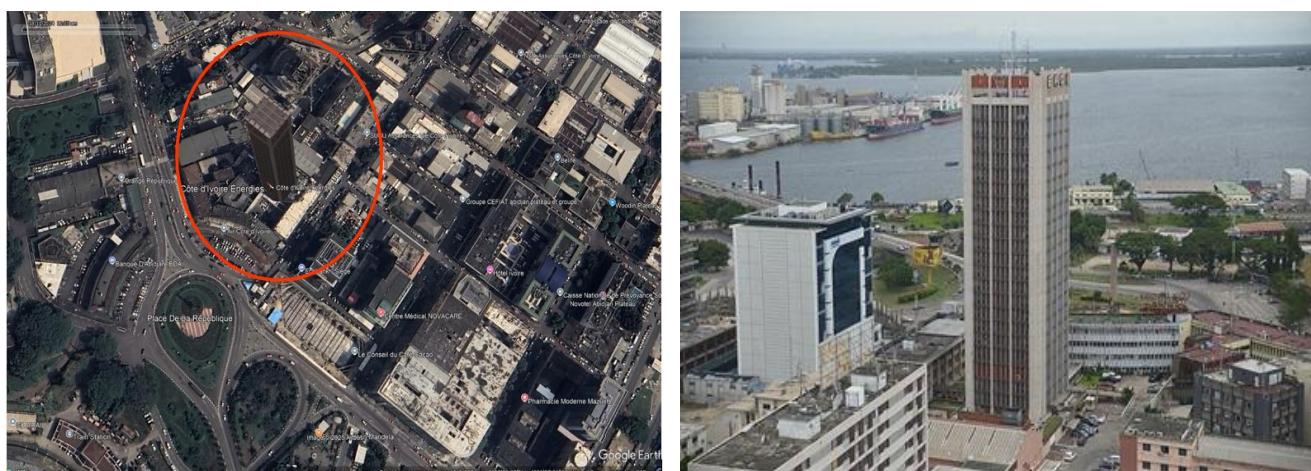


Figure 1:Immeuble CI -Energies[2].

I.2 Missions

Les missions assignées à CI-ENERGIES se déclinent comme suite :

- ❖ Planifier l'offre et la demande en énergie électrique de la côte d'ivoire ;
- ❖ Assurer la maîtrise d'œuvre des investissements en matière de production, d'extension, de renforcement et de renouvellement de réseau de transport, de distribution et d'électrification rurale ;
- ❖ Réaliser la construction et l'exploitation des nouvelles centrales de production d'électricité appartenant à l'Etat ;
- ❖ Assurer le suivi de la gestion de l'exploitation du service concédé ;
- ❖ Assurer l'équilibre financier du secteur de l'électricité [2].

I.3 Organigramme de l'entreprise

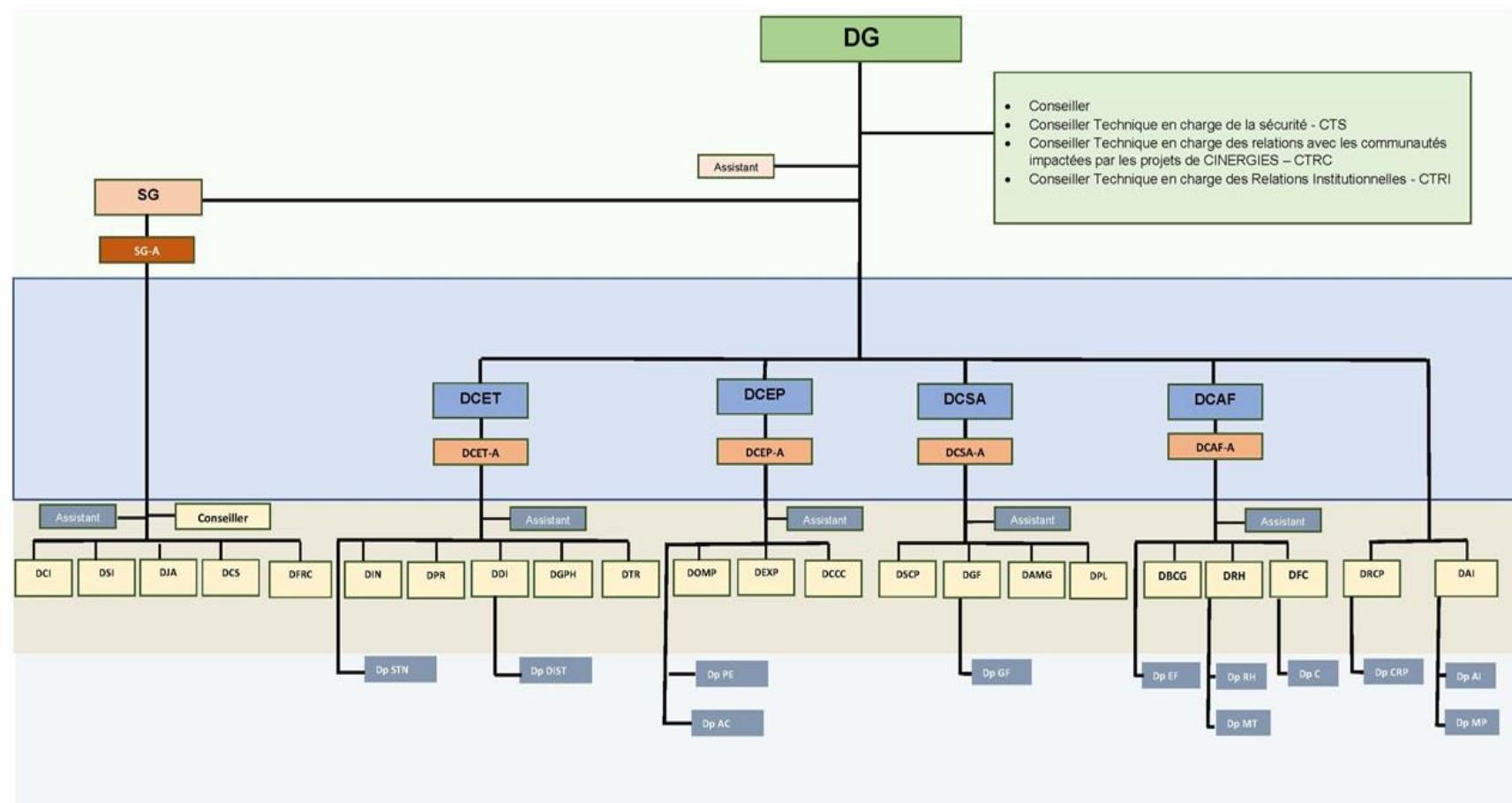


Figure 2:Organigramme CI--Energies[2].

I.4 Présentation de la direction d'accueil

La Direction Centrale de l'Equipement et des Travaux (DCET), qui nous a accueilli est composée d'un directeur central, d'un directeur central adjoint, d'un état-major, ainsi que de cinq directions et d'un département rattaché.

Notre stage s'est déroulé au sein de la Direction du Transport (DTR), plus précisément au service poste.

La structure hiérarchique de la DCET est organisée comme suit :

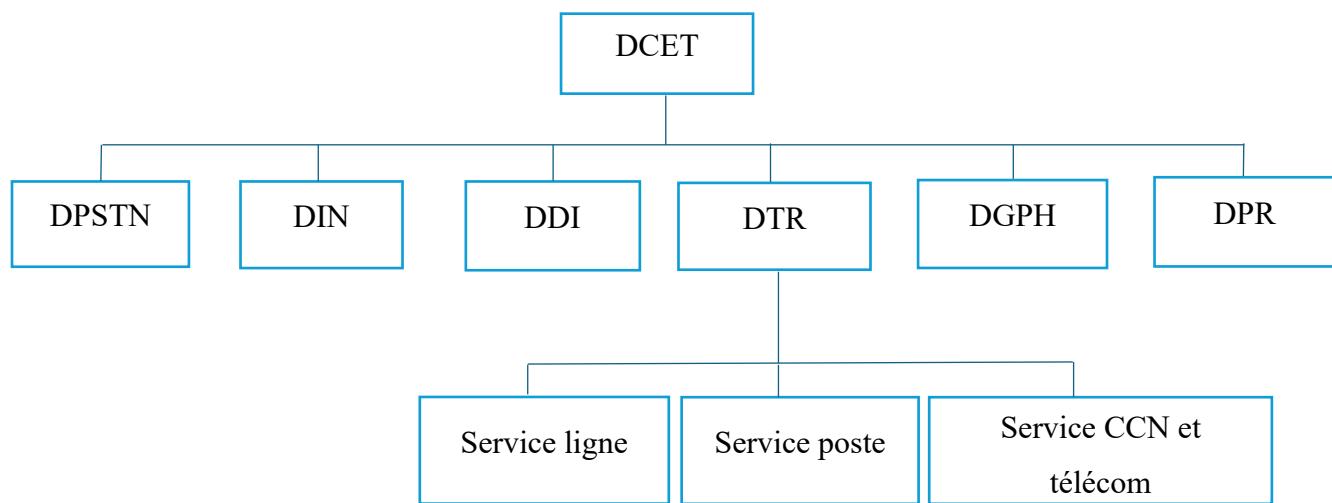


Figure 3:Organigramme de la DTR

II. PRESENTATION DU PROJET

II.1 Présentation de la zone d'étude

Koumassi est une commune située dans le sud de la ville d'Abidjan, capital économique de la côte d'ivoire. Elle est bordée par les communes de Marcory au nord, Port Bouet à l'Est et de Treichville au nord-ouest.

Le poste de Bia-Sud implanté à Koumassi, joue un rôle essentiel dans l'alimentation électrique des communes environnantes, Notamment Koumassi, Port Bouët, Marcory etc. Ce poste est conçu pour renforcer la capacité du réseau électrique et d'améliorer la qualité de la fourniture dans le sud d'Abidjan.(Voir **Figure 4**)

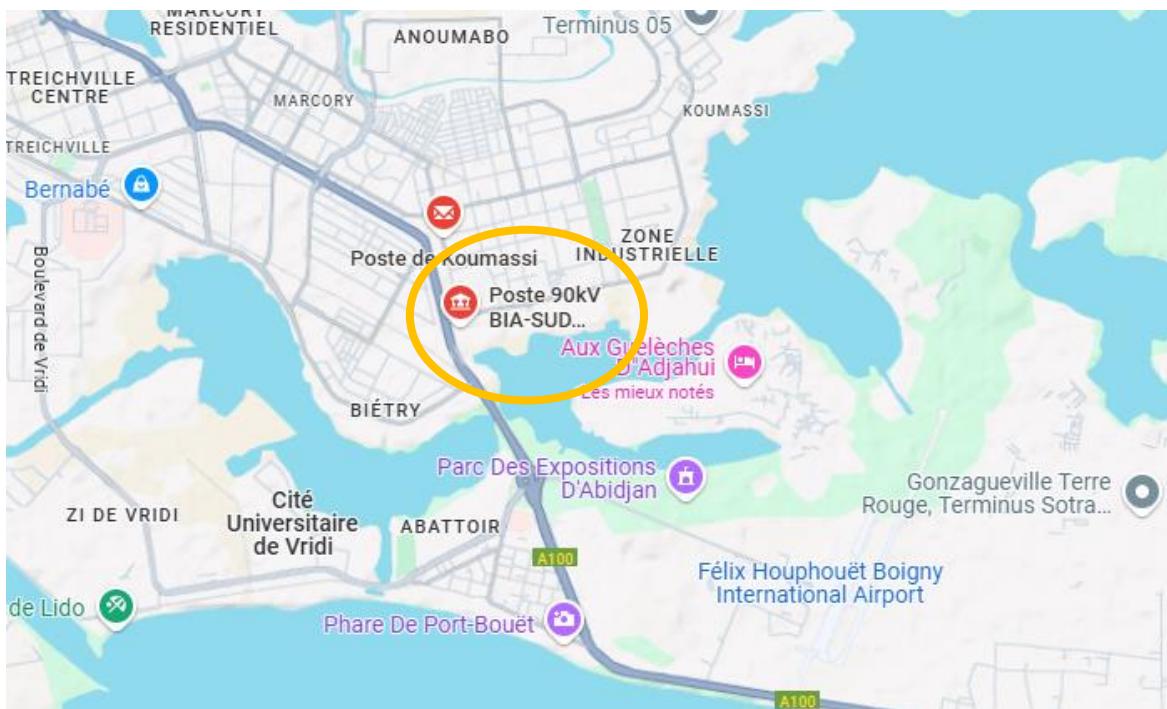


Figure 4: Commune de Koumassi[4].

II.2 Contexte du projet

Le poste 90 kV de Bia-Sud est confronté à des défis en matière de distribution d'énergie électrique notamment en raison de la croissance rapide de la demande en énergie électrique et des contraintes liées aux infrastructures existantes. Face à ces contraintes il a été décidé de renforcer le réseau en passant ce poste en 225 kV.

Ce projet a pour objectif d'améliorer la capacité de transit d'énergie. Au cœur de ce projet se trouve la ligne 225 kV Vridi-Riviera sur laquelle une entrée en coupure sera faite. Cela engendrera la création de deux nouvelles lignes dont la ligne 225 kV Vridi-Bia-Sud et celle de Bia-Sud – Riviera. En effet les relais de protection installés dans les postes de Vridi et de riviera ne seront plus adaptés à la nouvelle configuration qui sera l'insertion du poste de Bia-Sud. Donc de nouvelle protection adaptée aux lignes réver nécessaire.

Cette modernisation, bien que nécessaire pour accroître la capacité de transit du réseau engendra de nouveau défis en matière de protection et de sécurisation du système électrique.

II.3 Objectif de l'étude

Le but général de ce thème est de réaliser une analyse technique approfondie et de proposer une solution de protection adaptée aux lignes dans le cadre du passage en 225 kV du poste source de Bia-Sud . Ainsi des objectifs spécifiques s'en suivent :

- ❖ Etudier les exigences techniques pour la protection de la ligne 225 kV ;
- ❖ Faire une étude des protections existantes sur la ligne VRIDI-RIVIERA ;
- ❖ Calculer les seuils de réglage des relais de protection adaptés aux deux nouvelles lignes ;
- ❖ Faire un bilan financier.

II.4 Résultats attendus

Les résultats attendus à l'issue de ce travail sont :

- ❖ Une mise en place d'un système de protection optimal pour les lignes 225 kV ;
- ❖ Un coût du projet ;
- ❖ Un rapport final.

II.5 Méthodologie générale de l'étude

Le présent mémoire aborde l'étude de la protection de ligne dans le cadre du passage en 225 kV du poste source de Bia-Sud. La méthodologie suivie s'articule autour de trois axes majeurs

- ❖ Une généralité sur le réseau de transport d'énergie électrique ;
- ❖ L'étude des protections existantes sur la ligne Vridi-Riviera ;
- ❖ Calcul des paramètres pour le réglage des relais.

Pour une meilleure compréhension, ce mémoire est structuré en quatre chapitres chacun traitant une étape essentielle de l'étude.

Première partie : Généralité sur le réseau de transport d'énergie

Ce chapitre permet de rappeler les principes de base du transport d'énergie haute tension, en insistant sur les structures des réseaux 225 kV, les contraintes d'exploitation et les enjeux de la protection des lignes HTB.

Deuxième partie : Etat des lieux des protections existantes

Cette partie est consacrée à l'analyse des protections actuelle en place sur la ligne de Vridi-Riviera avant son découpage et son raccordement au nouveau poste 225 kV de Bia-sud. Il s'agit de :

- ❖ Collecter et analyser les données techniques de la ligne Vridi-Riviera en donnant ses caractéristiques
- ❖ Identifier les dispositifs de protection existant

Cette étude est nécessaire pour garantir la continuité de service et la stabilité du réseau, Pour adapter les protections aux nouvelles configurations et pour respecter le plan de protection ivoirien

Troisième partie : Calculs des paramètres de réglage des relais et coût du projet

Le dernier chapitre traite le paramétrage des relais et une évaluation du coût du projet, en tenant compte des nouvelles contraintes de fonctionnement en 225 kV il inclut :

- ❖ Le calcul d'impédance de la ligne ;
- ❖ Le calcul des seuils de réglage de déclenchement ;
- ❖ Le choix du type de relais ;
- ❖ Coût du projet.

Après avoir présenté la structure d'accueil et le projet, il convient à présent d'aborder les notions fondamentales relatives au réseau de transport d'énergie électrique.

Chapitre 2 : Généralité sur le réseau de Transport d'énergie électrique

I. Réseau de Transport d'Energie

Le transport d'énergie électrique est un ensemble des procédés et d'infrastructures qui permettent de transférer l'électricité produite dans les centrales vers les zones où elle sera consommée. Le système de transport comprend un réseau de lignes électrique (aériennes ou souterraines) qui relient des postes de transformation [9].

I.1 Ligne électriques HTB

Les lignes électriques HTB sont principalement aériennes et sont constituées de conducteurs de phase fixés par des isolateurs sur des pylônes métalliques [9].

I.1.1 Cable de garde

Les câbles de garde sont disposés au-dessus des conducteurs et protègent contre la foudre. Ils peuvent également être utilisés comme support de circuits de télécommunications [9].(Voir **Figure 5**)



Figure 5: Câble de garde [9].

I.1.2 Conducteurs

Les conducteurs assurent le passage du courant électrique dans les lignes aériennes ou souterraines. Ils sont généralement constitués de fils métalliques tels que l'aluminium ou le cuivre, qui sont choisis pour leur faible résistivité et leur capacité à transporter efficacement l'électricité [9].

I.1.3 Isolateurs

Un isolateur est un dispositif qui empêche le courant électrique de passer entre les conducteurs (comme les câbles haute tension) et les structures de soutien (comme les pylônes métalliques). Il permet d'assurer l'isolation électrique entre les parties sous tension et la terre et de supporter mécaniquement les conducteurs tout en empêchant les fuites de courant [9].(Voir

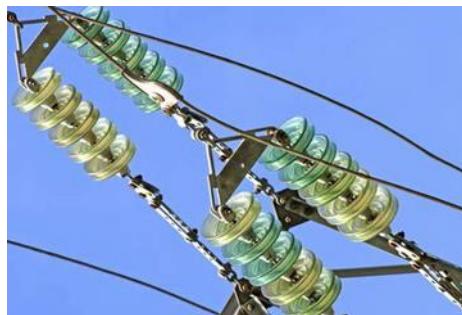


Figure 6: Isolateur [9]

I.1.4 Pylônes

Les pylônes sont des structures métalliques qui supportent les câbles électriques aériens sur les lignes haute tension. Ils assurent la stabilité mécanique et permettent de maintenir une distance de sécurité entre les conducteurs et le sol [9].(Voir **Figure 7**)



Figure 7: un pylône HT

I.2 Poste source

Ces postes, situés entre le réseau de transport et le réseau de distribution, convertissent la haute tension (HTB) en moyenne tension (HTA) où la HTB en HTB. Un poste source est constitué d'une partie extérieure et d'un bâtiment de commande [8]. Vue de dessus d'un poste source (voir **Figure 8**)



Figure 8: Un poste source

I.2.1 Les différents équipements de la partie extérieure

Dans la partie nous avons principalement trois travées dont :

La travée ligne, la travée couplage et la travée transformateur

✚ Définition d'une travée

Une travée est un ensemble d'équipement électrique permettant de relier soit la ligne au jeu de barre, soit le transformateur au jeu de barre.

✚ Travée ligne

Elle est constituée des équipements tels que :

- ❖ Les parafoudres ;
- ❖ Les transformateurs de tension ;
- ❖ Les sectionneurs de ligne avec couteau de terre ;
- ❖ Les transformateurs de courant ;
- ❖ Les disjoncteurs ;
- ❖ Les sectionneurs d'aiguillage ;

- ❖ Les jeux de barres.(Voir **Figure 9**)



Figure 9 : Image d'une travée ligne

⊕ Travée couplage

Les éléments constitutifs de la travée couplage sont :

- ❖ Les sectionneurs d'aiguillage ;
- ❖ Les transformateurs de courant ;
- ❖ Les Disjoncteurs .(Voir **Figure 10**)



Figure 10: Image d'une travée couplage

✚ Travée transformateur

- ❖ Les sectionneurs d'aiguillages ;
- ❖ Les transformateurs de courant ;
- ❖ Les disjoncteurs ;
- ❖ Les parafoudres ;
- ❖ Les transformateurs de puissances ;
- ❖ Les transformateurs de service auxiliaire ;
- ❖ Les résistances de mise à la terre ou les bobines de point neutre ;
- ❖ Les Transformateurs de courant Tore. (Voir **Figure 11**)



Figure 11: Image d'une travée transformateur

I.2.2 Les différentes salles du bâtiment de commande

Le bâtiment de commande est constitué des salles tel que :

- ❖ La salle HTA ;
- ❖ La salle auxiliaire ;
- ❖ La Salle télécom ;
- ❖ La salle batterie ;
- ❖ La salle de commande .

II. Les systèmes de protection des lignes HTB

II.1 Les défauts sur les lignes HTB

Comme défauts sur les lignes HTB nous avons :

- ❖ Les courts circuits ;
- ❖ Les surcharges ;
- ❖ Les surtensions.

II.2 Caractéristique des défauts

Les défauts sont caractérisés par leurs formes, leur durées et l'intensité du courant.

⊕ Formes ou types des défauts

- ❖ Les défauts triphasés : entre les trois phases du réseau avec ou sans liaison à la terre
- ❖ Les défauts biphasés : entre deux phases du réseau
- ❖ Les défauts biphasés à la terre : entre deux phases du réseau et la terre
- ❖ Les défauts monophasés : entre une phase du réseau et la terre [9].

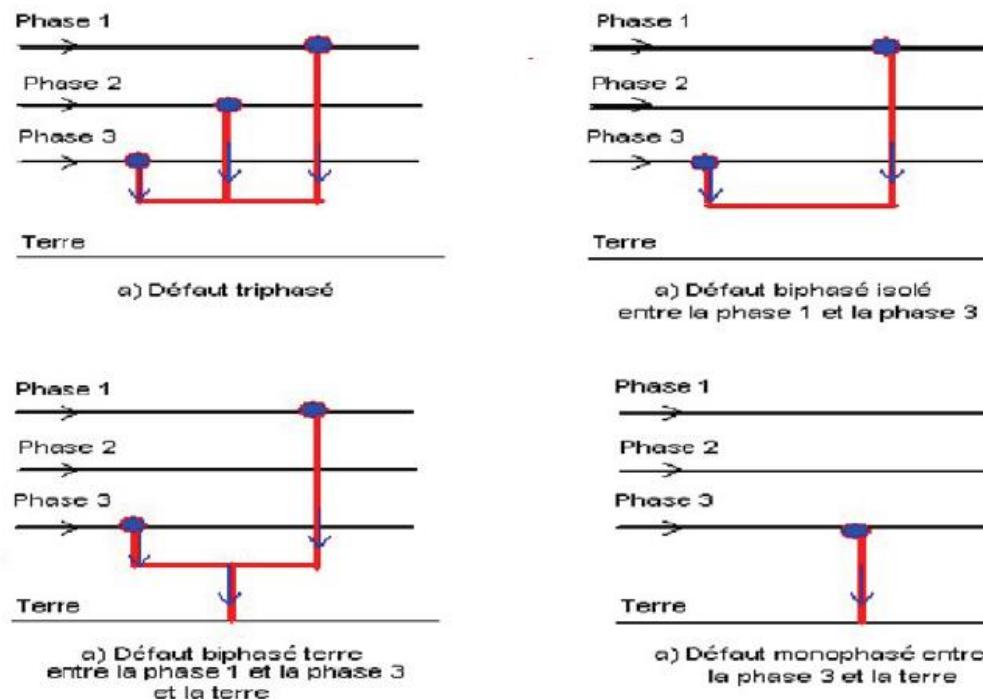


Figure 12:Les différents types de défaut[9].

⊕ Durée

Selon la durée nous distinguons deux types de défaut : les défauts fugitifs et les défauts permanents.

- ❖ Les défauts fugitifs engendrent une coupure brève du réseau d'alimentation de l'ordre de quelques dixièmes de secondes.
- ❖ Les défauts permanents engendrent un déclenchement définitif du système de protection et nécessite l'intervention du personnel [9].

II.3 Protection des lignes HTB

II.3.1 Les éléments du système de protection

Afin d'assurer la protection du réseau, un ensemble d'équipements sont déployés, l'interaction de ces équipements permet de constituer un système de protection efficace. Concernant les lignes HTB, les équipements déployés sont les suivants :

⊕ Le disjoncteur de haute tension

Figure 13: disjoncteur HTB

Il est l'élément de protection par excellence du réseau électrique. Quand un défaut se produit dans une zone, les disjoncteurs ouvrent le départ et l'extrémité de la ligne de cette zone à base du signal de l'appareil de protection (relais), pour arrêter le passage du courant de défaut [5].(Voir **Figure 13**)

✚ Les réducteurs de mesure (TC et TT)



Figure 14: transformateur de tension



Figure 15: transformateur de courant

Les réducteurs de mesure sont utilisés pour fournir l'information aux relais de protection. Pour cela ils doivent délivrer un courant où une tension secondaire proportionnel au courant primaire où à la tension qui les traverse [5].(Voir **Figure 14** et **Figure 15**)

✚ Le Relais

Un relais est un dispositif utilisé dans les systèmes électriques pour détecter les défauts et envoyer l'ordre d'ouverture au disjoncteur afin de protéger les équipements et les personnes. Il surveille les paramètres électriques (le courant, la tension etc.) [5].(Voir **Figure 16**)



Figure 17: Relais de protection

II.3.2 Les fonctions de protection

Pour assurer la protection du réseau, différents relais sont déployés afin d'interrompre ou d'établir le circuit en fonction du type de défaut et du mode de protection associé. Un même relais peut

intégrer plusieurs fonctions, telles que la protection à distance ou la protection différentielle, entre autres. Ces fonctions sont généralement représentées par des codes ANSI [3].

II.3.3 Les codes ANSI

Le code ANSI (American National Standards Institute) est un système de numérotation standardisé permettant d'identifier et de désigner les différentes fonctions de protection électrique dans les systèmes de contrôle et de protection des installations électriques. Chaque code correspond à une fonction spécifique, facilitant ainsi la compréhension du rôle de chaque dispositif dans un système donné [3].

Les principales protections utilisées sur les lignes HTB (voir **Tableau 1**)

Tableau 1: Les codes ANSI[3].

Code ANSI	Libellé de fonction	Définition
21	Protection de distance	Détection de mesure d'impédance
50 BF	Défaillance disjoncteur	Protection de contrôle de la non-ouverture du disjoncteur après ordre de déclenchement
25	Contrôle de synchronisme	Contrôle d'autorisation de couplage de deux parties de réseau
87 L	Différentielle ligne	Protection triphasée contre les défauts internes de la ligne
79	Automate de reprise de service	Réenclenchement pour la continuité de service

Dans ce tableau, nous avons présenté les codes ANSI qui seront utilisés dans ce mémoire, la liste de l'ensemble des codes ANSI est donnée en Annexe.

II.3.4 Les types de protection

Pour assurer la protection adéquate des lignes, plusieurs types de protections sont envisagés, selon les caractéristiques des lignes à protéger. Parmi celles qui sont les courantes, les plus utilisées sont la protection de distance et la protection différentielle. Le choix de l'une ou de l'autre dépend très souvent des caractéristiques de la ligne.

Protection de distance

Alimentée localement par les réducteurs de mesure qui lui fournissent l'image du réseau, la protection de distance a pour rôle, en cas de défaut électrique dans sa zone de surveillance, de détecter ce défaut et de commander le disjoncteur qui l'éliminera.

Il est demandé à la protection de distance d'être sélective (éliminer le défaut sur un seul tronçon, rapide (protéger le matériel et assurer la continuité de service) et fiable [10].(Voir **Figure 18**)

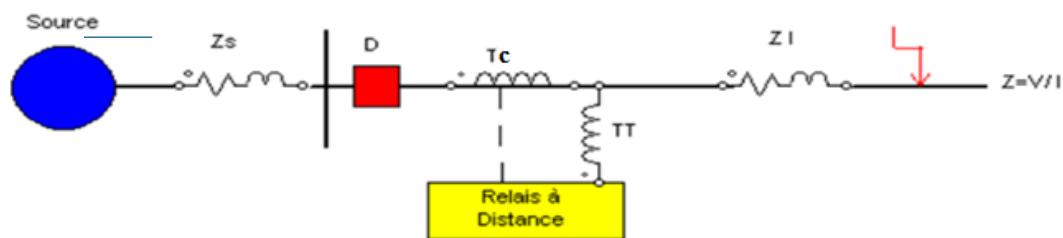


Figure 18:Principe de fonctionnement[9].

Le principe de protection de distance est basé sur la loi d'ohm :

$$U = Z \times I$$

$$\text{Sachant que : } Z_l = R_l + jX_l$$

Le principe est simple, en cas de défaut le courant I augmente, la tension U diminue ce qui fait varier le rapport tension/ courant que nous appelons impédance et qui par définition est censée restée constante le long de la ligne à protéger. Cette variation du rapport tension sur courant permet donc au relais de détecter la présence d'un défaut. Cette impédance de la ligne Z_l étant proportionnelle à la longueur (L) de la ligne, pour déterminer donc la longueur où se trouve le problème, il suffit de connaître l'impédance c'est-à-dire l'image de la tension et courant à partir des transformateurs de TT et TC [10].

Pour la protection de distance, la ligne à protégée doit être partagée par trois zones aval et une zone amont. Le schéma conventionnel de la protection .(Voir **Figure 19**)

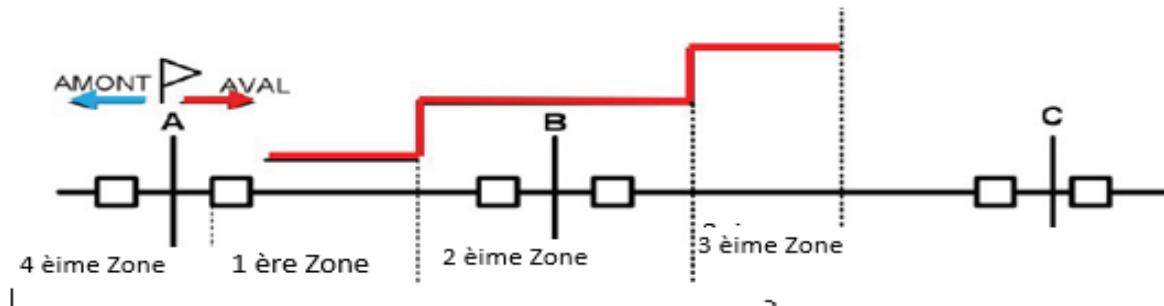


Figure 19: Principe de sélection des zones[9].

Protection différentielle

La protection différentielle par son principe applique la loi des nœuds, elle mesure en permanence, tous les courants entrant et tous les courants sortant de la ligne, si la somme de ces courants est nulle l'ouvrage est sain, dans le cas contraire l'ouvrage est en défaut. Pour une ligne à deux extrémités, l'acquisition des mesures est faite à chaque extrémité par un boîtier spécifique, la communication entre deux éléments est assurée par un circuit de transmission spécifique comme câble pilote ou les fibres optiques ou n'importe quel autre moyen de communication. Ainsi chaque extrémité à la connaissance de la valeur du courant local et réalise le calcul du courant différentiel. Dans ce cas de défaut le relais va transmettre un signal de déclenchement aux disjoncteurs des deux côtés[9]. schéma du principe de fonctionnement de la différentielle (voir **Figure 20**).

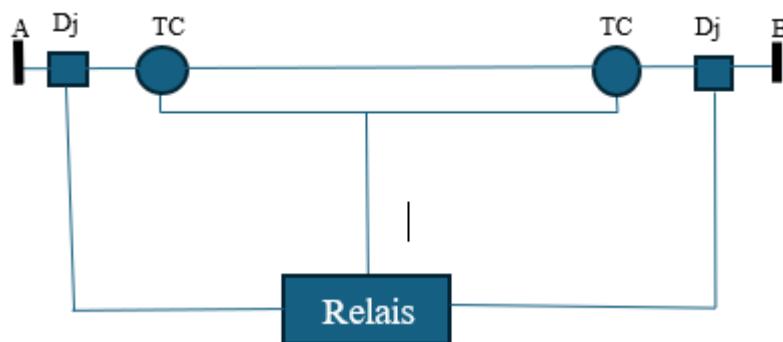


Figure 20: Schéma de protection différentielle

Défaillance disjoncteur

L'installation d'une protection de défaillance disjoncteur se justifie par le fait qu'elle permet de préserver le matériel électrique et d'assurer une meilleure qualité de service. La protection fonctionne en cas de refus d'ouverture du disjoncteur de la travée. Son démarrage est effectué par l'ordre de déclenchement des protections principales. A l'échéance d'une temporisation, si un critère de courant confirme la position fermée du disjoncteur, un ordre de déclenchement est élaboré et entraîne les ouvertures du couplage de tous les départs aiguillés sur la même barre que le départ en défaut [1].

II.3.5 Plan de protection ivoirien

Le plan de protection ivoirien, est un document contenant un ensemble de stratégies et de mesures mises en place pour assurer la résilience, la sécurité et la fiabilité du réseau électrique national. Ce plan définit les normes et les types de protection à mettre en œuvre selon les caractéristiques du réseau à protéger.

Les protections, utilisées dans le plan de protection ivoirien sont :

- ❖ Protection principale de type protection de distance ou différentielle ;
- ❖ Protections complémentaires basées sur la puissance homopolaire ;
- ❖ Protection secours de type ampèremétrique directionnelle ;
- ❖ Automate de reprise de service (réenclencheur) ;
- ❖ Automate de défaillance disjoncteur ;
- ❖ Contrôle de synchronisme [1].

Ligne aérienne courte (voir Tableau 2)

Ce type de liaison est protégé comme suit :

Tableau 2 : Plan de protection HTB Courte[1].

1 ^{ère} Protection principale de liaison	PP1 : Protection de la ligne totale (phase par phase) (87L)
2 ^{ème} Protection principale de liaison	PP2 : Protection de distance à verrouillage (21,21N)
Protection complémentaire	Protection à puissance homopolaire à temps inverse (67W) cette fonction est implémentée dans la PP2
Protection contre la défaillance disjoncteur	Cette Fonction est implémentée dans la PP1 et PP2

 **Ligne aérienne HTB longue (voir Tableau 3)**

Ce type de liaison est protégé comme suit :

Tableau 3: Plan de protection ligne HTB longue[1].

1 ère Protection Principale de liaison	PP1 : Longueur inférieure à 130 kilomètres de la ligne totale (phase par phase) (87L) Longueur supérieure à 130kilomètres : Protection de distance avec accélération de stade (21,21N)
2 -ème Protection principale de liaison	PP2 : Protection de distance avec accélération de stade (21,21N) de constructeur différent .
Protection complémentaire	Protection à puissance homopolaire à temps inverse (67 W) Cette fonction est implémentée dans la PP2 .
Protection contre la défaillance disjoncteur	Cette fonction est implémentée dans la PP1 et la PP2

Le chapitre 2 étant terminé, nous nous intéressons désormais à l'étude des protections existante sur la ligne de Vridi-Riviera.

**Chapitre 3 : Etat des lieux des protections existante
sur la ligne 225 kV Riviera – Vridi**

La ligne Vridi-Riviera, d'une tension nominale de 225 kV, joue actuellement un rôle clé dans le transport de l'énergie dans le sud d'Abidjan. Elle est aujourd'hui protégée par un ensemble de dispositifs conçus pour une seule ligne. Cependant l'introduction du poste Intermédiaire de Bia-Sud modifie la configuration de la ligne en la scindant en deux nouvelles lignes distinctes : Vridi-Bia-Sud et Bia-Sud -Riviera.

Dans ce contexte, l'adéquation des protections existantes doit impérativement être analysée. Ce chapitre a pour objectif principal de réaliser une étude approfondie des protections actuellement en place sur la ligne Vridi-Riviera.

I. Caractéristique technique de la ligne Vridi-Riviera

La ligne 225 kV reliant les postes de VRIDI et de RIVIERA constitue une infrastructure importante du réseau de transport d'électricité de la côte d'Ivoire.



Figure 21: Ligne Riviera-Vridi

I.1 Données de la ligne

Tableau 4: Donnée de la ligne

Nom de la ligne	RIVIERA-VRIDI
Type de ligne	Aérienne
Longueur	19,6 km
Impédance	0,0588+j 0,404

I.2 Configuration actuelle

La ligne Vridi-Riviera fonctionne sans interruption intermédiaire. Elle est considérée comme une ligne unique avec deux extrémités protégées par des relais installés dans les postes de Vridi et Riviera. Aucun poste n'est inséré entre les deux, ce qui permet aux relais d'exploiter toute la longueur de la ligne pour le calcul d'impédance ou la mesure de courant différentiel.

I.3 Poste de Riviera

Le poste de Riviera a été construit dans le cadre du programme de renforcement du réseau électrique ivoirien. Il est principalement alimenté par les lignes 225 kV provenant de Vridi et Anoumanbo. Ce poste est constitué de deux 2 travées lignes 225 kV, deux travées transformateurs et une travée couplage. Lors de la visite du poste de Vridi, nous avons constaté que la ligne est protégée par deux protections de distance dont une principale et un secours de fabriquant différent. Le relais Micom ALSTOM a été utilisé pour la protection principale et le relais Micom AREA a été utilisé pour la protection secours.(Voir **Figure 22** et **Figure 22**)



Figure 22: Relais de protection Micom ALSTOM



Figure 23: Relais Micom AREA

I.4 Poste de Vridi

Le poste de Vridi est un poste créé dans les années 1995, il est principalement alimenté par la centrale thermique de Vridi. Ce poste est constitué de 8 travées ligne, 1 travée couplage et 6 travées transformateurs en 225 kV et 8 travées ligne, 1 travée couplage et 4 travées transformateur en 90 kV. Lors de la visite de ce poste nous avons constaté qu'au niveau des armoires de protections, il y avait 2 protections de distance installées mais de constructeurs différents. Cela se justifie par le fait que cette ligne est longue, et que selon le plan de protection ivoirien, lorsqu'une ligne 225 kV est longue les deux protections à mettre sont les protections de distance mais de constructeurs différents. Le relais Micom ALSTOM a été utilisé comme protection principale pour son

intégration de plusieurs fonctions et le relais Micom AREVA comme protection secours.(Voir

Figure 23 et Figure 24)



Figure 24: Relais de protection Micom ALSTOM



Figure 25: Relais Micom AREVA

I.5 Principe de fonctionnement de la protection de distance de la ligne

Vridi-Riviera

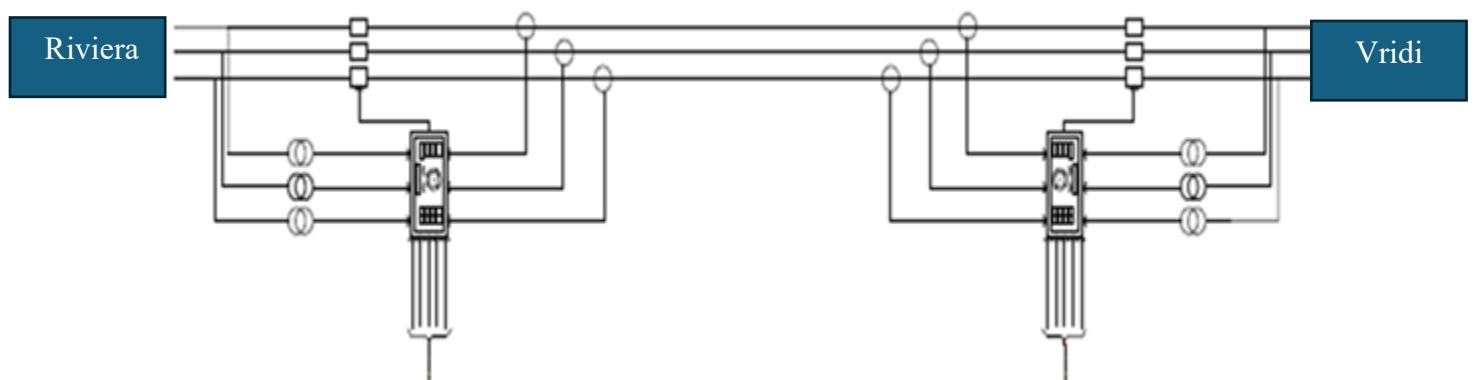


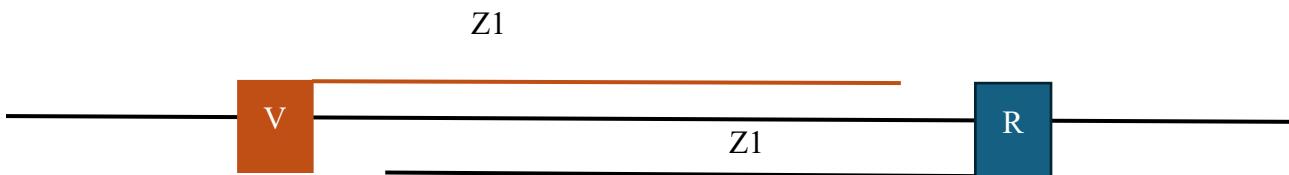
Figure 26 : Schéma du principe de fonctionnement

I.6 Réglage de démarrage du relais

Le démarrage du relais fait référence à son enclenchement ou déclenchement par un signal de défaut. Son fonctionnement est basé sur la mesure de l'impédance.

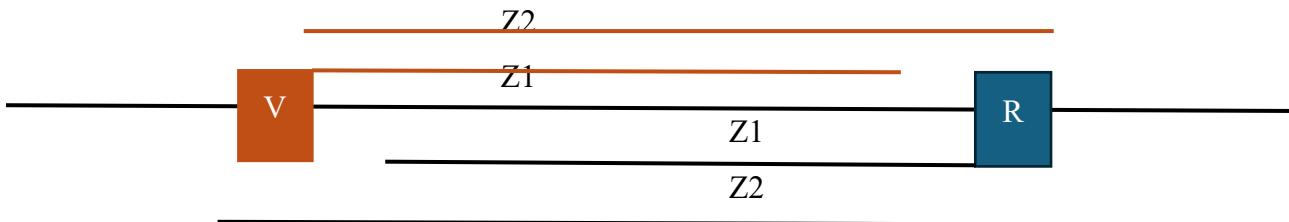
➊ Première Zone de mesure

Pour une ligne longue, le réglage est fait à 80 % de l'impédance totale de la ligne avec un temps de déclenchement de 0 s. Le schéma ci-dessous montre le principe et la configuration de la protection.



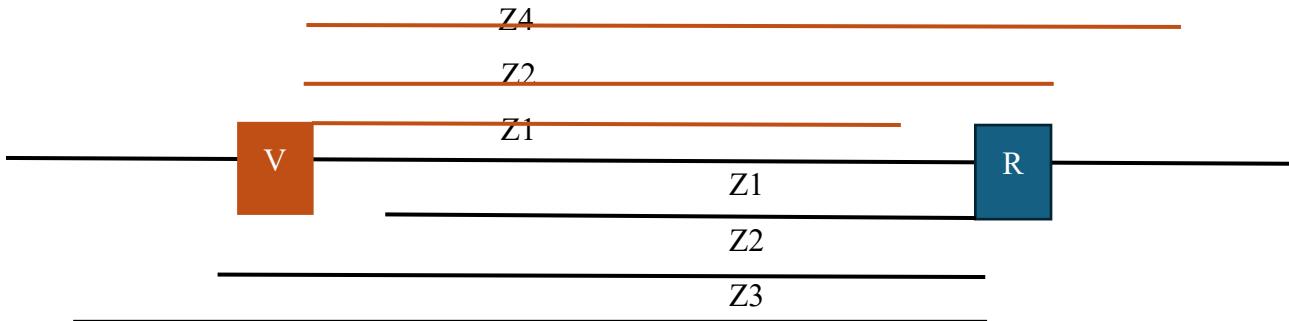
⊕ Deuxième Zone de mesure

Pour le réglage de la zone 2, elle couvre la totalité de la zone 1 ce qui correspond à une protection secours de la zone 1 et ajoute 20% de l'impédance de la ligne. Son réglage est de 250 ms. En tenant compte des protections adjacentes, la zone 2 est un secours de la Zone 1 en cas de non fonctionnement en zone 1.



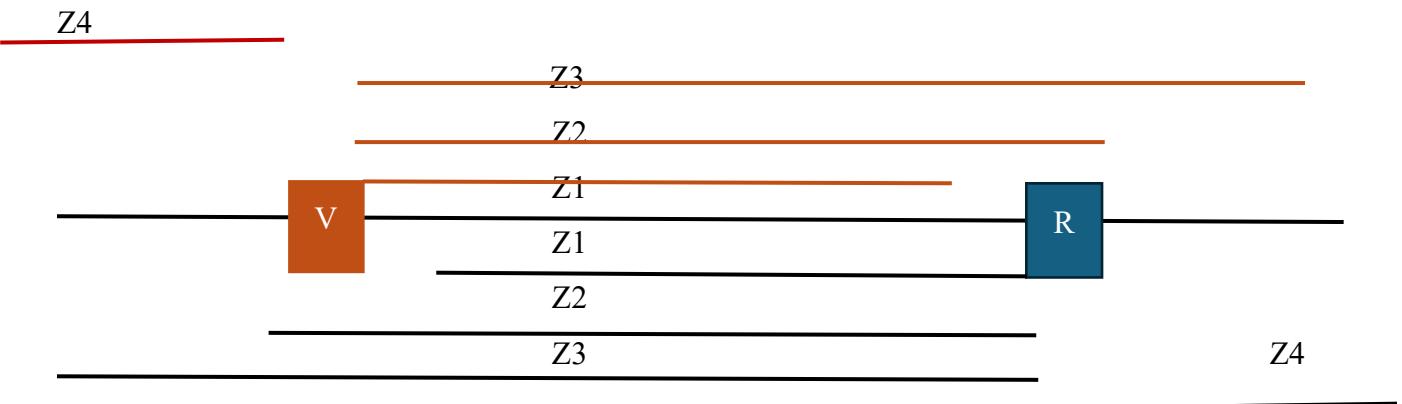
⊕ Troisième zone de mesure

Pour cette zone le réglage est fait à 150% de l'impédance de la ligne pour couvrir toute la ligne et une partie de la ligne voisine. Son réglage est de 1,5 s.



⊕ Quatrième Zone de mesure

Cette zone assure la protection de la zone en amont. Son réglage est fait entre 10 et 50% de la longueur de la ligne.



Les protections actuellement installées sur la ligne Vridi-Riviera sont efficaces dans la configuration existante, mais elles ne sont pas adaptées à la nouvelle configuration qui sera l'insertion du poste Bia-sud. Un remplacement des relais avec des nouveaux schémas de protection seront nécessaire pour garantir une protection fiable, sélective et conforme aux normes du plan de protection ivoirien.

L'analyse des protections actuelles sur la ligne de Vridi-Riviera nous a permis de savoir le principe de fonctionnement des protections. Il devient nécessaire de définir des réglages appropriés pour les relais de protection à mettre en place sur les deux nouvelles lignes résultant de la coupure.

**Chapitre 4 : Calcul des paramètres de
réglage des relais de protection des deux
lignes, choix des relais et coût du projet**

I. Calcul des seuils de réglage en fonction des caractéristiques de la ligne Vridi-Bia-sud

I.1 Caractéristique de la ligne

Tableau 5: Caractéristique de la ligne Vridi-Bia-sud

Nom de la ligne	Ligne Vridi-Bia-sud 225 kV	Longueur	7,258 km
Type de ligne	Ligne aérienne	Impédance homopolaire	$0,2+j1,25 \Omega/\text{km}$
Impédance linéique	$0,058+j 0,404 \Omega/\text{km}$	Courant de charge	840 A
Condensateur entre phase	$0,009874\mu\text{F}/\text{km}$	Condensateur homopolaire	$0,0664 \mu\text{F}/\text{km}$
Rapport Kct	800-1600/1A	Rapport Kvt	$\frac{225}{\sqrt{3}} \frac{0,1}{\sqrt{3}} \text{kV}$

Nous allons calculer les valeurs à paramétrier dans le relais en nous basant sur les caractéristiques de la ligne.

Nous déterminerons d'abord les valeurs haute tension (valeur sur la ligne) qui seront converties en basse tension pour les insérées dans le relais.

I.2 Impédance de la ligne

Valeur HT

$$Z_1(\Omega) = Z_l(\Omega / \text{km}) \times L(\text{km}) [10] \quad (1)$$

$$\text{AN : } Z_1 = (0,058 + j0,404) \times 7,258 = 0,421+j 2,932$$

$$\mathbf{Z_1 = 2,962 \ \Omega}$$

Z_l : Impédance linéique

L: Longueur de la ligne

Valeur BT

$$Z_{1'} = \frac{Kct}{Kvt} \times Z_1[10] \quad (2)$$

AN : $Z_{1'} = \frac{800/1}{225/0,1} \times (0,421 + j 2,932) = 0,149 + j 1,042$

$Z_{1'} = 1,052 \Omega$

Kct : Rapport de transformation du transformateur de courant

Kvt : Rapport de transformation du transformateur de tension

Z_1 : Impédance de la ligne

I.3 Impédance homopolaire : Impédance entre phase et terre

Valeur HT

$$Z_h = Z_l \times L \quad (3)$$

AN : $Z_h = (0,2 + j 1,25) \times 7,258 = 1,452 + j 9,072$

$Z_h = 9,188 \Omega$

Z_1 : Impédance linéique homopolaire

L : Longueur de la ligne

Valeur BT

$$Z_{h'} = \frac{Kct}{Kvt} \times Z_h \quad (4)$$

AN: $Z_{h'} = \frac{800/1}{225/0,1} \times (1,452 + j 9,072) = 0,52 + j 3,225$

$Z_{h'} = 3,266 \Omega$

Kct : Rapport de transformation du transformateur de courant

Kvt : Rapport de transformation du transformateur de tension

Z_h : Impédance homopolaire

I.4 Réactance Capacitive

Valeur HT

$$X_c = j \frac{1}{2\pi F_C} [10] \quad (5)$$

$$\text{AN : } X_c = j \frac{1}{2 \times 3,141592654 \times 50 \times 0,00987 \times 10^{-6} \times 50,14}$$

$$X_c = j 6429,30 \Omega$$

F : Fréquence

C : Condensateur

Valeur BT

$$X_{c'} = X_c \times \frac{K_{ct}}{K_{vt}} \quad [10] \quad (6)$$

$$\text{AN : } X_{c'} = j 6429,41 \times \frac{800/1}{225/0,1}$$

$$X_{c'} = j 2286,01 \Omega$$

Kct : Rapport de transformation du transformateur de courant

Kvt : Rapport de transformation du transformateur de tension

X_c : Réactance capacitive

I.5 Réactance capacitif homopolaire

Valeur HT

$$X_{c0} = j \frac{1}{2\pi F C_0} \quad (7)$$

$$\text{AN: } X_{c0} = j \frac{1}{2 \times 3,141592654 \times 50 \times 0,00664 \times 10^{-6} \times 32,4}$$

$$X_{c0} = j14796 \Omega$$

F : Fréquence

C₀ : Condensateur homopolaire

Valeur BT

$$X_{c0'} = X_{c0} \times \frac{K_{ct}}{K_{vt}} \quad (8)$$

$$\text{AN: } X_{c0'} = j14796 \times \frac{800/1}{225/0,1}$$

$$X_{c0'} = j5260,8 \Omega$$

Kct : Rapport de transformation du transformateur de courant

Kvt : Rapport de transformation du transformateur de tension

X_{c0} : Réactance capacitive homopolaire

II. Etude de sélectivité des relais de protection

Pour faire l'étude de sélectivité nous nous sommes basés sur le plan de protection ivoirien. Selon ce plan lorsque la ligne est courte en 225 kV, nous devons la protéger selon un plan à 4 niveaux : une protection principale 1 qui est la protection différentielle, une protection principale 2 qui est celle de distance. A ces protections principales sont ajoutées une protection complémentaire et une protection contre la défaillance disjoncteur. Les autres fonctions tels que la 79, la 25 et la 50BF seront activés dans les protections principales.

II.1 Protection différentielle de ligne (87L)

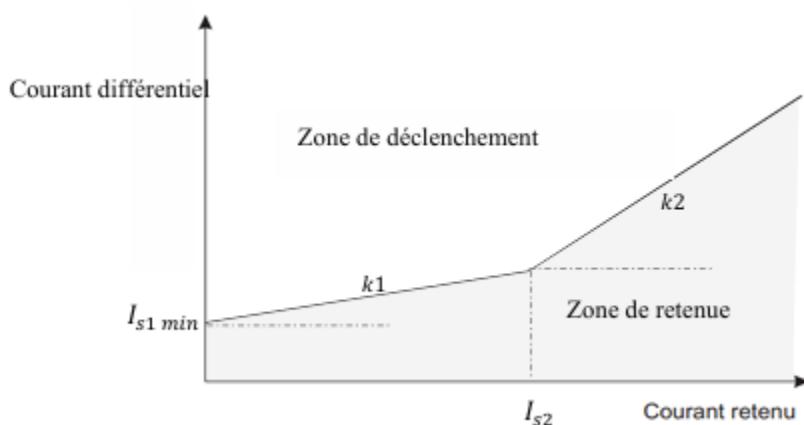


Figure 27 : Graphe caractéristique de la protection différentielle[8].

Ce graphe représente la caractéristique de fonctionnement d'une protection différentielle, il est utilisé pour détecter les défauts sur la ligne.

- ❖ La zone de déclenchement : la zone des valeurs de la différentielle qui font déclencher le relais
- ❖ La zone de retenue : la zone des valeurs de courant différentiel pour lesquelles le relais ne déclenche pas

Pour éviter les déclenchements sans motif valable, la protection différentielle déclenche lorsque le courant différentiel est supérieur à un seuil.

⊕ Calcul du courant seuil

$$I_{\text{seuil}} = 20 \% \ln [1] \quad (9)$$

Avec : $I_n = 800 \text{ A}$, AN : $I_{\text{seuil}} = 0,2 \times 800$

$$\mathbf{I_{\text{seuil}} = 160 \text{ A}}$$

In : courant nominale du transformateur de courant

Valeur BT

$$I_{\text{seuil}'} = \frac{I_{\text{seuil}}}{Kct} \quad (10)$$

$$\text{AN : } I_{\text{seuil}'} = \frac{160}{800/1}$$

$$\mathbf{I_{\text{seuil}'} = 0,2 \text{ A}}$$

Kct : Rapport de transformation du transformateur de courant

Iseuil : Courant seuil

II.2 Protection de distance (21)

L'étude de sélectivité de la protection de distance se fait selon le schéma de télé action. Avant de détailler le principe de fonctionnement et d'expliquer le choix du schéma de télé action, il convient de définir la télé action et d'en présenter les différents types. Cette étape est essentielle avant d'aborder le calcul d'impédance de nos différentes zones.

⊕ Télé action[6]

La télé action désigne l'échange d'information entre les relais à l'extrémité des lignes de protection pour coordonner l'ouverture du disjoncteur en cas de défaut.

Il existe plusieurs types de schéma de télé action cependant selon le plan de protection ivoirien deux types sont généralement utilisés en fonction la longueur de la ligne :

- ❖ Pour les lignes courtes (inférieures à 15 km), le schéma utilisé est le POTT (Permissive Over-reaching Transfer Trip) avec accélération de stade où blocage.
- ❖ Pour les lignes longues (supérieur à 15 km), le schéma utilisé est le PUTT (Permissive Under-reaching Transfer Trip) avec accélération de stade où blocage. Dans le cadre de notre projet la ligne faisant environ 8 km s'inscrit dans le cas des lignes courtes et le schéma de télé action choisi pour ce type de ligne est le POTT avec Blocage.

- Principe de fonctionnement du schéma de télé action POTT (Permissive Over-reaching Transfer Trip). (Voir **Figure 27**)

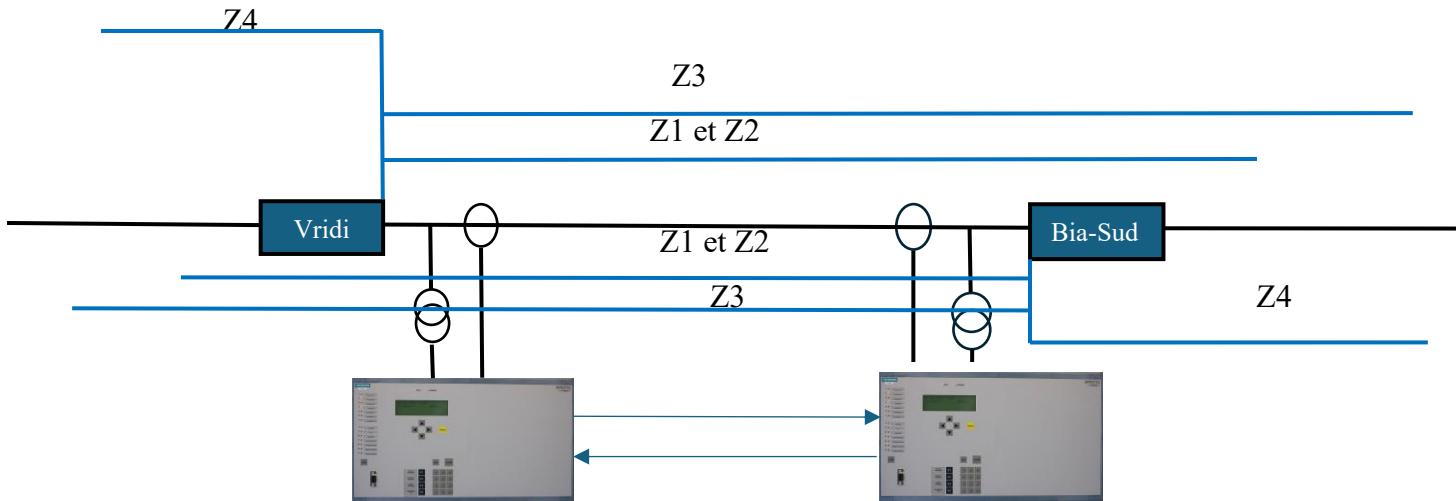


Figure 28 : Schéma de télé action

Dans le principe de fonctionnement du POTT avec blocage nous avons 4 zones dont 3 aval et 1 amont.

- Lorsque le défaut se situe dans la zone 1 les deux relais voient le défaut au même moment mais le relais de Vridi (A) va attendre une information venant du relais de Bia-sud (B) avant de déclencher. Dans le cas où aucune information n'est envoyée au relais A alors les deux relais enverront l'ordre de déclenchement au disjoncteur après que leur temporisation soit épousée.
- Lorsque le défaut se situe dans la zone 4 du relais B alors le relais A verra ce défaut dans sa zone 1 dans ce cas le relais B enverra un ordre de blocage au relais A pour que les relais des protections adjacentes puissent agir. Les relais A et B interviennent comme secours dans ce cas.

Zone de protection 1 et 2 (120% de ZL)

Valeur HT

$$Z_1 = Z_2 = K_{\text{rel}} \times Z_1 [10] \quad (11)$$

$$\text{AN} : Z_1 = Z_2 = 1,2 \times 2,962$$

$$Z_1 = Z_2 = 3,55 \Omega$$

Krel : coefficient

Z_1 : Impédance de la ligne

Valeur BT

$$Z_{1'} = Z_{2'} = \frac{Kct}{Kvt} \times Z_1 \quad (12)$$

$$\text{AN : } Z_{1'} = Z_{2'} = \frac{800/1}{225/0,1} \times 3,55$$

$$\mathbf{Z_{1'} = Z_{2'} = 1,26 \Omega}$$

Z_1 : Impédance de la zone 1

Kct : Rapport de transformation du transformateur de courant

Kvt : Rapport de transformation du transformateur de tension

Zone de protection 3 (150% de ZL)

Valeur HT

$$Z_3 = K_{rel} \times Z_1 \quad (13)$$

$$\text{AN : } Z_3 = 1,5 \times 2,962$$

$$\mathbf{Z_3 = 4,44 \Omega}$$

K_{rel} : coefficient

Z_1 : Impédance de la ligne

Valeur BT

$$Z_{3'} = \frac{Kct}{Kvt} \times Z_3 \quad (14)$$

$$\text{AN: } Z_{3'} = \frac{800/1}{225/0,1} \times 4,44$$

$$\mathbf{Z_{3'} = 1,579 \Omega}$$

Z_3 : Impédance de la zone 3

Kct : Rapport de transformation du transformateur de courant

Kvt : Rapport de transformation du transformateur de tension

Zone de protection 4

Valeur HT

$$Z_4 = K_{rel} \times Z_1 \quad (15)$$

42

$$\text{AN : } Z_4 = 0,5 \times 2,962$$

$$Z_4 = 1,48 \Omega$$

Krel : coefficient

Z₁ : Impédance de la ligne

Valeur BT

$$Z'_4 = \frac{K_{ct}}{K_{vt}} \times Z_4 \quad (16)$$

$$\text{AN : } Z_{4'} = \frac{800/1}{225/0,1} \times 1,48$$

$$Z_{4'} = 0,53 \Omega$$

Z₄ : Impédance de la zone 4

K_{ct} : Rapport de transformation du transformateur de courant

K_{vt} : Rapport de transformation du transformateur de tension

II.3 Anti pompage

Le phénomène de pompage est dû à un déséquilibre du réseau ou à une brusque variation de charge, causant une désynchronisation entre deux sources de part et d'autre de la ligne protégée.

Le dispositif de détection de pompage est utilisé pour éviter un déclenchement inutile lorsque le point d'impédance mesuré entre dans la zone de fonctionnement du relais, mais lorsqu'il ne s'agit pas réellement d'un défaut.

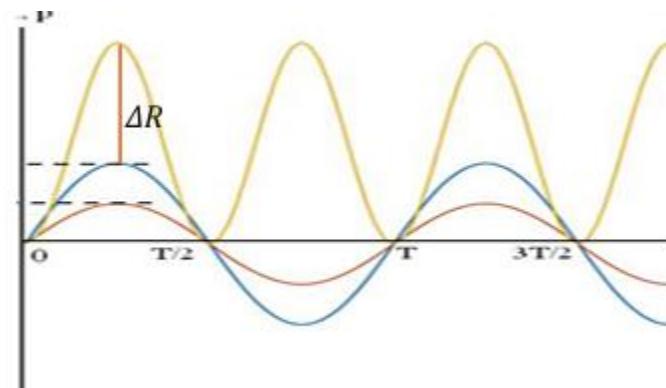


Figure 29 : Schéma du phénomène de pompage

✚ Calcul du réglage de l'anti-pompage

$$\Delta R = 0,032 \times \Delta F \times R_{limt} \quad (17)$$

AN : $\Delta R = 0,032 \times 5 \times (0,8 \times 137,46)$

$$\Delta R = 17,59 \Omega$$

R_{limt} : Résistance limite

ΔF : Variation de fréquence

II.4 Fonction Automate de reprise de service (79)

L'automate de reprise de service est un système qui permet de refermer automatiquement un disjoncteur après un défaut temporaire selon certaines contraintes conditions et logique bien défini. Il vise principalement à améliorer la continuité de service après des défauts fugitifs.

En côte d'ivoire, selon le plan de protection ivoirien nous avons trois cycles de déclenchement. Le tableau 6 présente la logique de fonctionnement du réenclenchement automatique.

Dans le cadre de notre projet commutateur sera réglé sur le cycle monophasé / Triphasé . (Voir Tableau 6)

Tableau 6: Logique de réenclenchement

Commutateur Défauts	Monophasé	Triphasé	Automatique (Monophasé /Triphasé)
Monophasé	Déclenchement monophasé +réenclenchement monophasé	Déclenchement triphasé + pas de réenclenchement	Déclenchement monophasé +réenclenchement monophasé
Biphasé	Déclenchement triphasé + pas de réenclenchement	Déclenchement triphasé + vérification de synchronisation +réenclenchement automatique	Déclenchement triphasé + vérification de synchronisation +réenclenchement automatique
Triphasé	Déclenchement triphasé + pas de réenclenchement	Déclenchement triphasé + vérification de synchronisation +réenclenchement automatique	Déclenchement triphasé + vérification de synchronisation +réenclenchement automatique

II.5 Fonction contrôle de synchronisme (25)

La fonction synchro – check vérifie automatiquement que les deux réseaux sont synchronisés (en tension, en fréquence et en phase) avant de fermer le disjoncteur. Pour se faire la fonction mesure la tension des deux côtés du disjoncteur, la fréquence des deux côtés, l'angle de phase entre les deux si tout coïncide elle ferme le disjoncteur dans le cas contraire elle bloque la fermeture pour éviter un accident.

Il existe plusieurs modes à considérer lors de la fermeture du disjoncteur qui sont :

Le renvoi barre (Tension ligne présente, Tension barre absente)

Dans ce mode on vérifie que la tension ligne est au-dessus du seuil programmable de la tension ligne présente et que la tension barre est au-dessous du seuil programmable de la tension barre absente. Si ces conditions sont vérifiées, une information est envoyée à l'équipement qui assure la fermeture du disjoncteur.

❖ Calcul du seuil de réglage de la tension et de la barre

$$U_{\text{seuil ligne/presente}} \geq 80 \% U_n [1] \quad (18)$$

$$\text{AN: } U_{\text{seuil ligne/presente}} \geq 0,8 \times 225$$

$$U_{\text{seuil ligne /presente}} \geq 180 \text{ kV}$$

❖ Tension de la barre

$$U_{\text{seuil barre /absente}} \leq 20 \% U_n [1] \quad (19)$$

$$\text{AN: } U_{\text{seuil barre / absente}} \leq 0,2 \times 225$$

$$U_{\text{seuil barre/absente}} \leq 45 \text{ kV}$$

Le renvoi ligne (tension ligne absente, tension barre présente)

Dans ce mode on vérifie que la tension ligne est au-dessous du seuil programmable de la tension ligne absente et que la tension barre est au-dessus du seuil programmable de la tension barre présente si ces conditions sont vérifiées alors une information est envoyée à l'équipement qui assure la fermeture qui disjoncteur .

❖ Calcul du seuil de réglage de la tension ligne / barre

$$U_{\text{seuil ligne/absente}} \leq 20 \% U_n [1] \quad (30)$$

$$\text{AN: } U_{\text{seuil ligne /absente}} \leq 0,2 \times 225$$

$$U_{\text{seuil ligne/absente}} \leq 45 \text{ kV}$$

❖ Tension barre présente

$$U_{\text{seuil barre /presente}} \geq 80 \% U_n [1] \quad (41)$$

$$\text{AN: } U_{\text{seuil barre /presente}} \geq 0,8 \times 225$$

$$U_{\text{seuil barre/presente}} \geq 180 \text{ kV}$$

Le renvoi rebouclage (tension ligne présente, tension barre absente)

Dans ce mode on vérifie que la tension ligne présente est au-dessus du seuil programmable de la tension ligne présente et que la tension barre présente est au-dessus du seuil programmable de la tension barre. Une vérification supplémentaire est nécessaire afin d'assurer que les deux tensions

comparées sont bien synchrones.

Pour cela les différences de tension, de fréquence et d'angle entre les deux tensions sont mesurées et comparées à des deltas programmables. si ces conditions sont vérifiées et que ce mode autorise la fermeture du disjoncteur, une information est envoyée à l'équipement qui assure la fermeture du disjoncteur.

❖ Calcul du seuil de réglage de la tension ligne/barre présente

$$U_{\text{seuil}} \geq 80\% U_n [1] \quad (52)$$

AN : $U_{\text{seuil}} \geq 0,8 \times 225$

$$U_{\text{seuil}} \geq 180 \text{ kV}$$

❖ Seuil de réglage de la fréquence

$$F_b - F_l \leq 60 \text{ mHz} [1]$$

❖ Seuil de réglage de l'angle de déphasage

$$\phi_b - \phi_l \leq 20^\circ [1]$$

⊕ Le renvoi Auto :

Dans ce mode les 3 modes précédents sont actifs en même temps. Pour que le disjoncteur puisse se refermer il faut que ces trois modes soient vérifiés.

II.6 Protection contre la défaillance disjoncteur (50 BF)

❖ Calcul du courant et du temps de réglage

valeur HT

$$I = 10 \% I_n [1] \quad (23)$$

AN: $I = 0,1 \times 800$

$$\mathbf{I = 80 A}$$

I_n : courant nominale du transformateur de courant

valeur BT :

$$I' = \frac{I}{K_{ct}} \quad (24)$$

AN: $I' = \frac{80}{800/1} = 0,1 \text{ A}$

Kct : Rapport de transformation du transformateur de courant

❖ Temps de réglage

$$t_1 = t_0 + t_B + \Delta t \quad (25)$$

$$t_1 = 0,06 + 0,04 + 0,03$$

$$\mathbf{t_1 = 0,13 s}$$

t_0 : temps de fonctionnement du disjoncteur

t_B : temps de chute de l'élément de fonctionnement

Δt : temps de marge de sécurité

⊕ Résumé des résultats obtenus

Les valeurs à insérer dans les relais (voir **Tableau 7**)

Tableau 7 : Paramètres de réglage des relais de protection

Paramètres de réglage		
	Valeur HT	Valeur BT
Impédance de la ligne (Ω)	2,962	1,052
Impédance homopolaire (Ω)	9,188	3,266
Réactance Capacitive de la ligne	6429,30	2286,01
Réactance homopolaire	14796	5260,8
Protection différentielle		
Courant différentiel(A)	160	0,2
Protection de distance		
Zone	Impédance (Ω)	Temporisation (s)
Zone 1	1,26	0,08
Zone 2	1,26	0,25
Zone 3	1 ,579	1,5
Zone 4	0,53	2
Protection défaillance disjoncteur		
Courant (A)	0,1	0,13
Protection Contrôle du synchronisme		

Renvoi barre	
Tension(kV)	180
Tension(kV)	45
Renvoi ligne	
Tension(kV)	180
Tension(kV)	45
Rebouclage	
Tension(kV)	180
Fréquence (mHz)	60
Angle	20

Commentaire du tableau

Ce tableau présente l'ensemble des résultats obtenus concernant les réglages des différents relais de protection de la ligne. Il est structuré selon les types de protections : protection différentielle, protection de distance, protection de défaillance disjoncteur et contrôle de synchronisme.

Dans un premier temps, les caractéristiques électriques fondamentales de la ligne sont indiquées, telles que l'impédance de la ligne, l'impédance homopolaire, la réactance capacitive et la réactance homopolaire. Si le relais mesure des valeurs différentes de ces valeurs cela signifiera qu'il ya un défaut sur la ligne.

Ensuite, les réglages relatifs à la protection différentielle indiquent des seuils de courant d'entrée de 160A en HT et 0,2 A en BT. Si le relais mesure un courant différentiel au-delà ce seuil (0,2 A) cela signifiera qu'il y a un défaut interne sur la ligne.

La section suivante est consacrée à la protection de distance, repartie en quatre zones, avec des valeurs d'impédance et de temporisation. Ces réglages assurent une sélectivité permettant de localiser avec précision les défauts.

Pour la protection de défaillance disjoncteur, le seuil de courant est de 0,1 A à 0, 13 s, assurant une détection de défaut en cas de non ouverture du disjoncteur.

Enfin, le contrôle de synchronisme prend en compte les tensions de renvoi au niveau de la barre, de la ligne et lors du rebouclage. Les valeurs de fréquence et d'angle indiquées dans cette section sont déterminantes pour garantir un couplage sûr et efficace entre les sources synchronisées.

III. Calcul des seuils de réglage en fonction des caractéristiques de la ligne Bia-Sud-Riviera

III.1 Caractéristique de la ligne

Tableau 8 : Caractéristique de la ligne BIA-Sud -Riviera

Nom de la ligne	Ligne 225kV Bia-sud-riviera	Longueur de la ligne	12,1 km
Type de ligne	Ligne aérienne	Impédance de séquence nulle (Ω/km)	$0,2+j1,25$
Impédance de la ligne(Ω/km)	$0,058+j 0,404$	Resistance thermique	840 A
Condensateur entre phae	$0,009874 \mu\text{F}/\text{km}$	Condensateur homopolaire	$0,00664 \mu\text{F}/\text{km}$
Rapport Kct	800-1600/1A	Rapport Kvt	$\frac{225}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}} \text{ kV}$

Nous allons calculer les valeurs à insérer dans le relais en fonction des paramètres de la ligne

III.2 Impédance de la ligne

Valeur HT

$$Z_1(\Omega) = Z_l(\Omega / \text{km}) \times L(\text{km}) \quad (1)$$

$$\text{AN : } Z_1 = (0,058 + j 0,404) \times 12,1 = 0,702 + j 4,88$$

$$\mathbf{Z_1 = 4,93 \Omega}$$

Zl : Impédance linéique

L : Longueur de la ligne

Valeur BT

$$Z_{1'} = \frac{K_{ct}}{K_{vt}} \times Z_1 \quad (2)$$

90 à 225 kV DU POSTE SOURCE DE BIA-SUD

$$\text{AN : } Z_{1'} = \frac{\frac{800}{1}}{\frac{225}{0,1}} \times (0,702 + j4,88) = 0,25 + j 1,71$$

$$\mathbf{Z_{1'} = 1,73 \Omega}$$

Kct : Rapport de transformation du transformateur de courant

Kvt : Rapport de transformation du transformateur de tension

Z1 : Impédance de la ligne

III.3 Impédance homopolaire : Impédance entre phase et terre

Valeur HT

$$Z_h = Z_l \times L \quad (3)$$

$$\text{AN : } Z_h = (0,2 + j 1,25) \times 12,1 = 2,42 + j 15,13$$

$$\mathbf{Z_h = 15,32 \Omega}$$

Zl : Impédance linéique homopolaire

L : Longueur de la ligne

Valeur BT

$$Z_{h'} = \frac{Kct}{Kvt} \times Z_h \quad (4)$$

$$\text{AN : } Z_{h'} = \frac{800/1}{225/0,1} \times (2,42 + j 15,13) = 0,860 + j 5,38$$

$$\mathbf{Z_{h'} = 5,45 \Omega}$$

Kct : Rapport de transformation du transformateur de courant

Kvt : Rapport de transformation du transformateur de tension

Zh : Impédance homopolaire

III.4 Réactance capacitive

Valeur HT

$$X_c = j \frac{1}{2 \pi F C} \quad (5)$$

$$\text{AN : } X_c = j \frac{1}{2 \times 3,141592654 \times 50 \times 0,009874 \times 10^{-6} \times 50,14}$$

$$\mathbf{X_c = j 6429,43 \Omega}$$

F : Fréquence

C : Condensateur

Valeur BT

$$X_{c'} = X_c \times \frac{Kct}{Kvt} \quad (6)$$

$$\text{AN : } X_{c'} = j 6429,43 \times \frac{800/1}{225/0,1}$$

$$X_{c'} = j 2286,02 \Omega$$

Kct : Rapport de transformation du transformateur de courant

Kvt : Rapport de transformation du transformateur de tension

X_c : Réactance capacitive

III.5 Réactance Capacitif entre phase et terre

Valeur HT

$$X_{c0} = j \frac{1}{2\pi FC_0} \quad (7)$$

$$\text{AN : } X_{c0} = j \frac{1}{2 \times 3,141592654 \times 50 \times 0,00664 \times 10^{-6} \times 32,4}$$

$$X_{c0} = j 14795,75 \Omega$$

F : Fréquence

C0 : Condensateur

Valeur BT

$$X_{c0'} = X_{c0} \times \frac{Kct}{Kvt} \quad (8)$$

$$\text{AN : } X_{c0'} = j 14795,75 \times \frac{800/1}{225/0,1}$$

$$X_{c0'} = j 5260,71 \Omega$$

Kct : Rapport de transformation du transformateur de courant

Kvt : Rapport de transformation du transformateur de tension

X_{c0} : Réactance capacitive homopolaire

IV. Etude de sélectivité des relais de protection

Selon le plan de protection ivoirien lorsqu'une ligne est courte en 225 kV, nous devons la protégée avec une protection principale 1 qui est la protection différentielle, une protection principale 2 qui est celle de distance, une protection complémentaire et une protection contre défaillance disjoncteur. Les fonctions d'exploitation (50BF, 79 et 25) seront activées dans les protections principales.

IV.1 Protection différentielle de ligne (87 L)

❖ Calcul du courant seuil Valeur calculée sur la base du courant nominal du TC alimentant la protection

Valeur HT :

$$I_{\text{seuil}} = 20\% I_n \quad (9)$$

$$\text{AN : } I_{\text{seuil}} = 0,2 \times 800$$

$$I_{\text{seuil}} = 160\text{A}$$

I_n : courant nominale du transformateur de courant

Valeur BT:

$$I_{\text{seuil}'} = \frac{I_{\text{set}}}{K_{\text{ct}}} \quad (10)$$

$$\text{AN: } I_{\text{seuil}'} = \frac{160}{800/1}$$

$$I_{\text{seuil}} = 0,2 \text{ A}$$

I_{set} : Courant seuil

K_{ct} : Rapport de transformation du transformateur de courant

IV.2 Protection de distance (21)

Dans ce cas la longueur de la ligne étant inférieur à 15 km, Nous retenons le schéma de télé action POTT avec blocage, conformément aux critères du plan de protection. Ce choix permet une communication entre les relais aux extrémités de la ligne. Pour le calcul des réglages de la protection de distance, dans le schéma POTT avec blocage la zone 1 est égale à la zone 2 qui est réglé à 150% de la longueur de la ligne. Le schéma de télé action est le même que celui vu à la **Figure 27.**

❖ Zone 1 et zone 2(120% de ZL)

Valeur HT

$$Z_1 = Z_2 = K_{\text{rel}} \times Z_1 \quad (11)$$

AN : $Z_1 = Z_2 = 1,2 \times 4,93$

$Z_1 = Z_2 = 5,916 \Omega$

Krel : coefficient

Z_1 : Impédance de la ligne

Valeur BT

$$Z_{1'} = Z_{2'} = \frac{K_{ct}}{K_{vt}} \times Z_1 \quad (12)$$

AN : $Z_{1'} = Z_{2'} = \frac{800/1}{225/0,1} \times 5,916$

$Z_{1'} = Z_{2'} = 2,071 \Omega$

Z_1 : Impédance de la zone 1

K_{ct} : Rapport de transformation du transformateur de courant

K_{vt} : Rapport de transformation du transformateur de tension

❖ Zone 3 de protection (150% de ZL)

Valeur HT

$$Z_3 = K_{\text{rel}} \times Z_1 \quad (13)$$

AN: $Z_3 = 1,5 \times 4,93$

$Z_3 = 7,395 \Omega$

Krel : coefficient

Z_1 : Impédance de la ligne

Valeur BT

$$Z_{3'} = \frac{K_{ct}}{K_{vt}} \times Z_3 \quad (14)$$

AN : $Z_{3'} = \frac{800/1}{225/0,1} \times 7,395$

$Z_{3'} = 2,60 \Omega$

Z_3 : Impédance de la zone 3

Kct : Rapport de transformation du transformateur de courant

Kvt : Rapport de transformation du transformateur de tension

❖ Zone de protection 4 (50% de ZL)

Valeur HT

$$Z_4 = K_{\text{rel}} \times Z_1 \quad (15)$$

AN : $Z_4 = 0,5 \times 4,93$

$Z_4 = 2,465 \Omega$

Krel : coefficient

Z_1 : Impédance de la ligne

Valeur BT

$$Z_{4'} = \frac{K_{\text{ct}}}{K_{\text{vt}}} \times Z_4 \quad (16)$$

AN : $Z_{4'} = \frac{800/1}{225/0,1} \times 2,465$

$Z_{4'} = 0,86 \Omega$

Z_4 : Impédance de la zone 4

Kct : Rapport de transformation du transformateur de courant

Kvt : Rapport de transformation du transformateur de tension

IV.3 Anti pompage

❖ Calcul du seuil de réglage de l'anti pompage

$$\Delta R = 0,032 \times \Delta F \times R_{\text{Limit}} \quad (17)$$

AN : $\Delta R = 0,032 \times 0,8 \times 137,46$

$\Delta R = 17,59 \Omega$

R_{limit} : Resistance limite

ΔF : Variation de fréquence

IV.4 Automate de reprise de service (79)

L'automate de reprise de service est un système qui permet de refermer automatiquement un

disjoncteur après un défaut temporaire selon certaines contraintes conditions et logique bien défini.

Il vise principalement à améliorer la continuité de service après des défauts fugitifs. En côte d'ivoire, selon le plan de protection ivoirien nous avons trois cycles de réenclenchement.

Le tableau ci-dessous présente la logique de fonctionnement du réenclenchement automatique

Tableau 9:: Logique de réenclenchement

Dans le cadre de notre projet notre commutateur sera réglé sur le cycle Monophasé/ triphasé

Commutateur Défauts	Monophasé	Triphasé	Automatique (Monophasé /Triphasé)
Monophasé	Déclenchement monophasé +réenclenchement monophasé	Déclenchement triphasé + pas de réenclenchement	Déclenchement monophasé +réenclenchement monophasé
Biphasé	Déclenchement triphasé + pas de réenclenchement	Déclenchement triphasé +vérification de synchronisation +réenclenchement automatique	Déclenchement triphasé +vérification de synchronisation +réenclenchement automatique
Triphasé	Déclenchement triphasé + pas de réenclenchement	Déclenchement triphasé + vérification de synchronisation + réenclenchement automatique	Déclenchement triphasé + vérification de synchronisation +réenclenchement automatique

IV.5 Contrôle du synchronisme

La fonction synchro – check vérifie automatiquement que les deux réseaux sont synchronisés (en tension, en fréquence et en phase) avant de fermer le disjoncteur. Pour se faire la fonction mesure la tension des deux côtés du disjoncteur, la fréquence des deux côtés, l'angle de phase entre les deux si tout coïncide elle ferme le disjoncteur dans le cas contraire elle bloque la fermeture pour éviter un accident.

Il existe plusieurs modes à considérer lors de la fermeture du disjoncteur qui sont :

 **Le renvoi barre (Tension ligne présente, Tension barre absente)**

Dans ce mode on vérifie que la tension ligne est au-dessus du seuil programmable de la tension ligne présente et que la tension barre est au-dessous du seuil programmable de la tension barre absente. Si ces conditions sont vérifiées, une information est envoyée à l'équipement qui assure la fermeture du disjoncteur.

 **Calcul du seuil de réglage de la tension et de la barre**

$$U_{\text{seuil ligne/presente}} \geq 80 \% U_n[1] \quad (18)$$

AN: $U_{\text{seuil ligne/presente}} \geq 0,8 \times 225$

$$U_{\text{seuil ligne /presente}} \geq 180 \text{ kV}$$

 **Tension de la barre**

$$U_{\text{seuil barre /absente}} \leq 20 \% U_n[1] \quad (19)$$

AN: $U_{\text{seuil barre / absente}} \leq 0,2 \times 225$

$$U_{\text{seuil barre/absente}} \leq 45 \text{ kV}$$

 **Le renvoi ligne (tension ligne absente, tension barre présente)**

Dans ce mode on vérifie que la tension ligne est au-dessous du seuil programmable de la tension ligne absente et que la tension barre est au-dessus du seuil programmable de la tension barre présente si ces conditions sont vérifiées alors une information est envoyée à l'équipement qui assure la fermeture qui disjoncteur.

 **Calcul du seuil de réglage de la tension ligne / barre**

$$U_{\text{seuil ligne/absente}} \leq 20 \% U_n[1] \quad (20)$$

AN: $U_{\text{seuil ligne /absente}} \leq 0,2 \times 225$

$$U_{\text{seuil ligne/ absente}} \leq 45 \text{ kV}$$

 **Tension barre présente**

$$U_{\text{seuil barre /presente}} \geq 80 \% U_n \quad (21)$$

AN: $U_{\text{seuil barre /presente}} \geq 0,8 \times 225$

$$U_{\text{seuil barre/presente}} \geq 180 \text{ kV}$$

⊕ Le renvoi rebouclage (tension ligne présente, tension barre absente)

Dans ce mode on vérifie que la tension ligne présente est au-dessus du seuil programmable de la tension ligne présente et que la tension barre présente est au-dessus du seuil programmable de la tension barre. Une vérification supplémentaire est nécessaire afin d'assurer que les deux tensions comparées sont bien synchrones. Pour cela les différences de tension, de fréquence et d'angle entre les deux tensions sont mesurées et comparées à des deltas programmables. si ces conditions sont vérifiées et que ce mode autorise la fermeture du disjoncteur, une information est envoyée à l'équipement qui assure la fermeture du disjoncteur.

❖ Calcul du seuil de réglage de la tension ligne/barre présente

$$U_{\text{seuil}} \geq 80\% U_n [1] \quad (22)$$

$$\text{AN : } U_{\text{seuil}} \geq 0,8 \times 225$$

$$, \quad U_{\text{seuil}} \geq 180 \text{ kV}$$

❖ Seuil de réglage de la fréquence

$$F_b - F_l \leq 60 \text{ mHz} [1] \quad (23)$$

❖ Seuil de réglage de l'angle de déphasage

$$\phi_b - \phi_l \leq 20^\circ [1] \quad (24)$$

⊕ Le renvoi Auto :

Dans ce mode les 3 modes précédents sont actifs en même temps. Pour que le disjoncteur puisse se refermer il faut que ces trois modes soient vérifiés.

IV.6 Protection contre la défaillance disjoncteur (50 BF)

Valeur HT :

$$I = 10 \% I_n \quad (25)$$

$$I = 0,1 \times 800$$

$$\mathbf{I = 80 A}$$

valeur BT :

$$I' = \frac{I}{K_{ct}} \quad (26)$$

$$I' = \frac{80}{800} = \mathbf{0,1 A}$$

Temps de réglage

$$t_1 = t_0 + t_B + \Delta t$$

$$t_1 = 0,06 + 0,04 + 0,03$$

$$t_1 = 0,13 \text{ s}$$

t_0 : temps de fonctionnement du disjoncteur

t_B : temps de chute de l'élément de fonctionnement

Δt : temps de marge de sécurité

Résumé des valeurs obtenus

Valeur à insérer dans le relais (voir **Tableau 1: Les codes ANSI[3].Tableau 10**)

Tableau 10 : paramètres de réglage des relais de protection

Paramètres de réglage		
	Valeur HT	Valeur BT
Impédance de la ligne (Ω)	4,93	1,73
Impédance homopolaire (Ω)	16,32	5,37
Réactance Capacitive de la ligne	6429,41	2286,01
Réactance homopolaire	14803	5181
Protection différentielle		
Courant différentiel(A)	160	0,2
Protection de distance		
Zone	Impédance (Ω)	Temporisation (s)
Zone 1	2,071	0,08
Zone 2	2,071	0,25
Zone 3	2,60	1,5
Zone 4	0,86	2
Protection défaillance disjoncteur		
Courant (A)	0,1	0,13
Protection Contrôle du synchronisme		
Renvoi barre		
Tension(V)		180
Tension(V)		45

Renvoi ligne	
Tension(V)	180
Tension(V)	45
Renvoi rebouclage	
Tension(V)	180
Fréquence (mhz)	60
Angle	20

Commentaire du tableau

Ce tableau présente l'ensemble des résultats obtenus concernant les réglages des différents relais de protection de la ligne. Il est structuré selon les types de protections : protection différentielle, protection de distance, protection de défaillance disjoncteur et contrôle de synchronisme.

Dans un premier temps, les caractéristiques électriques fondamentales de la ligne sont indiquées, telles que l'impédance de la ligne, l'impédance homopolaire, la réactance capacitive et la réactance homopolaire. Si le relais mesure des valeurs différentes de ces valeurs cela signifiera qu'il ya un défaut sur la ligne.

Ensuite, les réglages relatifs à la protection différentielle indiquent des seuils de courant d'entrée de 160A en HT et 0,2 A en BT. Si le relais mesure un courant différentiel au-delà ce seuil (0,2 A) cela signifiera qu'il y a un défaut interne sur la ligne.

La section suivante est consacrée à la protection de distance, repartie en quatre zones, avec des valeurs d'impédance et de temporisation. Ces réglages assurent une sélectivité permettant de localiser avec précision les défauts.

Pour la protection de défaillance disjoncteur, le seuil de courant est de 0,1 A à 0, 13 s, assurant une détection de défaut en cas de non ouverture du disjoncteur.

Enfin, le contrôle de synchronisme prend en compte les tensions de renvoi au niveau de la barre, de la ligne et lors du rebouclage. Les valeurs de fréquence et d'angle indiquées dans cette section sont déterminantes pour garantir un couplage sûr et efficace entre les sources synchronisées

V. Choix des relais de protection

❖ Relais de protection différentiel

Pour le relais différentiel nous choisissons le relais de type NR Electric PCS-931 car il a un prix abordable et il est utilisé sur les lignes électriques.



Figure 30 : Relais différentiel PCS-931

❖ Relais de protection de distance

Pour le relais de distance nous avons opté pour Agile de type Micom P40 car il est moins cher et il est utilisé pour les lignes HT.



Figure 31 : Relais de distance Micom

VI. Coût du projet

Désignation	Unité	Quantité	Prix Unitaire (FCFA)	Montant (FCFA)
Relais de protection PCS-931	U	4	131 119 200	52 476 800
Relais de protection Micom	U	4	115 000 000	46 000 000
Armoires de protection	U	4	1 000 0000	4 000 000
Main d'œuvre	-	-	200 000	200 000
Transport	-	-	500 000	500 000
Sous total				103 176 800
TVA (18 %)				18 574 069,32
Total				121 750 869

Le tableau ci-dessus présente de manière détaillée l'estimation du coût lié à la mise en œuvre du projet de protection de ligne dans le cadre du passage de 90 à 225 kV du poste source de Bia-Sud. Il regroupe les différentes composantes essentielles du projet, notamment les relais de protection PCS-931, les relais de protection de Micom ainsi que les armoires de protection, avec pour chacun la quantité requise, le prix unitaire et le montant total correspondant.

Conformément à la législation en vigueur, une taxe sur la valeur ajoutée de 18 % est, appliquée sur le sous total portant le cout total du projet à 121 750 869 FCFA.

CONCLUSION

Le renforcement du poste source de Bia-Sud par son passage en 225 kV représente une étape stratégique dans l'amélioration de la capacité et la fiabilité du réseau électrique en côte d'ivoire. Cette évolution nécessite l'adaptation des dispositifs de protection, notamment la mise en œuvre d'un système de protection ligne performant, capable de répondre aux nouvelles contraintes techniques et aux exigences de sécurité d'un réseau à haute tension.

Dans le cadre de ce mémoire nous avons étudié les caractéristiques des défauts susceptibles de survenir sur une ligne 225Kv, ainsi que les principes fondamentaux permettant d'assurer une détection rapide, précise et sélective. L'analyse des critères de déclenchement, et des modes de sélectivité nous a permis de proposer une solution de protection cohérente et fiable.

La mise en œuvre de cette protection repose sur l'intégration de relais numériques modernes, configurés selon des critères de réglage (impédance, courant de seuil, temporisation). Cette configuration assure une continuité de service et une sélectivité efficace entre les différents niveaux de protection du poste.

Ainsi, nous avons proposé 8 relais de protection numérique dont 4 relais de protection différentielle de marque PCS-931 qui assureront la protection principale 1 et 4 relais de protection de distance de type Micom qui assurerons la protection principale 2. Ces relais seront installés dans 4 armoires de protection au niveau des postes de Vridi, Bia-Sud et riviera. Nous également évaluer le cout de la mise en œuvre de ce projet et cela s'élève à 121 750 869 franc FCA.

Au regard de ces résultats nous pouvons conclure que le poste source de Bia-Sud, dans sa nouvelle configuration en 225Kv, est équipé de protection ligne robuste et adapté aux réalités du terrain à un cout relativement abordable. La mise en œuvre de cette solution contribuera non seulement à améliorer la stabilité du réseau, mais également à limiter les impacts des défauts, en renforçant la résilience globale de l'infrastructure électrique.

RECOMMANDATION

Au terme de cette étude portant sur l'étude et la mise en œuvre des protections des lignes suite au passage en 225 kV du poste source de Bia-sud, nous formulons les recommandations suivantes afin d'assurer la fiabilité, la continuité de service et la sécurité du réseau.

- ❖ Intégrer les relais de protection dans le système SCADA
- ❖ Mettre en place un accès centralisé aux réglages de relais existants

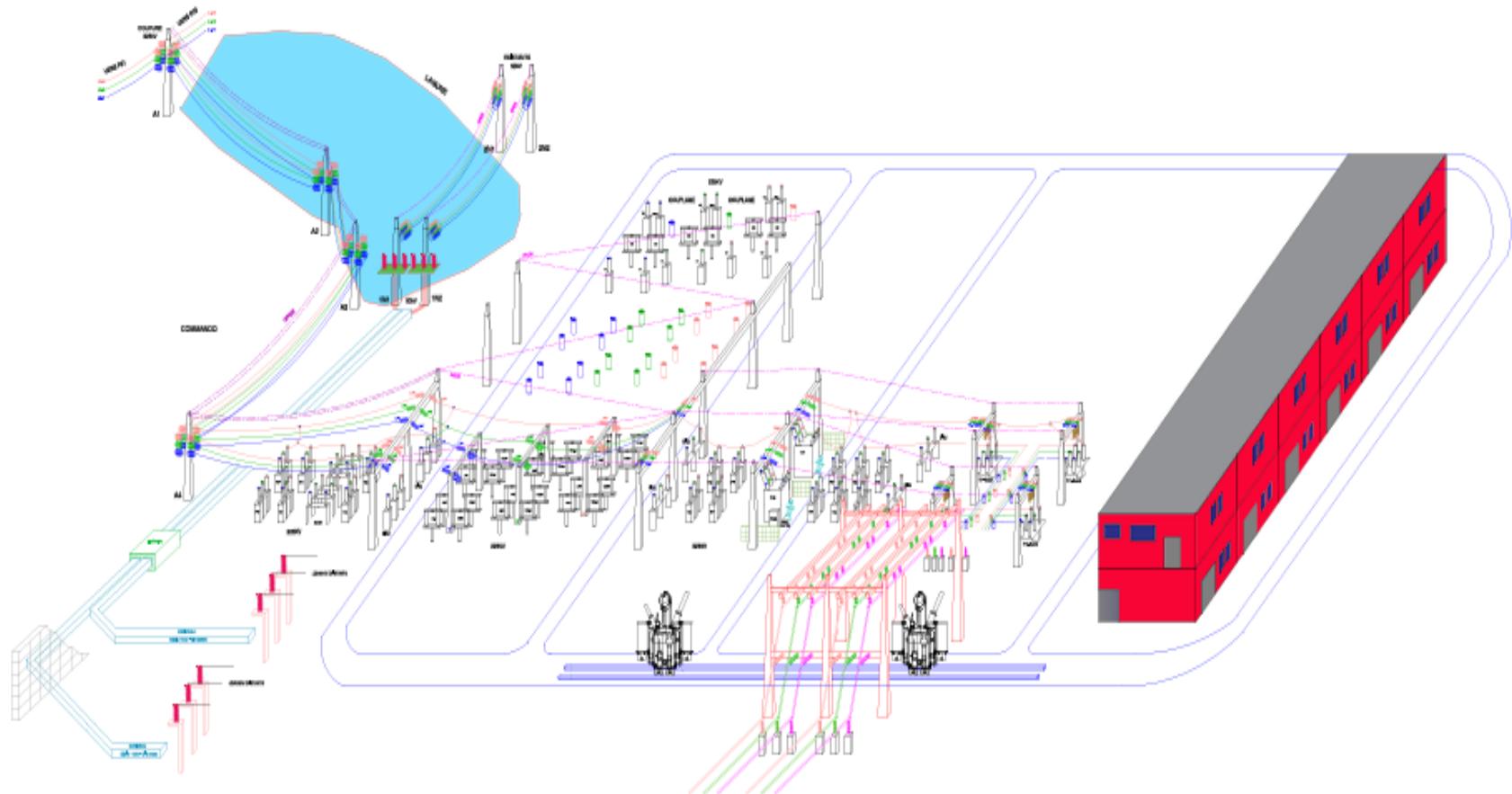
BIBLIOGRAPHIE

- [1] A. KOUSSI, « Plan de protection Ivoirien ». 20 mars 2025 : CI-ENERGIES
- [2] « Côte d'Ivoire énergies », *Wikipédia*. 24 février 2025. Consulté le : 20 mars 2025. [En ligne]. Disponiblesur:https://fr.wikipedia.org/w/index.php?title=C%C3%A9te_d%27Ivoire_%C3%A9nergies&oldid=223327345
- [3] SOUBEIGA, cours de protection, « Fonctions de protection _Code AINSI ». 30 mars 2025.
- [4] poste 90kV BIA-SUD, « commune de Koumassi », 1 avril 2025. Consulté le : 1 avril 2025. [En ligne]. Disponible sur : https://www.google.com/maps/search/Koumassi,+poste+de+bia+sud/@5.2984296,3.9959563,13z/data=!5m2!1e2!1e4?entry=ttu&g_ep=EgoyMDI1MDYxNy4wIKXMDSoASAFAQAw%3D%3D
- [5] COULIBALY, « Formation sur les réducteurs de mesure ». 12 avril 2025 : CI-ENERGIES
- [6] W. A. BATIONO, « Etude des protections électriques de la ligne HTA 33 kV KAYA-DORI ». 2017. Consulté le : 30 mars 2025. [En ligne]. Disponible sur : http://intranet.2ie-edu.org/cdi2ie/opac_css/doc_num.php?explnum_id=2472
- [7] M. ZELLAGUI, « ÉTUDE DES PROTECTIONS DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES MT (30 & 10 kV) ». 2010. Consulté le : 10 avril 2025. [En ligne]. Disponible sur : <https://bucket.theses-algerie.com/files/repositories-dz/2176017036097477.pdf>
- [8] beros Teny, « Etude de la protection et contrôle commande numérique du poste 400kV un disjoncteur et demi de taboh ». 2019. Consulté le: 10 avril 2025. [En ligne]. Disponible sur : http://documentation.2ie-edu.org/cdi2ie/opac_css/doc_num.php?explnum_id=3599
- [9] CHERIF Med Foudhil, « CALCUL DES PROTECTIONS D'UNE LIGNE DE TRANSPORT ELECTRIQUE HTB-220KV ». 2014. Consulté le: 5 avril 2025. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.docscopy.com/fr/docs/calcul-des-protections-d'une-ligne-de-transport-electrique-htb-220kv/4989338/>
- [10] Microener, « Cahier technique protection des lignes HTB ». Consulté le: 30 mars 2025. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.microener.com/contenu/uploads/2012/12/CT-5-Protection-des-lignes-HTBA.pdf>

ANNEXES

Annexe 1; CROQUIS DE L'ENTREE EN COUPURE DU POSTE DE BIA-SUD	67
Annexe 2; LES EQUIPEMENTS D'UNE TRAVEE LIGNE.....	68
Annexe 3; TABLEAU DES FONCTIONS DE PROTECTION	70
Annexe 4; UNIFILAIRE DU POSTE DE BIA-SUD	71
Annexe 5; FICHE TECHNIQUE DU RELAIS PCS -931	72
Annexe 6; FICHE TECHNIQUE DU RELAIS MICOM.....	76

Annexe 1; CROQUIS DE L'ENTREE EN COUPURE DU POSTE DE BIA-SUD



Annexe 2; LES EQUIPEMENTS D'UNE TRAVEE LIGNE

- Parafoudre



Un parafoudre est un équipement qui permet de protéger les installations HT contre les surtensions dû à la foudre.

- Transformateur de tension



Le transformateur de tension permet de convertir la tension à son primaire une tension mesurable pour les appareils de mesure.

- Sectionneurs ligne



Le sectionneur est un appareil mécanique de connexion capable d'ouvrir et de fermer un circuit lorsque le courant est nul afin d'isoler la partie de l'installation en aval du sectionneur. Il est utilisé pour la mise sous tension ou hors tension c'est un ensemble de circuit afin de permettre au personnel d'exploitation d'y accéder sans danger. Le sectionneur ne possède pas de pouvoir de coupure.

- Transformateur de courant



Le transformateur de courant permet de convertir le courant à son primaire à un courant mesurable pour les appareils de mesure

- Disjoncteur

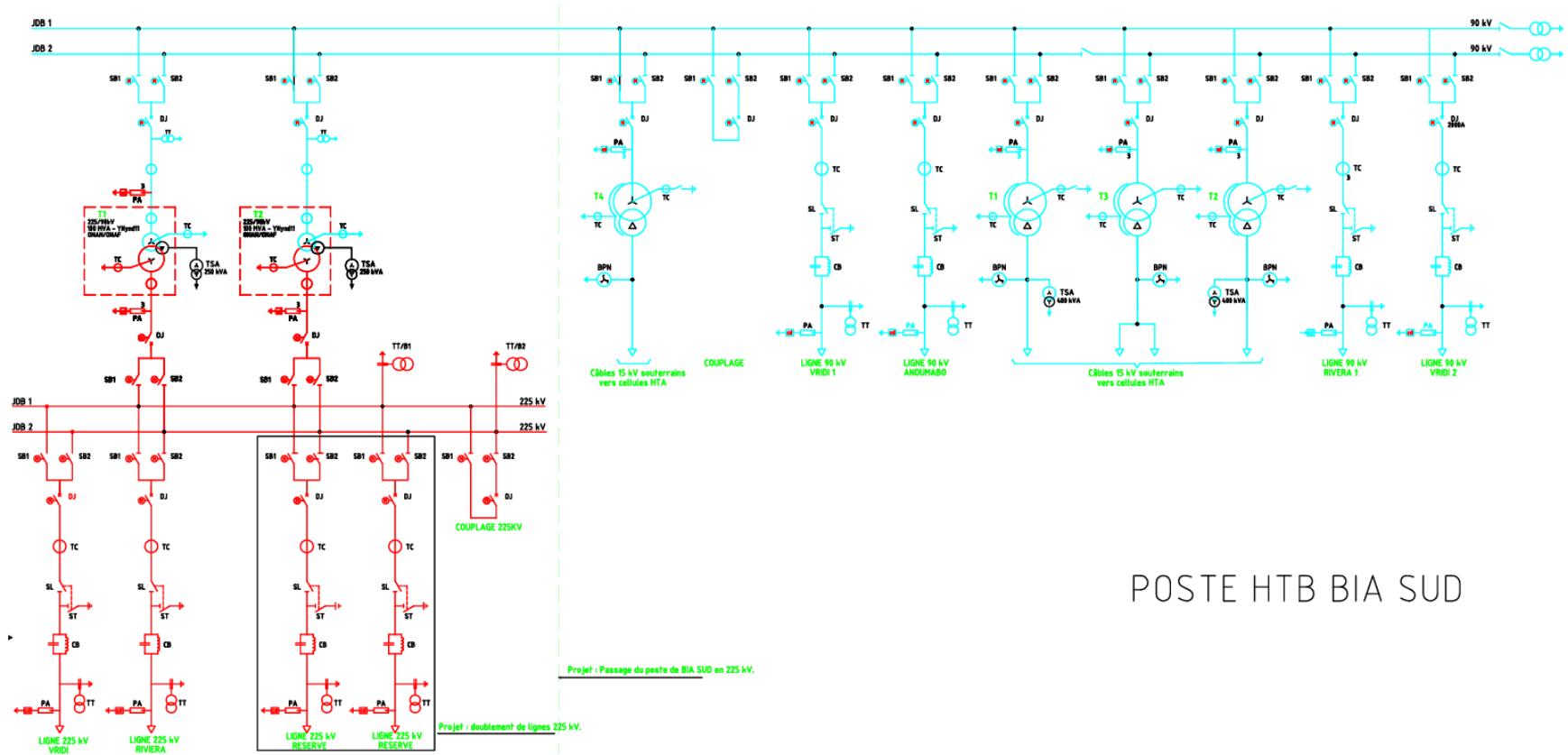


Le disjoncteur est destiné à établir, supporter et interrompre des courants sous sa tension assignée. C'est un appareil de protection essentiel d'un réseau car il est le seul capable d'interrompre un courant de court-circuit.

Annexe 3; TABLEAU DES FONCTIONS DE PROTECTION

Code ANSI	Libellé de la fonction	Définition
12	Survitesse	Détection de survitesse 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 entretenu 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	Differentielle 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	Differentielle jeu de barres	Protection triphasée contre les défauts internes de jeu de barres
87G	Differentielle générateur	Protection triphasée contre les défauts internes d'alternateurs
87L	Differentielle ligne	Protection triphasée contre les défauts internes de ligne
87M	Differentielle moteur	Protection triphasée contre les défauts internes de moteur
87T	Differentielle transformateur	Protection triphasée contre les défauts internes de transformateur

Annexe 4; UNIFILAIRE DU POSTE DE BIA-SUD



Annexe 5; FICHE TECHNIQUE DU RELAIS PCS -931



The PCS-931 relay provides full-scheme current differential and distance protection solutions for transmission lines with high-speed sub-cycle distance element. As well, the pilot scheme of distance protection and earth fault protection are integrated to provide a complete protection solution for the transmission line. The PCS-931 is intended for application on overfeed lines and underground cables with diverse voltage levels, including series compensated, double-circuit heavily loaded, weak infeed (WT), short and long lines. The relay provides dual pilot channels used for secondary self-communication or three-terminal line application. It can meet the requirements of single-pole or three-pole tripping. It also provides single- and three-pole auto-reclosing functions. The PCS-931 is suitable for single- and dual-breaker applications, providing enhanced visual CT results, dual breaker failure protection, dual breaker auto-reclosing and

dual synchro-checks. Additionally, the relay provides the remote local control of circuit breaker, disconnector and earth switch.

The PCS-931 employs a wide range of innovative patented technologies, such as adaptive restraint threshold, dynamic capacitive current compensation, DPPC (Deviation Power Frequency Component) differential protection and unique power swing blocking releasing logic, guaranteeing accurate and reliable operations.

The PCS-931 is compatible with IEC 61850 station bus and process bus applications. It supports IEC 61850-9-1 MMS, GOOSE and IEC 61850-9-2 Sampled Values. The front panel RJ-45 port is provided for testing and setting, allowing for easier commissioning and maintenance.

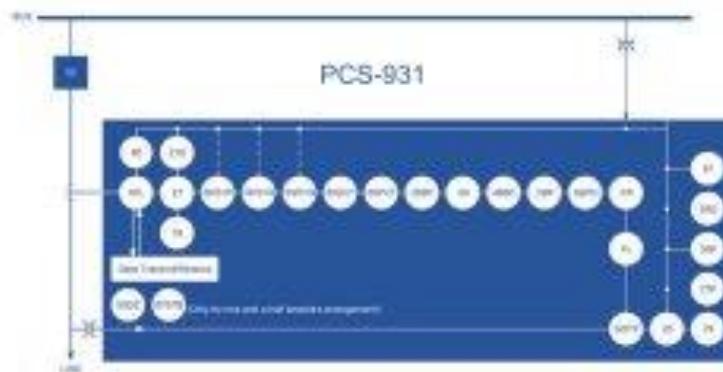


Figure 1 PCS-931 Functional Block Diagram

— 12 —

Protection Automation Control

enabled to substitute the phase-to-ground distance protection which is blocked during VT failure.

- Switch-onto-fault (SOTF) logic
Switch-onto-fault logic is used to clear the faults during manual closing and auto-reclosing
- Unique power swing blocking releasing logic (PSBR)
The power swing blocking releasing logic prevents mal-operations during external faults in power swing and quickly clears the internal faults in power swing.
- Out-of-step protection (78)
- Broken conductor protection (46BC)
The ratio of negative to positive phase sequence current (I_2/I_1) is adopted to detect the broken conductor.
- Dead zone protection (50DZ)
It is provided to clear the dead zone faults between CT and breaker.
- Thermal overload protection (49)
Thermal accumulation using thermal models is implemented for overload protection. Two stages for alarm and two stages for tripping are provided.
- Pole discrepancy protection (62PD)
It can be initiated by three auxiliary contacts of phase-segregate circuit breaker, and it can select zero-sequence current or negative-sequence current as auxiliary criterion
- Reverse power protection (32R)
The reverse power protection monitors the direction of active power flow and picks up when the mechanical energy fails. This function can be used for operational shutdown (sequential tripping) of the generator but also prevents damage to the steam turbines.
- Single and/or three-pole auto-reclosing (single-breaker or dual-breaker) (79)
Single/three pole auto-reclosing is provided for single- and dual-breaker applications. Priority logic is integrated for the applications of one-and-a-half breaker and ring breaker arrangements.
- Remote/local control
The control of circuit breaker, disconnector and earth switch can be implemented via communication, LCD menu and binary inputs. User programmable interlocking logics are available by PCS-Explorer.
- Synchronism check (25)
Synchro-check can be used for auto-reclosing and manual closing of single-breaker and dual-breaker.
- Voltage and current drift auto adjustment.
The relay continually and automatically traces the voltage and current drifts and adjusts the zero point to acquire

accurate measurements.

- Frequency tracking.
Frequency tracking is provided to accommodate the frequency shift in power system.

Monitoring and Measurement

- Energy measurement (active and reactive energies for import and export)
- CT circuit failure supervision
- VT circuit failure supervision
- Fault phase selection
- Fault Locator with parallel-line compensation
- Self-diagnostic
- Event recorder including 1024 change-of-binary-input events, 1024 supervision events, 256 control logs and 1024 device logs
- Disturbance recorder including 32 disturbance records with waveforms (The format is compatible with COMTRADE.)
- Pilot communication channel supervision
- System frequency supervision
- Clock synchronization using IRIG-B, SNTP, PPS (Pulse-Per-Second) and PPM (Pulse-Per-Minute), IEEE 1588

Communication

- Optional single or dual pilot channels (fiber optic), complying with G.703 and C37.94
- Up to four 10Base-T/100Base-TX copper Ethernet ports using IEC 61850, DNP3.0 or IEC 60870-5-103 over TCP/IP
- Up to two 100Base-FX optical Ethernet ports using IEC 61850, DNP3.0 or IEC 60870-5-103 over TCP/IP (Sharing two copper Ethernet ports)
- Two RS-485 serial ports using IEC 60870-5-103
- One RS-485 serial port for clock synchronization
- Optional Sampling value and GOOSE communication module with six optical Ethernet ports using IEC 61850-9-2 and IEC 61850-8-1 GOOSE
- Support of IEC 61850 Edition 2
- Support of IEC 62439-3 PRP and HSR protocols
- Cyber security in accordance with NERC CIP

User Interface

- HMI interface with large-size LCD and 9-button keypad on the front panel
- Support setup up to 40 users and allow each user to own different password and access authority

Functions

Protection and Control

- Phase-segregated DPFC differential protection (87L)
DPFC (Deviation of Power Frequency Component) percentage differential protection reflects superimposed quantities which can recognize the sensitive protection for high impedance faults. The relay provides dynamic charging current compensation, adaptive restraint threshold and CT saturation detection to improve the reliability of DPFC differential protection.
- Phase-segregated current differential protection (87L)
Dynamic charging current compensation, adaptive restraint threshold and CT saturation detection are integrated to achieve a combination of both dependability and security.
- Neutral current differential protection (87L)
Neutral current differential protection is integrated to improve the sensitivity to the earth faults during heavy load state. Dynamic charging current compensation, adaptive restraint threshold and CT saturation detection are integrated for neutral current differential protection.
- Five zone phase-to-phase distance protection (21P)
Directional, load encroachment, power swing blocking and unique low-voltage elements are provided for phase-to-phase distance protection.
- Phase-to-phase distance protection for pilot scheme (85)
The relay provides an independent zone for pilot scheme of PUTT, POTT, Blocking, Unblocking, DTT & Zone Extension. The scheme integrates current reversal logic, weak-infeed echo and open breaker echo.
- Five zone phase-to-ground distance protection (21G)
The reactance characteristic, directional, load encroachment, power swing blocking and unique low-voltage elements are provided for phase-to-ground distance protection.
- Phase-to-ground distance protection for pilot scheme (85)
The relay provides an independent zone for pilot scheme of PUTT, POTT, Blocking, Unblocking, DTT & Zone Extension. The scheme integrates current reversal logic, weak-infeed echo and open breaker echo.
- High-speed DPFC distance protection (21D)
Innovative Deviation of Power Frequency Component (DPFC) distance protection quickly clears faults in a sub-cycle. DPFC is immune to the load fluctuation, weak-infeed and power swing.
- Pilot directional earth-fault protection (85)
The relay includes directional zero sequence comparison element for earth faults. The pilot scheme integrates current reversal logic, weak-infeed echo and open breaker echo.
- Four stage phase overcurrent protection (50/51P)
- Selectable time characteristics (definite-time or inverse-time) and directional elements (forward, reverse or non-directional) are provided. A harmonic blocking function is integrated to restrain each stage independently.
- Four stage earth fault protection (50/51G)
Selectable time characteristics (definite-time or inverse-time) and directional elements (forward, reverse or non-directional) are provided. A harmonic blocking function is integrated to restrain each stage independently.
- Four stages negative-sequence overcurrent protection (50/51Q)
Selectable time characteristics (definite-time or inverse-time) and directional elements (forward, reverse or non-directional) are provided. Stage 4 can be set to alarm.
- Breaker failure protection for one or two breakers (50BF)
Breaker failure protection can be applied to single-breaker and dual-breaker applications.
- Stub differential protection (87STB)
Stub differential protection is introduced to protect the T-zone in one-and-a-half breaker and ring breaker arrangements.
- Three stages undervoltage protection (27P)
Time characteristics is selectable between definite-time and inverse-time. Phase voltage or phase-to-phase voltage can be selected for protection calculation. "1-out-of-3" or "3-out-of-3" logic can be selected for protection criterion.
- Three stages overvoltage protection (59P)
Time characteristics is selectable between definite-time and inverse-time. Phase voltage or phase-to-phase voltage can be selected for protection calculation. "1-out-of-3" or "3-out-of-3" logic can be selected for protection criterion.
- One stage negative-sequence overvoltage protection (59Q)
- Three stages residual overvoltage protection (59G)
Stage 1 is definite-time characteristic, stage 2 and 3 can be selected as definite-time or inverse-time characteristic, only stage 3 can be defined for trip purpose or alarm purpose.
- Four stage overfrequency protection (81O)
Frequency is calculated by using the positive sequence voltage.
- Four stage underfrequency protection (81U)
Frequency is calculated by using the positive sequence voltage. The df/dt element is provided for the supervision of underfrequency protection.
- Phase overcurrent protection during VT failure (50PVT)
Independent phase overcurrent protection is automatically enabled to substitute the phase-to-phase distance protection which is blocked during VT failure.
- Ground overcurrent protection during VT failure (50GVT)
Independent neutral overcurrent protection is automatically

— 13 —

Protection Automation Control

enabled to substitute the phase-to-ground distance protection which is blocked during VT failure.

- Switch-onto-fault (SOTF) logic
Switch-onto-fault logic is used to clear the faults during manual closing and auto-reclosing
- Unique power swing blocking releasing logic (PSBR)
The power swing blocking releasing logic prevents mal-operations during external faults in power swing and quickly clears the internal faults in power swing.
- Out-of-step protection (78)
- Broken conductor protection (46BC)
The ratio of negative to positive phase sequence current (I_2/I_1) is adopted to detect the broken conductor.
- Dead zone protection (50DZ)
It is provided to clear the dead zone faults between CT and breaker.
- Thermal overload protection (49)
Thermal accumulation using thermal models is implemented for overload protection. Two stages for alarm and two stages for tripping are provided.
- Pole discrepancy protection (62PD)
It can be initiated by three auxiliary contacts of phase-segregate circuit breaker, and it can select zero-sequence current or negative-sequence current as auxiliary criterion
- Reverse power protection (32R)
The reverse power protection monitors the direction of active power flow and picks up when the mechanical energy fails. This function can be used for operational shutdown (sequential tripping) of the generator but also prevents damage to the steam turbines.
- Single and/or three-pole auto-reclosing (single-breaker or dual-breaker) (79)
Single/three pole auto-reclosing is provided for single- and dual-breaker applications. Priority logic is integrated for the applications of one-and-a-half breaker and ring breaker arrangements.
- Remote/local control
The control of circuit breaker, disconnector and earth switch can be implemented via communication, LCD menu and binary inputs. User programmable interlocking logics are available by PCS-Explorer.
- Synchronism check (25)
Synchro-check can be used for auto-reclosing and manual closing of single-breaker and dual-breaker.
- Voltage and current drift auto adjustment.
The relay continually and automatically traces the voltage and current drifts and adjusts the zero point to acquire

accurate measurements.

- Frequency tracking.
Frequency tracking is provided to accommodate the frequency shift in power system.

Monitoring and Measurement

- Energy measurement (active and reactive energies for import and export)
- CT circuit failure supervision
- VT circuit failure supervision
- Fault phase selection
- Fault Locator with parallel-line compensation
- Self-diagnostic
- Event recorder including 1024 change-of-binary-input events, 1024 supervision events, 256 control logs and 1024 device logs
- Disturbance recorder including 32 disturbance records with waveforms (The format is compatible with COMTRADE.)
- Pilot communication channel supervision
- System frequency supervision
- Clock synchronization using IRIG-B, SNTP, PPS (Pulse-Per-Second) and PPM (Pulse-Per-Minute), IEEE 1588

Communication

- Optional single or dual pilot channels (fiber optic), complying with G.703 and C37.94
- Up to four 10Base-T/100Base-TX copper Ethernet ports using IEC 61850, DNP3.0 or IEC 60870-5-103 over TCP/IP
- Up to two 100Base-FX optical Ethernet ports using IEC 61850, DNP3.0 or IEC 60870-5-103 over TCP/IP (Sharing two copper Ethernet ports)
- Two RS-485 serial ports using IEC 60870-5-103
- One RS-485 serial port for clock synchronization
- Optional Sampling value and GOOSE communication module with six optical Ethernet ports using IEC 61850-9-2 and IEC 61850-8-1 GOOSE
- Support of IEC 61850 Edition 2
- Support of IEC 62439-3 PRP and HSR protocols
- Cyber security in accordance with NERC CIP

User Interface

- HMI interface with large-size LCD and 9-button keypad on the front panel
- Support setup up to 40 users and allow each user to own different password and access authority

GE
Grid Solutions

MiCOM P40 Agile P446SV

Technical Manual
Distance Protection IED

Hardware Version: P
Software Version: 80
Publication Reference: P446SV-TM-EN-1





Grid Solutions
a GE and Alstom joint venture

PROTECTION PRODUCT SOLUTIONS

MiCOM P40 Agile

Modular protection platform

The P40 range offers a suite of precision relay functionality and robust hardware ready for deployment in digital substations.



Typical device in small half-rack footprint

Agile solutions for all power system protection applications

The P40 series platform, incorporating a full complement of utility, generation and industrial-focused models is a principal building block of Grid Solutions' offer, hosting the wide variety of protection, control, measurement, monitoring and communication functions demanded.

Versatile hardware allows deployment with confidence and the PC tool, S1 Agile, makes for easy configuration, application and management of the installed base.

A fresh and intuitive user interface makes the P40 series ideal for any environment and suits all skillsets of headquarters and field personnel.

Numerous integrated communication protocols allow easy interfacing to substation control or SCADA systems. From simple wired serial buses, to Ethernet station and process bus architectures with IEC 61850 - Grid Solutions' MiCOM protection is the answer.

MiCOM P40 Agile

Our philosophy is one of continuous improvement in our products and solutions. Our emphasis on communication in MiCOM has become a focus which secures leadership in the digital substation. To mark this phase of evolution, the P40 Agile livery is applied to the range. P40 Agile is a mark of performance and quality, proudly available from Grid Solutions, and only from Grid Solutions.

The P40 range offers comprehensive solutions for all power system protection applications, including:

CUSTOMER BENEFITS

- Intuitive S1 Agile software manages your IEDs
- Easy specification: 1 A / 5 A dual rated inputs, universal optos
- Scalable hardware
- Readily interfaces with communication architectures and protocols
- High speed, subcycle applications

GENERATION

Integrated generator protection

INDUSTRIAL

Motor management
Feeder management
Interconnection protection

RAIL
Catenary protection
Trackside AC grids
Transformer management
Transformer-rectifier units

TRANSMISSION AND DISTRIBUTION

Distance protection
Line differential
Transformer management
Busbar protection
Feeder management
Voltage and frequency protection
Load-shedding
Breaker fail and reclosing
Line phase comparison
Phasor Measurement Units (PMU)

CODE ANSI	FONCTION	NON-DIRECTIONNEL		DIRECTIONNEL		TENSION ET FRÉQUENCE	
		P14NB	P14NL	P14DB	P14DL	P94VB	P94VP
50	Protection à maximum de courant à temps constant	6	6	6	6		
50N/G	Protection à maximum de courant à temps constant neutre/terre (calculé et mesuré)	4	4	4	4		
51	Maximum de courant IDMT	3	3	3	3		
51N/G	Protection à maximum de courant Neutre/Terre à temps dépendant	2	2	2	2		
50/51SEF	Maximum de courant terre sensible	4	4	4	4		
68	Blocage de courant d'appel	*	*	*	*		
	Seuil charge à froid	*	*	*	*		
46	Maximum de courant inverse	8	8	8	8		
46BC	Rupture de conducteur	4	4	4	4		
	Courbes programmables	4	4	4	4		
67	Maximum de courant de phase directionnel			6	6		
67N/G	Maximum de courant directionnel neutre/terre			4	4		
	Défaut de terre directionnel sensible			4	4		
	Schéma à verrouillage	*	*	*	*		
67_2	Maximum de courant inverse directionnel			4	4		
37	Détection à minimum de courant (perte de charge)	*	*	*	*		
32	Puissance directionnelle de phase (amont/aval/minimum/maximum)				4		
49	Surcharge thermique (réplique de courant)	*	*	*	*		
64N	Défaut terre restreinte	*	*	*	*		
50BF	Défaillance DJ	*	*	*	*	*	*
21FL	Localisateur de défaut				*		
27/59	Minimum/maximum de tension			4/4	4/4	4/4	4/4
27 V/59 V	Maximum/minimum de tension de séquence directe			2/2	2/2	2/2	2/2
59N	Maximum de tension résiduelle			4	4	4	4
47	Maximum de tension inverse			*	*	*	*
79	Réenclencheur automatique (nombre de réenclenchements)		4		4		4
25	Contrôle de synchronisme				*		*
81O	Maximum de fréquence			9	9	9	9
81U	Minimum de fréquence			9	9	9	9
81V	Verrouillage de la protection de fréquence par un minimum de tension			*	*	*	*
81df/dt	Vitesse de variation de fréquence (df/dt)				9		9
64N	Maximum de courant terre restreinte (REF)	*	*	*	*		
SLP	Schémas logiques programmables	*	*	*	*	*	*
86	Contacts de sortie à verrouillage	*	*	*	*	*	*
	Contrôle de l'état du disjoncteur	*	*	*	*	*	*
STP	Supervision TP			*	*		
STC	Supervision TC	*	*	*	*		
	Surveillance de l'alimentation CC	*	*	*	*	*	*
	Supervision de l'état des disjoncteurs	*	*	*	*		
	Discordance des pôles	*	*	*	*		
	Groupes de réglages	4	4	4	4	4	4