



Amélioration du Système de protection des lignes Haute Tension du Réseau Rwandais

MEMOIRE POUR L'OBTENTION DU
MASTER SPECIALISE EN
GENIE ELECTRIQUE, ENERGETIQUE ET ENERGIES RENOUVELABLES
OPTION: PRODUCTION ET DISTRIBUTION D'ELECTRICITE

Présenté et soutenu publiquement le 20 Mars 2013 par :

Charles Lwanga KAYITARISANGU

Travaux dirigés par :

Ahmed O BAGRE Professeur / 2iE
Simon Pierre HABYARIMANA Chef d'Unité de Transmission d'Electricité / EWSA

Jury d'évaluation:

Président : Daniel YAMEGUEU

Membres et correcteurs : - Emmanuel CLERC
- Justin BASSOLE

PROMOTION: 2011-2012

DEDICACE

Je dédie ce mémoire à:

Mes parents qui m'ont inculqué l'amour du travail bien fait;

Ma famille qui m'a assisté durant ces périodes d'études;

A tous mes amies et collègues qui m'ont donné leurs encouragements durant mes études.

REMERCIEMENT

Notre recherche, qui s'est déroulée de Juillet 2012 à Octobre 2012, a eu pour cadre d'améliorer le Système de protection des lignes Haute Tension du Réseau Electrique Rwandais. A l'issue de ce travail, nous voudrions exprimer notre profonde gratitude à tous ceux qui ont, d'une manière ou d'une autre, apporté leur contribution à la réalisation de ce mémoire. Nos sincères remerciements s'adressent particulièrement à :

- ✓ Monsieur Yves MUYANGE, Directeur Général d'EWSA (Energy Water and Sanitation Authority) pour nous accorder un Stage au sein de l'institution;
- ✓ Notre maître de stage, Monsieur Simon Pierre HABYARIMANA, Chef d'Unité de Transmission d'Electricité et Système de Protection à l'EWSA, pour sa franche collaboration, sa disponibilité ainsi que ses conseils et suggestions pétris d'une lourde expérience;
- ✓ Notre Directeur de mémoire, Monsieur Bagré Ahmed, Professeur à l'Institut International d'Ingénierie de l'Eau et l'Environnement (2IE), nous gardons en lui son sens d'organisation du travail;
- ✓ Au personnel de 2IE, en particulier les enseignants pour l'encadrement reçu;
- ✓ Au personnel de L'EWSA pour leur franche collaboration.

Nous adressons à nos parents, mes amis et mes camarades de promotion nos sincères et profonds remerciements

RESUME

Les lignes 110KV du réseau Rwandais sont actuellement protégées par les relais de distance ayant la protection à maximum de courant comme la protection de secours.

Suite à la guerre qui a eu lieu au Rwanda en 1994, le réseau de communication desdits relais de distance et certains relais ont été détruits ; par conséquent, il n'y a plus de coordination des relais de protection, ce qui entraîne quelquefois les manques totaux d'électricité en cas de défaut sur la ligne.

Dans le cadre de mieux superviser et contrôler l'exploitation d'électricité au Rwanda, on a instauré le Système SCADA en 2009 et le réseau de fibre optique a été installé sur toute les lignes Haute tension.

L'objectif de ce projet est d'étudier comment améliorer le système de protection des lignes 110KV du réseau Rwandais en utilisant les relais de protection différentielle et de distance assurant une meilleure protection et utilisant le réseau de fibre optique existant comme leur canal de communication.

Le principal avantage de la protection différentielle est le déclenchement instantané pour tous les courts-circuits situés en n'importe quel point de la zone à protéger. Cette délimitation bien définie donne au principe de protection différentielle une sélectivité idéale, qui permet une meilleure stabilité du réseau.

Nous avons mené notre étude en visitant toutes les centrales de production et débitant l'électricité dans le réseau 110KV, tous les postes de transformation 110/30KV ou 110/15KV pour collecter toutes les informations nécessaires qui nous ont permis de faire une étude du projet.

Les informations nécessaires relatives aux paramètres des lignes et d'autre équipement du réseau ont été fournies dans les différents tableaux et schémas du réseau.

La détermination des travaux à réaliser et les nouveaux équipements à fournir nous a conduit à l'établissement du devis estimatif de fourniture et installation des équipements nécessaires pour la réalisation du projet.

Nous avons aussi donné les spécifications techniques des relais et accessoires nécessaires qui guideront le fournisseur et l'EWSA d'adopter les types d'équipements assurant les fonctions de protection prescrites.

ABSTRACT

All 110KV power lines of Rwandan network are currently protected by distance relays and overcurrent protection relays as backup protection.

Further to the war that took place in Rwanda in 1994, the communications network for the aforesaid distance relays and some relays have been destroyed. Therefore, there is no more coordination of protective relays, which sometimes leads to total electricity blackout when the fault occurs on the line.

In order to supervise and control electricity operation in Rwanda, the SCADA system has been installed in 2009 and the fiber optic network has been installed on entire High voltage Network.

The objective of this project is to study how to upgrade the protection system for 110KV lines of Rwandan network using differential modern protection and distance relays by using the existing optical fiber network as their communication channel.

The main advantage of the differential protection system is instantaneous tripping for all short circuits located in any point of the protected area. This well-defined boundary gives to the differential protection system the principle of high selectivity, which enables high network stability.

We conducted our study by visiting all power plants debiting electricity in 110KV network and by visiting all 110/30KV or 110/15KV Substation to collect the required information for the complete study of the project. All required data related to line parameters and other network equipment were provided in various tables and network diagrams.

Determining of works to be done and new equipment to be provided led to the establishment of the estimate quotation for the implementation of the project.

We have also provided the required technical specifications of relays and accessories to guide the contractor and EWSA to adopt the types of equipment that will provide the required protection functions.

DÉFINITIONS DES MOTS CLÉS

Courant résiduel : Somme des courants instantanés dans un système polyphasé.

Court-circuit : Liaison accidentelle entre conducteurs ou conducteur et la terre.

Départ : Câbles provenant d'un jeu de barres et alimentant une ou plusieurs charges ou sous-station.

Facteur de puissance : Rapport de la puissance active à la puissance apparente. Pour des signaux sinusoïdaux, le facteur de puissance est égal au $\cos \varphi$.

Protection : Ensemble des dispositifs et leurs réglages permettant de protéger les réseaux et leurs composants contre les principaux défauts.

Puissance active en MW : Partie de la puissance apparente restituée sous forme de puissance mécanique et de pertes.

Puissance apparente en MVA : Puissance en MVA appelée par les charges d'un réseau.

Puissance de court-circuit : Puissance théorique en MVA que peut fournir un réseau. Elle est calculée à partir de la tension nominale du réseau et de la valeur du courant de court-circuit.

Puissance réactive en Mvar : Partie de la puissance apparente qui sert à l'alimentation des circuits magnétiques des machines électriques, ou générée par les condensateurs ou les capacités parasites des liaisons.

Réenclencheur : Automatisation assurant la refermeture d'un disjoncteur après déclenchement sur un défaut.

Réglage des protections : Détermination des réglages des fonctions de protections choisies dans le plan de protection.

Réseau électrique : Ensemble de centres de production et de centres de consommation d'énergie électrique reliés entre eux par des canalisations, lignes et câbles.

Sélectivité : Capacité d'un ensemble de protections à faire la distinction entre les conditions pour lesquelles une protection doit fonctionner de celles où elle ne doit pas fonctionner.

Seuil de déclenchement : Valeur de la grandeur surveillée qui provoque le fonctionnement de la protection.

Subtransitoire : Période qui suit l'apparition d'un défaut entre 0 et 100 ms.

Surcharge : Surintensité de longue durée dans l'un des éléments du réseau.

Temporisation : Retard intentionnellement introduit dans le fonctionnement d'une protection

Tension résiduelle : Somme des tensions instantanées phase-terre dans un système polyphasé.

Transitoire : Période qui suit l'apparition d'un défaut entre 100 ms et 1 s.

LISTE DES ABREVIATIONS

€ : Euro

µm: Micromètre

Ω : Ohm (Unité de la Résistance)

AL/AC : Aluminium /Acier

ANSI: American National Standards Institute

Cosφ: Facteur de Puissance

D et E : Bornes de connexion Câble Optique

dB: Décibel (unité de mesure du bruit)

Diff : Relais de protection Différentielle

Dist

: Relais de protection de Distance

EWSA: Energy Water and Sanitation Authority

Frw : Francs Rwandais

G : Générateur

GPS: Global Positioning System

HT/BT: Haute Tension / Basse Tension

I: Intensité du courant

IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers

JDB ELGZ : Jeux de barre ELECTROGAZ

Km: Kilomètre

KV: Kilovolt

KWh: Kilo Wattheure

MVA : Méga Volt Ampère

MVA: Méga Volt Ampère

MW: Méga Watt

nm: Nano mètre

OC : Relais de protection a maximum de courant

OPGW: Optic Ground Wire

RTU: Remote Control Unit

RX: Réception

SCADA: Supervisory Control and Data Acquisition

S : Puissance apparente

SNEL: Société Nationale d'Electricité

TC : Transformateur de courant

TP : Transformateur de potentiel

TR : Transformateur

TVA : Taxe sur la Valeur Ajoutée

TX : Transmission

U : Tension (Différence de potentiel)

X : Réactance

U_{cc} : Tension de court-circuit d'un transformateur, exprimée en %.

x_d : Réactance synchrone du générateur dans l'axe d

x_d' : Réactance transitoire du générateur dans l'axe d

x_d" : réactance subtransitoire du générateur dans l'axe d

x_q : La réactance synchrone du générateur dans l'axe q

x_q' : Réactance transitoire du générateur dans l'axe q

Z : Impédance

Z₀: Impédance homopolaire

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Caractéristiques des liaisons par fibre optique

Tableau 2 : Les abréviations attribuées aux postes et Centrales

Tableau 3 : Configuration des fonctions de protection

Tableau 4 : Zones de protection des lignes 110KV

Tableau 5 : Tableau des données nécessaires pour la configuration des paramètres du réseau

Tableau 6 : Valeurs de réglage des temps de temporisation des relais

Tableau 7 : Manques totale d'Electricité au cours de l'année 2011

Tableau 8 : Données Techniques des relais

LISTE DES FIGURES

- Figure 1 : Représentation d'impédances de ligne en cas de court-circuit
- Figure 2a : Diagramme d'Impédances pour protection de distance
- Figure 2b : Diagramme du cercle représentant les zones de protection de distance
- Figure 3 : Principe de la protection différentielle
- Figure 4 : Connexion des relais par Câble Optiques
- Figure 6: Schéma Unifilaire de la Section Ntaruka-Mukungwa
- Figure 7: Disposition de la protection de Ntaruka – Mukungwa
- Figure 8: Schéma unifilaire de la Section Mukungwa – Jabana
- Figure 9: Disposition de la protection de Mukungwa-Jabana
- Figure 10 : Schéma unifilaire de la Section Jabana - Gikondo
- Figure 11: Disposition des relais de protection Jabana-Gikondo
- Figure 12: Schéma unifilaire de la Section Gikondo –Kigoma
- Figure 13: Disposition des relais de protection Gikondo-Kigoma
- Figure 14: Schéma unifilaire de la Section Kigoma – Karongi
- Figure 15: Disposition des relais de protection Kigoma-Karongi
- Figure 16 : Schéma unifilaire de la Section Karongi – Mururu II
- Figure 17 : Disposition des relais de protection Karongi-Mururu II
- Figure 18 : Schéma unifilaire de la Section Mururu I – Mururu II
- Figure 19 : Disposition des relais de protection Mururu I – Mururu II
- Figure 20 : Schéma unifilaire du réseau 110KV
- Figure 21 : Réseau 110KV avec les données des conducteurs aériens et transformateurs
- Figure 22 : Topologie du circuit de communication des relais

SOMMAIRE

DEDICACE.....	ii
REMERCIEMENT.....	iii
RESUME.....	iv
ABSTRACT.....	v
DÉFINITIONS DES MOTS CLES.....	vi
LISTE DES ABREVIATIONS.....	vii
LISTE DES TABLEAUX.....	ix
LISTE DES FIGURES.....	x
1. PRESENTATION DU PROJET.....	1
1.1. Introduction.....	1
1.2. Objectifs du projet.....	2
1.3. Méthodologie envisagée.....	2
1.4. Résultats attendus.....	2
2. GENERALITE SUR LES SYSTEMES DE PROTECTION.....	3
2.1. Principe d'une protection de distance.....	4
2.1.1. Avantages d'une protection de distance.....	6
2.1.2. Inconvénients d'une protection de distance.....	6
2.2. Principe de protection différentielle.....	7
2.2.1. Avantages d'une protection différentielle.....	7
2.2.2. Inconvénients d'une protection différentielle.....	8
2.3. Supports de communication.....	8
2.4. Qualités des relais modernes de protection différentielle et de distance.....	10
3. FONCTIONS DE PROTECTION NECESSAIRES DES RELAIS A INSTALLER.....	11
4. DESCRIPTION DU PROJET.....	14
4.1. Ligne 110KV Ntaruka-Mukungwa.....	14
4.1.1. Matériels nécessaires pour l'installation des relais.....	15
4.2. Ligne 110kv Mukungwa - Gifurwe - Rulindo – Jabana.....	16
4.2.1. Matériels nécessaires pour l'installation des relais.....	17
4.3. Ligne 110kv Jabana-Gikondo.....	18
4.4. Ligne 110kv Gikondo-Kigoma.....	19
4.4.1. Matériels nécessaires pour l'installation des relais.....	21
4.5. Ligne 110kv Kigoma-Karongi.....	21
4.5.1. Matériels nécessaires pour l'installation des relais.....	23
4.6. Ligne 110kv Karongi-Mururu II.....	23
4.6.1. Matériels nécessaires pour l'installation des relais.....	25

4.7.	Ligne 110KV Mururu I - Mururu II.....	26
4.7.1.	Matériels nécessaires pour l’installation des relais.....	27
5.	ANALYSE ET DISCUSSION.....	28
5.1.	Les abréviations attribuées aux postes et Centrales.....	28
5.2.	Exemple de calcul.....	36
5.2.1.	Détermination de la valeur de réglages du courant de ligne $I_{>>max}$	36
5.3.	Valeurs de réglage des temps de temporisation des relais.....	37
5.4.	Intégration des relais dans le Système SCADA.....	38
5.5.	Devis estimatif de fourniture et installation des relais et accessoires.....	40
5.6.	Evaluation financière du projet.....	41
5.6.1.	Introduction.....	41
5.6.2.	Coûts d’investissement du projet.....	41
5.6.3.	Dépense.....	41
5.6.4.	Bénéfices.....	41
5.6.5.	Délai de récupération	42
5.6.6.	Constataion.....	42
6.	SPECIFICATIONS TECHNIQUES DES RELAIS A UTILISER DANS CE PROJET.....	44
6.1.	Caractéristiques Générales.....	44
6.2.	Protection Différentielle.....	44
6.3.	Protection de Distance.....	45
6.4.	Protection de surintensité.....	46
6.5.	Autres fonctions de protection nécessaires.....	46
6.6.	Réenclencher automatique.....	47
6.7.	Fonctions de supervision.....	47
6.8.	Autres caractéristiques.....	48
6.9.	Données Techniques des relais.....	49
7.	CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS.....	50
	BIBLIOGRAPHIE.....	52

1. PRESENTATION DU PROJET

1.1. Introduction

Le système de transmission de l'énergie électrique au Rwanda est composé de 14 Postes de transformation de niveau de tension de 110 kilovolts et de 4 Postes de transformation de niveau de tension de 70 kilovolts ainsi que 370km des lignes haute tension 110KV et 70KV. Ces Postes de transformation sont actuellement protégés par des relais de protection utilisant le système de protection de distance, certains d'entre eux sont statiques et un petit nombre d'entre eux sont des relais digitaux. Ces types de relais ne sont pas efficaces pour contrôler tous les défauts dans les lignes de transmission. En outre, depuis 1994, le système de protection ne fonctionne pas correctement parce que quelques relais sont très vieux et les équipements de communication entre les postes de transformation ont été détruits par la guerre qui a eu lieu au Rwanda et cela a entraîné des complications de la coordination de défauts dans le réseau électriques Rwandais. Ce mauvais fonctionnement du système de protection cause même les manques totaux du courant électriques qui sont observés jusqu'ici dans le réseau rwandais.

Très récemment, EWSA a installé la fibre optique sur toutes les lignes Haute Tension ainsi que quelques lignes Moyenne Tension assurant la liaison entre tous les postes de transformation et les Centrales Electriques en vue de l'instauration du Système SCADA. Dans le but de renforcer la sélectivité, l'efficacité et la rapidité de réaction pour l'élimination des défauts dans les lignes Hautes Tensions 110kV et 70kV, EWSA a envisagé le projet d'amélioration du système de protection utilisant des relais moderne de protection Différentielle, afin de réduire autant que possible le nombre de manques totaux d'électricité dans le réseau rwandais. La communication entre les relais différentiels installés dans les différents postes de transformation sera établit à travers la fibre optique récemment installé sur les lignes HT. Les relais installés assureront les deux principaux types de protection. La philosophie de protection sera de telle manière que la protection différentielle réagira comme protection principale N°1, la protection de distance comme protection principale N° 2 et réagira quand la protection différentielle ne fonctionne pas. (Par exemple quand la communication à travers la fibre optique est coupée) dans ce cas la protection de distance sera activée automatiquement. La protection à maximum de courant sera configurée come protection de secours qui agira au cas où ni la protection différentielle ou la protection de distance ne fonctionnent pas.

1.2. Objectifs du projet

Faire une étude complète pour :

- Fournir, installer et mettre en service le système de protection des lignes 110KV très efficace utilisant des relais différentiels et de distance numériques;
- Intégrer les relais de protection différentielle et de distance dans le système SCADA existant.

1.3. Méthodologie envisagée

- Identification de toutes les Stations (Postes, Centrales) dans les quelles seront installés les relais de protection différentielle et de Distance numériques
- Déterminer les types des relais qui seront utilisés et adopter les valeurs de réglage des relais assurant la bonne coordination du système de protection
- Evaluation des besoins et établissement du devis estimatif de tous les matériels qui seront utilisés

1.4. Résultats attendus

- Stabilité du Réseau Haute Tension
- Localisation et élimination des défauts très rapidement, ce qui évitera tout autres dégâts matériels et réduira le nombre des manques totaux d'électricité.

2. GENERALITE SUR LES SYSTEMES DE PROTECTION

Lorsqu'un défaut apparaît sur un ouvrage du réseau, il faut mettre l'ouvrage concerné hors tension en ouvrant le (ou les) disjoncteur(s) qui le relie(nt) au reste du réseau. Les fonctions de détection du défaut et de commande de déclenchement des appareils HTB concernés sont assurées par des dispositifs particuliers : les protections contre les défauts.

La fonction de protection est une des fonctions les plus critiques pour la sûreté du Système.

On attend des protections un fonctionnement sûr (pas de défaillance ni d'intempestif), sélectif (déclenchement des seuls disjoncteurs nécessaires à l'élimination du défaut) et rapide (pour minimiser les contraintes sur le matériel et préserver la stabilité des groupes de production).

L'ensemble des protections d'un réseau constitue un "système de protection".

Chaque système doit être tel, qu'en cas de défaillance d'une protection ou d'un disjoncteur, un secours soit toujours assuré; ce secours peut être réalisé soit localement (par exemple, par doublement des protections, ...), soit à distance par les protections des autres ouvrages du réseau.

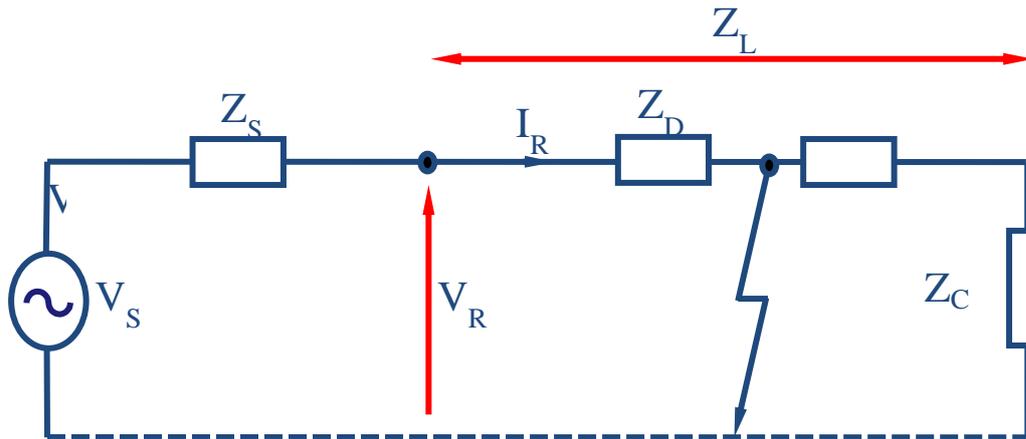
Pour les lignes du réseau de transport, le système de protection répond à la triple exigence de sûreté de fonctionnement, sélectivité et rapidité. Cela suppose la redondance matérielle, voire la complémentarité fonctionnelle, des équipements utilisés au niveau de chaque départ (critère de sûreté de fonctionnement) et, selon le besoin, la mise en œuvre d'un système d'échange d'informations entre les protections des deux extrémités de l'ouvrage (critères de rapidité et de sélectivité) ; on parle, dans ce dernier cas, de télé protection.

On distingue deux grands types de protections :

- Les protections utilisant des critères locaux élaborés à partir de la mesure des courants et / ou tensions au niveau de chaque départ : ce sont les protections de distance qui permettent de situer l'emplacement du défaut par mesure de l'impédance à partir des réducteurs de mesure du départ (transformateurs de courant et transformateurs de tension), qui déterminent l'emplacement des défauts et délivrent en conséquence ordres de déclenchement et télé actions ;
- Les protections utilisant comme critère la comparaison de grandeurs électriques aux extrémités de l'ouvrage : les deux principales sont les protections différentielles de ligne (différence de courant) et les protections à comparaison de phases (écart de phase tension/courant).

2.1. Principe d'une protection de distance

La protection de distance implique la mesure de l'impédance par la surveillance de la tension et du courant dans le réseau. Si l'impédance mesurée se situe autour d'une caractéristique d'impédance prédéfinie, l'élément de protection fonctionne après une temporisation réglable par l'utilisateur. L'équipement peut être réglé en fonction de l'impédance de la ligne pour obtenir une protection sélective.



- ▶ Lors du défaut, l'impédance mesurée est $Z_R = V_R/I_R = Z_D$
- ▶ Relais réagit si $Z_D < Z$ avec $Z =$ programmé comme impédance limite

Figure 1 : Représentation d'impédances de ligne en cas de court-circuit

Les relais de protection modernes ont plusieurs zones de protection contre les défauts entre phases ou entre phases et terre, comme indiqué dans le diagramme d'impédance.

Tous les éléments de protection de distance ont une caractéristique quadrilatérale directionnalisée comme suit :

- Zones 1 et 2 - Zones directionnelles aval.
- Zone 3 - Zone directionnelle aval ou amont.

La première mesure couvre généralement 80 % de la longueur de la ligne, la seconde 120 %.

La première, compte tenu des erreurs propres de mesure et des imprécisions de la connaissance des caractéristiques de l'ouvrage, permet d'identifier le défaut de façon sûre sur l'ouvrage et de procéder au déclenchement immédiat. Le défaut est alors dit en "zone 1" et éliminé en "1er stade".

La seconde permet de couvrir le reste de l'ouvrage, mais a une portée qui va au-delà des barres du poste opposé et couvre, dans une certaine mesure, les départs qui y sont raccordés. Il est nécessairement temporisé pour être sélectif vis-à-vis des défauts qui pourraient y survenir et qui doivent être éliminés par les protections locales. Le défaut est alors dit en "zone 2" et éliminé en "2ème stade". On règle la temporisation et les portées des zones suivant les nombres des zones que le relais peut couvrir.

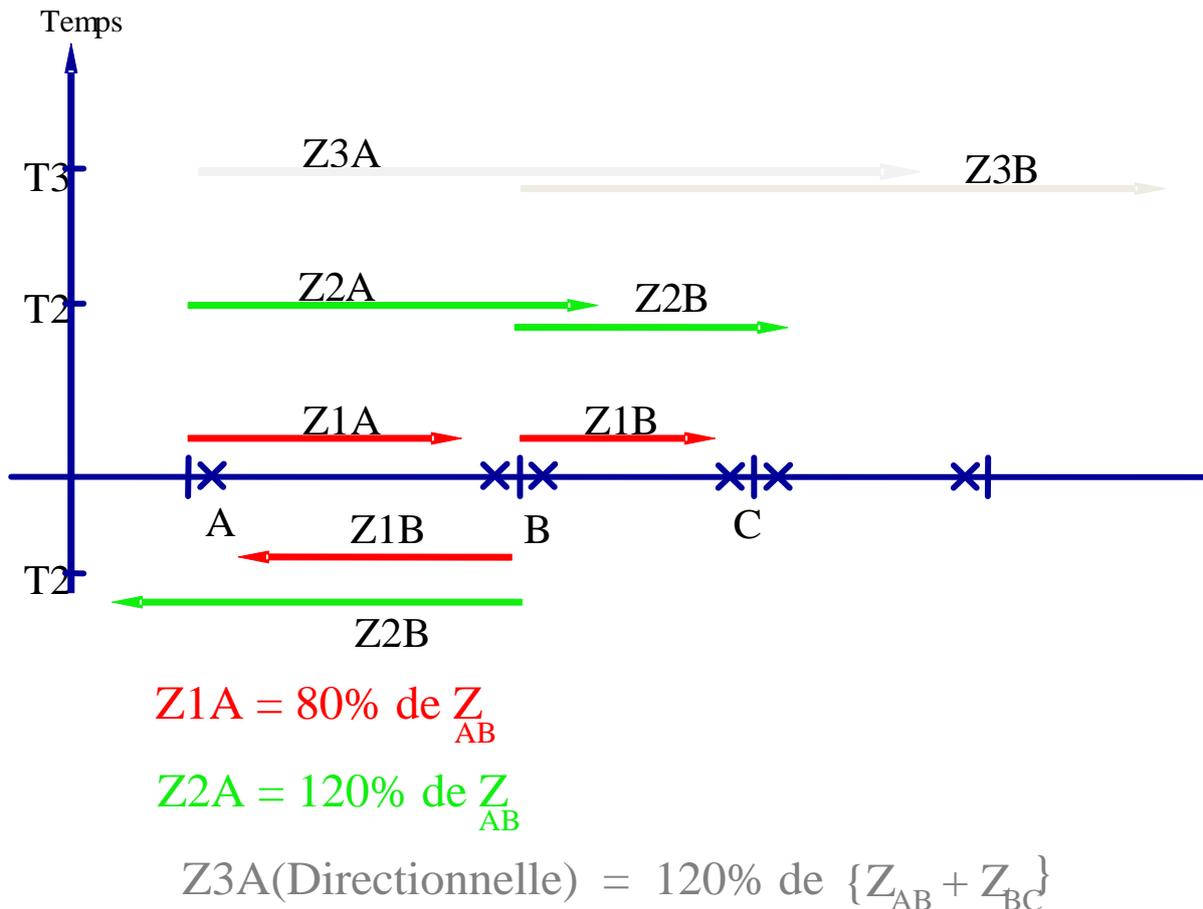


Figure 2a : Diagramme d'impédances pour protection de distance

Ici, la protection de distance se fait de manière que la première mesure d'impédance Z1A du relais de protection de distance se trouvant au poste A couvre 80 % de la ligne AB, la deuxième mesure d'impédance Z2A du relais de protection de distance se trouvant au poste A couvre 120 % de la ligne AB et a troisième mesure d'impédance Z3A du relais de protection de distance se trouvant au poste A couvre 120 % de la ligne AB plus la ligne BC. Egalement, la première mesure d'impédance Z1B du relais de protection de distance se trouvant au poste B couvre 80 % de la ligne BA, la deuxième mesure d'impédance Z2B du relais de protection de distance se trouvant au poste B couvre 120 % de la ligne BA ainsi de suite...

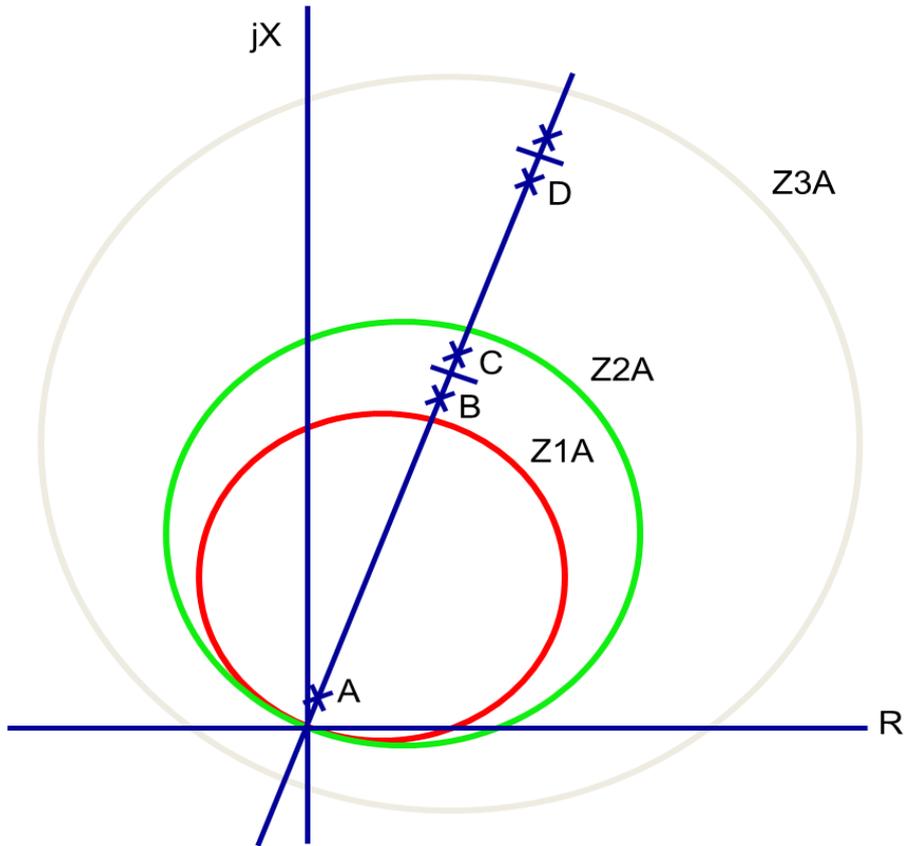


Figure 2b : Diagramme du cercle représentant les zones de protection de distance

Ici, le défaut se trouvant entre 0 et 80% de AB (Zone délimitée par l'impédance Z1A) est alors dit en "zone 1", le défaut se trouvant entre Z1A et Z2A est alors dit en "zone 2" et le défaut se trouvant entre Z2A et Z3A est alors dit en "zone 3".

2.1.1. Avantages d'une protection de distance

Cette protection détecte les défauts au-delà de l'ouvrage concerné et présente ainsi l'avantage d'assurer des déclenchements en secours pour des défauts situés au poste voisin ou plus éloignés (défauts barres, défauts lignes mal éliminés par suite d'une défaillance de disjoncteur ou de protection). On parle alors d'un fonctionnement en "secours éloigné".

2.1.2. Inconvénients d'une protection de distance

Elle est en revanche relativement lente en 2ème stade. Cet inconvénient peut être réduit en ayant recours à des échanges d'information entre extrémités de l'ouvrage au moyen de systèmes de télétransmission ; on parle alors d'accélération de stade.

2.2. Principe de protection différentielle

La protection différentielle de ligne calcule l'écart entre les valeurs de courant mesurées aux deux extrémités (A et B voir Schéma) de la ligne et le compare à un seuil prédéfini. En cas de dépassement, il y a déclenchement

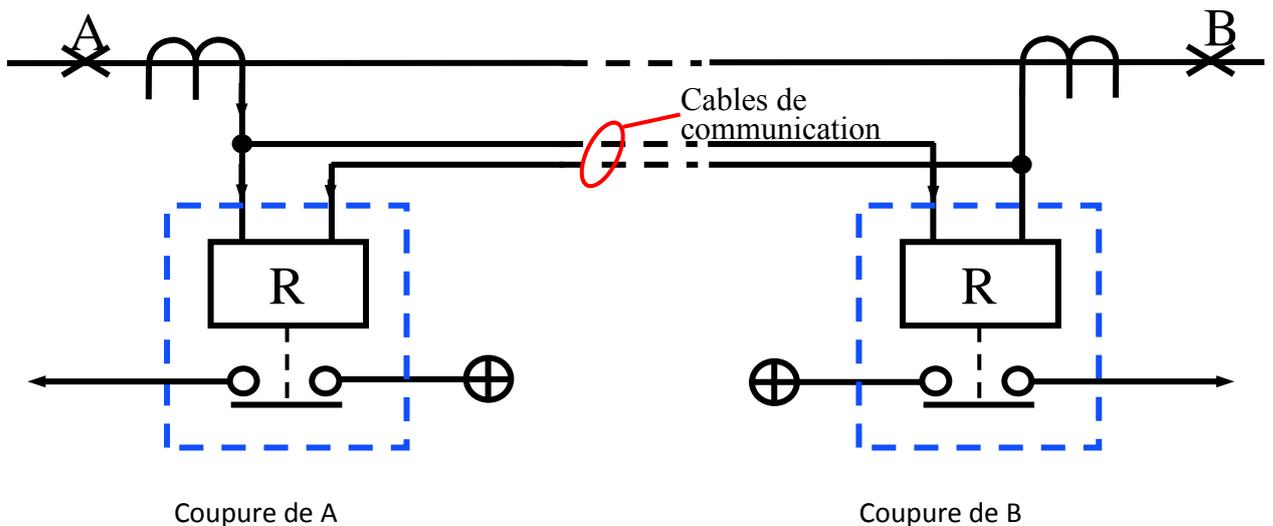


Figure 3 : Principe de la protection différentielle

A= Disjoncteur située au Poste A

B= Disjoncteur située au poste B éloigné du poste A

R= Relais de protection différentielle

2.2.1. Avantages d'une protection différentielle

Outre leur insensibilité aux courants de transit, cette protection présente l'avantage d'une meilleure sélection de la (ou des) phase(s) en défaut, en particulier sur les files de lignes à deux circuits (cas de défauts affectant simultanément les deux circuits). De plus, la protection différentielle permet une protection efficace des lignes comportant des piquages.

2.2.2. Inconvénients d'une protection différentielle

Par principe, ces protections sont insensibles aux défauts extérieurs et ne peuvent assurer le "secours éloigné". Aussi, doivent-elles être associées obligatoirement à une protection de distance.

Par ailleurs, elles nécessitent des circuits de transmission spécifiques à hautes performances, notamment en termes de disponibilité (qui peuvent eux-mêmes constituer un mode commun entre plusieurs ouvrages).

2.3. Supports de communication

Les liaisons de communication peuvent être réalisées soit par des liaisons cuivre, soit par des liaisons optiques directes, soit au travers d'un réseau de communication.

Le type de support utilisé dépend essentiellement de la distance à parcourir et du type d'installation disponible. Sur de courtes distances, il est possible d'utiliser des liaisons optiques directes avec une vitesse de transmission de 512 Kbits/s. Si les fibres ne sont pas disponibles, il est toujours possible d'utiliser des convertisseurs de communication.

L'utilisation de modems externes est également possible pour transférer les informations sur un réseau de communication indépendant. Il est important de noter que les temps de déclenchement des appareils de Protection différentielle sont directement dépendants de la qualité et de la vitesse des liaisons de communication utilisées.

Moins la qualité de la liaison est bonne, plus les temps de déclenchement observés seront longs.

Dans le cas d'une connexion directe, la distance maximale pouvant séparer deux appareils dépend du type de fibre utilisé.

Le tableau ci-dessous reprend la liste des supports disponibles et indique leurs caractéristiques. Chaque type de support nécessite l'utilisation d'un module de communication approprié. Les modules sont interchangeables.

En cas d'utilisation d'un convertisseur de communication externe, l'appareil de protection et le convertisseur sont toujours reliés au moyen de fibres optique au travers d'un module d'interface FO5. Le convertisseur lui-même est équipé de plusieurs interfaces permettant la connexion à un réseau de communication.

Tableau 1 : Caractéristiques des liaisons par fibre optique

Type de module	Type de connecteur	Type de fibre	Longueur d'onde optique	Atténuation acceptable	Distance typique
FO5	ST	Multimode 62,5/125 μm	820 nm	8 dB	1,5 km
FO6	ST	Multimode 62,5/125 μm	820 nm	16 dB	3,5 km
FO7	ST	Monomode 9/125 μm	1300 nm	7 dB	10 km
FO8	FC	Monomode 9/125 μm	1300 nm	18 dB	35 km

L'instauration du système SCADA au Rwanda a été réalisée avec la communication par câble optiques appelés OPGW (Optical Ground Wire) installés sur toutes les lignes Hautes tension du réseau Rwandais. Ces fibres optiques serviront aussi comme support de communication des relais de protection différentielle et de distance qui seront installés dans ce projet.

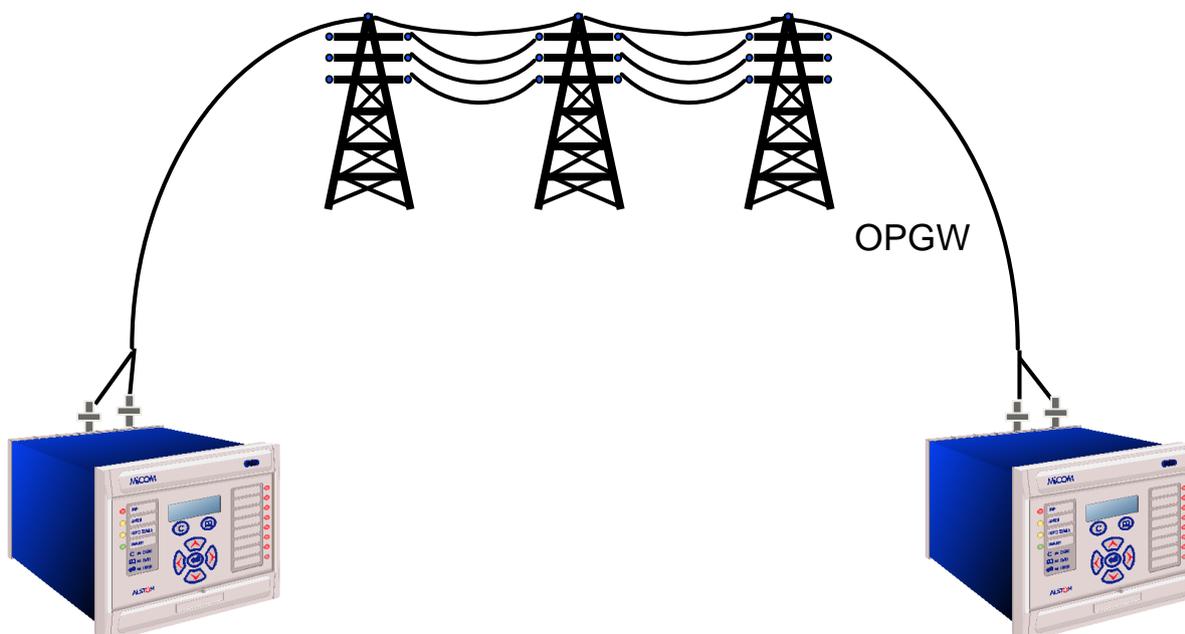


Figure 4 : Connexion des relais par Câble Optiques

2.4. Qualités des relais modernes de protection différentielle et de distance

Les qualités des Relais modernes de protection différentielle et de distance sont les suivants :

- Une sélectivité maximale est assurée, par la mesure des courants entrant et sortant de l'ouvrage protégé.
- Un déclenchement instantané se produit en cas de défaut interne, la stabilité étant assurée pour tout défaut extérieur à la zone protégée.
- Le déclenchement utilise un principe éprouvé comparant le courant différentiel avec le courant traversant.
- Ce type d'éléments de différentiel de phase assure la détection fiable des défauts francs et résistifs avec une sélection de la phase en défaut, un déclenchement et une signalisation.
- Une gamme complète de protections de secours intégrée améliore la fiabilité de la protection, car les fonctions de secours (tels que les éléments de mesures de distance et de maximum de courant) peuvent intervenir automatiquement en cas de défaillance de la communication.

3. FONCTIONS DE PROTECTION NECESSAIRES DES RELAIS A INSTALLER

Les relais qui seront fournis et installés pour ce projet doivent être compatible en termes de courbes caractéristiques avec des relais de protection différentielle et de distance existants déjà installés avec différents projets de réhabilitation de quelques postes et Centrales et le système de protection doit être conçu conformément à la norme IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) /ANSI-codes (American National Standards Institute).

Les relais de protection différentielle et de distance qui seront utilisés dans ce projet, doivent répondre aux exigences suivantes :

- Deux fonctions de base doivent être disponibles dans le relais de protection des lignes à utiliser dans ce projet, à savoir la protection différentiel et protection de distance ; La protection différentielle sera configurée comme protection principale N°1, et la protection de distance sera configurée comme protection principale N°2.
- Le relais doit assurer la protection des lignes à deux ou plusieurs extrémités. Le déclenchement de tout défaut situé dans la zone de protection doit être instantané.
- Avoir une haute sensibilité de la fonction et la stabilisation des courants transitoires de magnétisation, ce qui permettra aussi la protection d'un système ayant un transformateur de puissance dans la zone de protection. Tous les types de mise à la terre du point neutre du transformateur doivent être supportés: neutre isolé, neutre solidement mis à la terre et neutre compensé par une bobine de Petersen.
- Les appareils situés aux extrémités de la zone de protection s'échangent des informations de mesure au travers de leurs interfaces de télé protection et via la fibre optique déjà installée sur toutes les lignes 110KV du réseau Rwandais.
- Le relais doit identifier de manière sûre tout court-circuit qui pourrait se produire dans la zone de protection

- Le relais doit déterminer les grandeurs de mesures phase par phase ce qui permettra correctement d'identifier les défauts polyphasés complexes.
- La protection doit être stabilisée contre les courants de magnétisation à l'enclenchement des transformateurs de puissance.
- Le relais doit permettre le déclenchement instantané de l'installation en cas d'enclenchement sur défaut, quelle que soit la position du défaut sur l'élément protégé
- En cas de perte de la communication, lorsqu'aucun chemin de communication n'est disponible, le relais doit commuter automatiquement vers un mode de fonctionnement de secours utilisant la fonction de protection de surintensité temporisée interne et ce mode de fonctionnement doit être conservé jusqu'à rétablissement de la communication.
- Les fonctions de protection doivent générer des ordres de déclenchements monophasés et travailler conjointement avec un réenclencheur automatique intégré. Ce dernier permet la mise en place de cycles de réenclenchements automatiques à tentatives uniques ou multiples pour l'élimination rapide des défauts monophasés ou triphasés sur les lignes aériennes
- Le relais doit disposer d'une protection de surcharge thermique intégrée permettant la protection des câbles et transformateurs de puissance contre les surchauffes inadmissibles provoquées par les surcharges.
- Le relais doit disposer d'une fonction supervisant la réaction du disjoncteur après une émission d'un ordre de déclenchement ce qui permettra la protection contre la défaillance du disjoncteur.

Amélioration du Système de protection des lignes Haute Tension du Réseau Rwandais

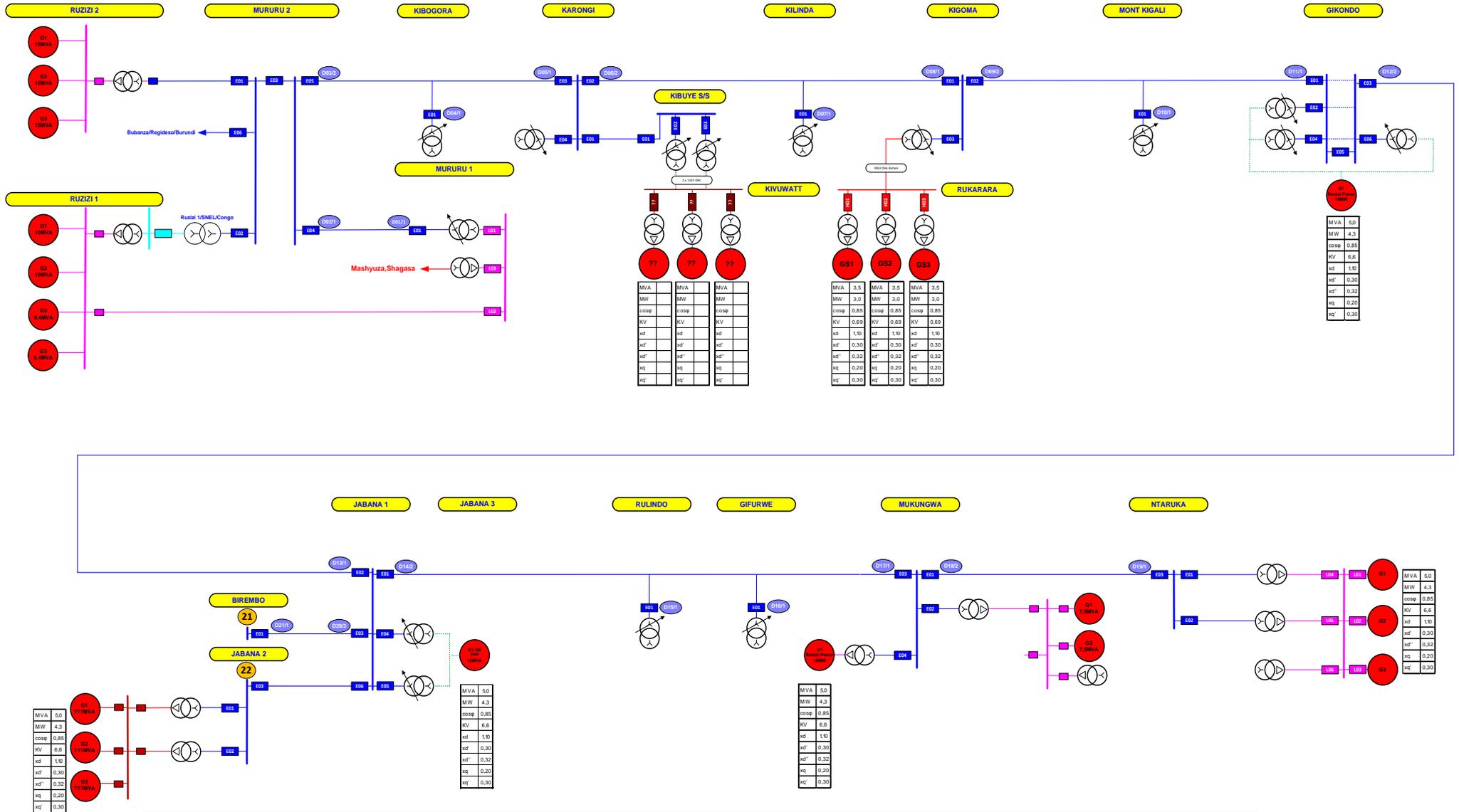


FIGURE 5: SCHEMA UNIFILAIRE DU RESEAU RWANDAIS 110KV AVEC TOUS LES POSTES ET CENTRALES OU SERONT INSTALLEES LES RELAIS

4. DESCRIPTION DU PROJET

4.1. Ligne 110KV Ntaruka-Mukungwa

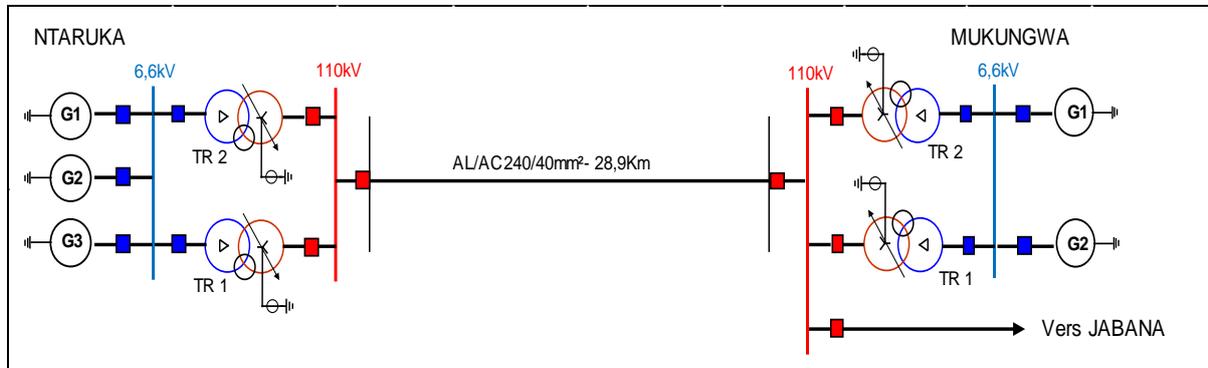


Figure 6: Schéma Unifilaire de la Section Ntaruka-Mukungwa

Cette ligne est située entre deux centrales hydroélectriques Mukungwa et Ntaruka. Elle est actuellement protégée par les relais de protection de distance statiques.

La longueur totale de la ligne est de 28,9 km avec un type de conducteur AL/AC de 240/40mm².

Le travail à réaliser sur la Section entre Ntaruka et Mukungwa est le suivant:

Les relais qui doivent être installés sur cette ligne seront démontés de la ligne de Mukungwa - Jabana, parce que cette ligne a une dérivation (T-off line) de deux postes qui sont Gifurwe et Rulindo. Les relais installés actuellement ne peuvent pas protéger une ligne à trois extrémités, car ils sont conçus pour protéger une ligne à seulement deux extrémités n'ayant pas de dérivation.

Les travaux à réaliser sur la Section Ntaruka-Mukungwa sont les suivants :

- Démontez le Relais existant au Poste Jabana côté de la ligne 110KV départ Mukungwa.
- Démontez le Relais existant dans la Centrale de Mukungwa côté de la ligne 110KV départ Jabana.
- Installez le Relais dans la Centrale de Ntaruka côté de la ligne 110KV départ Mukungwa.
- Installez le Relais dans la Centrale de Mukungwa côté de la ligne 110KV départ Ntaruka.

- Installer des câbles optiques (patch cables) reliant les boîtes de jonction existantes et les équipements de protection dans lesdites Centrales;
- Intégrer les relais dans le système SCADA existant
- Configurer les valeurs des paramètres des relais (Settings values);
- Tester et mise en service du Système

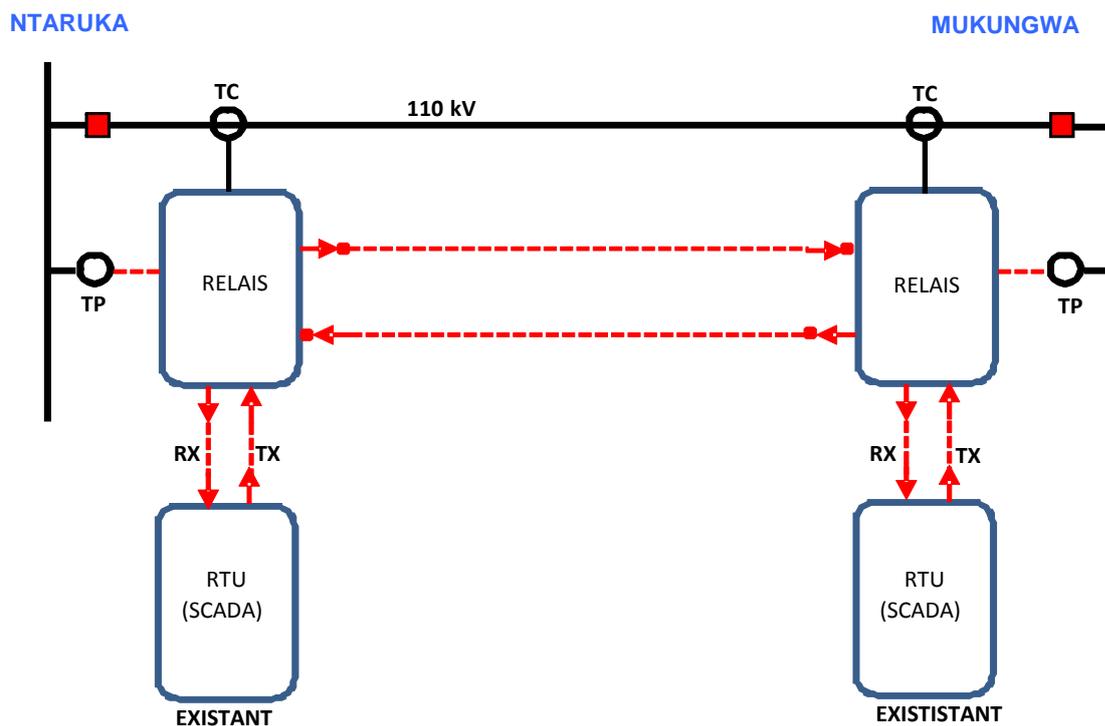


Figure 7: Disposition de la protection de Ntaruka – Mukungwa

4.1.1. Matériels nécessaires pour l'installation des relais

- 2 Câble optiques avec connecteur ST-Multimode reliant le relais et RTU
- 4 Câble optiques avec connecteur FC-Monomode reliant le relais et les boîtes de jonction

4.2. Ligne 110KV Mukungwa - Gifurwe - Rulindo - Jabana

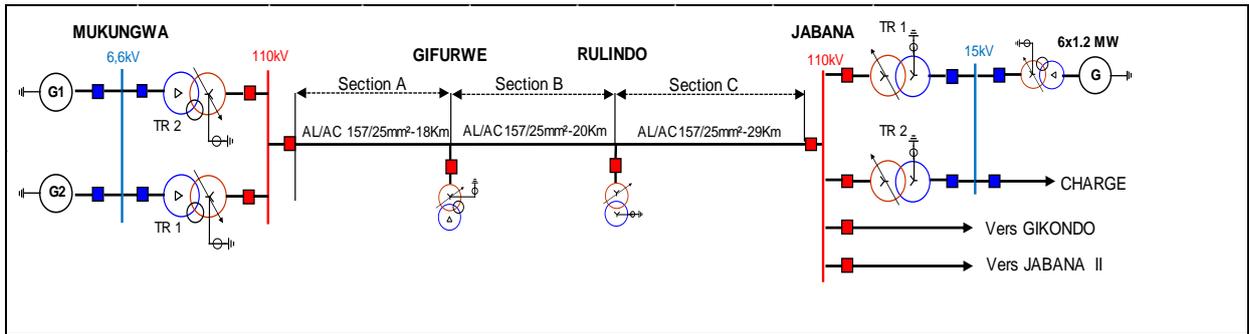


Figure 8: Schéma unifilaire de la Section Mukungwa – Jabana

Cette ligne se situe entre la Centrale de Mukungwa et le poste de Jabana.

La longueur totale des trois Sections est de 67 km ;

- Section A située entre la Centrale de Mukungwa et le poste Gifurwe a une longueur de 18 km avec un type de conducteur AL/AC de 157/25mm²;
- Section B située entre les postes de Gifurwe et Rulindo a une longueur de 20 Km avec un type de conducteur AL/AC de 157/25mm²;
- La section C située entre les postes de Rulindo et Jabana a une longueur de 29 Km d'un type de conducteur AL/AV de 157/25mm²;

Le travail à réaliser sur la Section entre Mukungwa et Jabana est le suivant:

Les relais qui doivent être installés sur cette ligne doivent être fournis dans ce projet par le fournisseur. La ligne comporte les dérives de deux postes en Antennes qui doivent être également équipés des relais de protection différentielle et de distance pour satisfaisant la protection des lignes à plusieurs extrémités.

Les services et les fournitures nécessaires sont les suivantes:

- Fournir et installer un (1) relais à la Centrale de Mukungwa côté de la ligne 110KV départ Jabana;
- Fournir et installer un (1) relais au Poste de Jabana côté de la ligne 110KV départ Mukungwa;
- Fournir et installer un (1) relais au Poste de Gifurwe côté du transformateur 110kV;
- Fournir et installer un (1) relais au Poste de Rulindo côté du transformateur 110kV;

- Installer des câbles optiques (patch cables) reliant les boîtes de jonction existantes et les équipements de protection dans lesdites Centrales et Postes;
- Intégrer le relais dans le système SCADA existant
- Configurer les valeurs des paramètres des relais (Settings values);
- Tester et mise en service du Système.

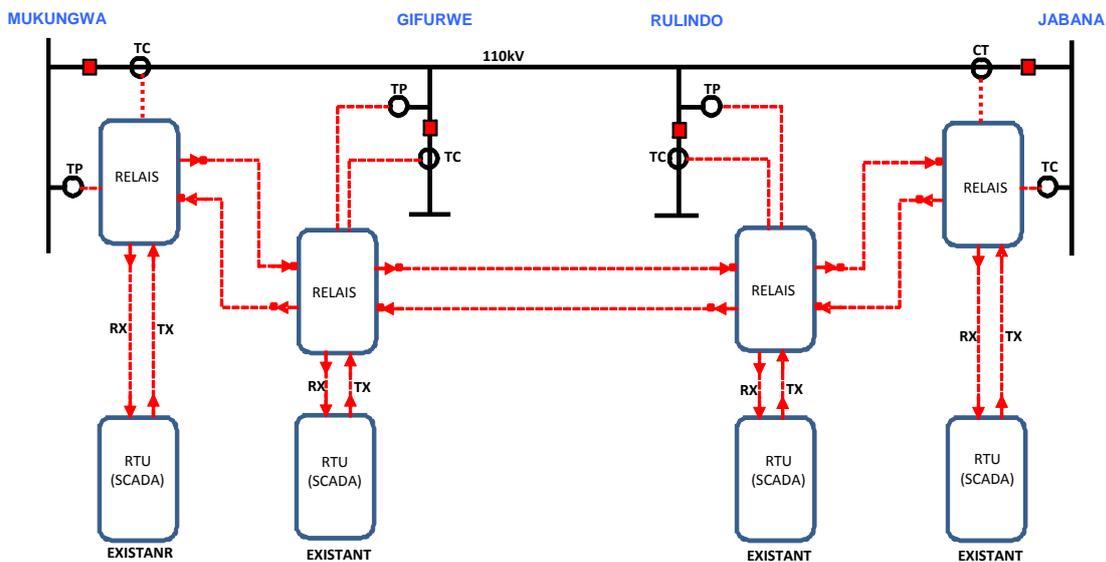


Figure 9: Disposition de la protection de Mukungwa-Jabana

4.2.1. Matériels nécessaires pour l'installation des relais

- 4 relais de protection différentielle des lignes à plusieurs extrémités
- 4 Câble optiques avec connecteur ST-Multimode reliant le relais et RTU
- 8 Câble optiques avec connecteur FC-Monomode reliant le relais et les boîtes de jonction

4.3. Linge 110kv Jabana-Gikondo

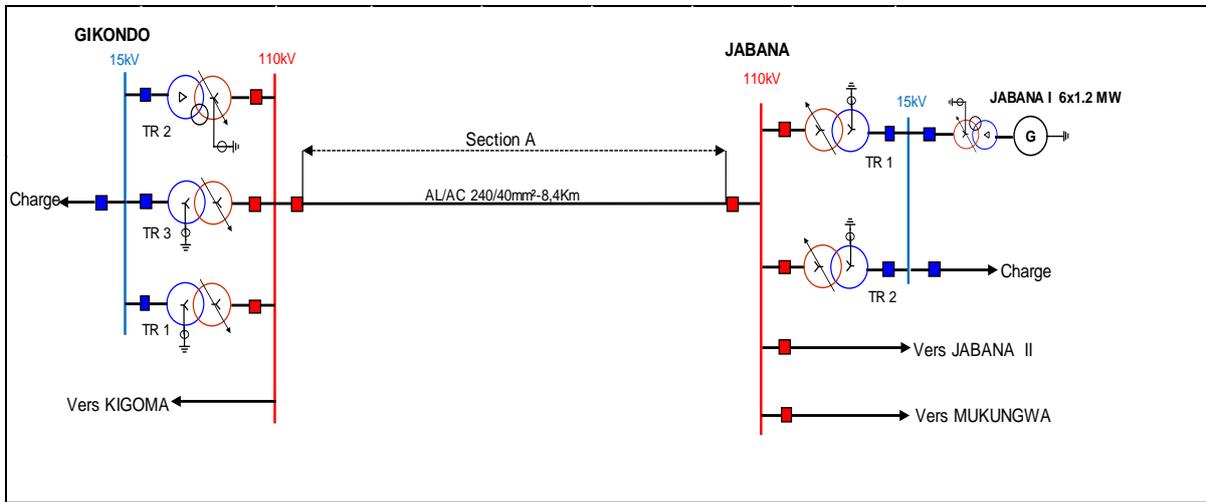


Figure 10 : Schéma unifilaire de la Section Jabana - Gikondo

Cette ligne est située entre les postes de Jabana et Gikondo.

La longueur totale de cette ligne est de 8,4 km, avec un conducteur de AL/AC 240/40mm²;

Le travail à réaliser sur la Section entre les Postes de Gikondo et Jabana est le suivant:

- Cette ligne est protégée par le type de relais 7SD522 sur les deux extrémités qui sont actuellement utilisés comme protection de distance, car les câbles optiques (patch cables) reliant les boîtes de jonction existantes et les équipements de protection dans les Postes de Jabana et Gikondo ne sont pas encore installés.

Les services et les fournitures nécessaires sont les suivantes:

- Installation du câble optique de raccordement entre la boîte de jonction et l'équipement de protection au poste de Gikondo;
- Installation du câble de raccordement entre la boîte de jonction et l'équipement de protection au Poste de Jabana;
- Intégrer le relais dans le système SCADA existant
- Configurer les valeurs des paramètres des relais (Settings values);
- Tester et mise en service du Système.

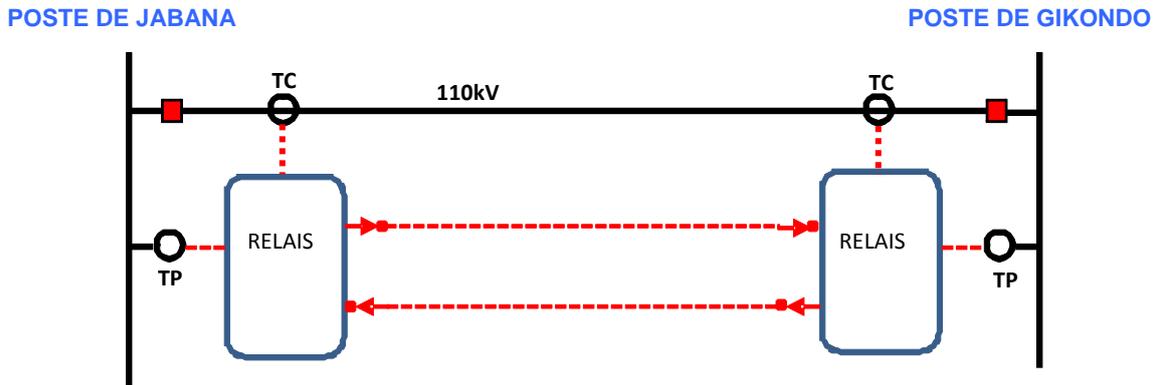


Figure 11: Disposition des relais de protection Jabana-Gikondo

Jabana-Gikondo est la ligne la plus courte parmi les autres lignes de transmission 110kV. Les relais de protection situés dans les deux postes sont déjà reliés avec le système SCADA existant, ce qui signifie que la connexion sur les RTU's n'est pas nécessaire.

4.4. Ligne 110kv Gikondo -Kigoma

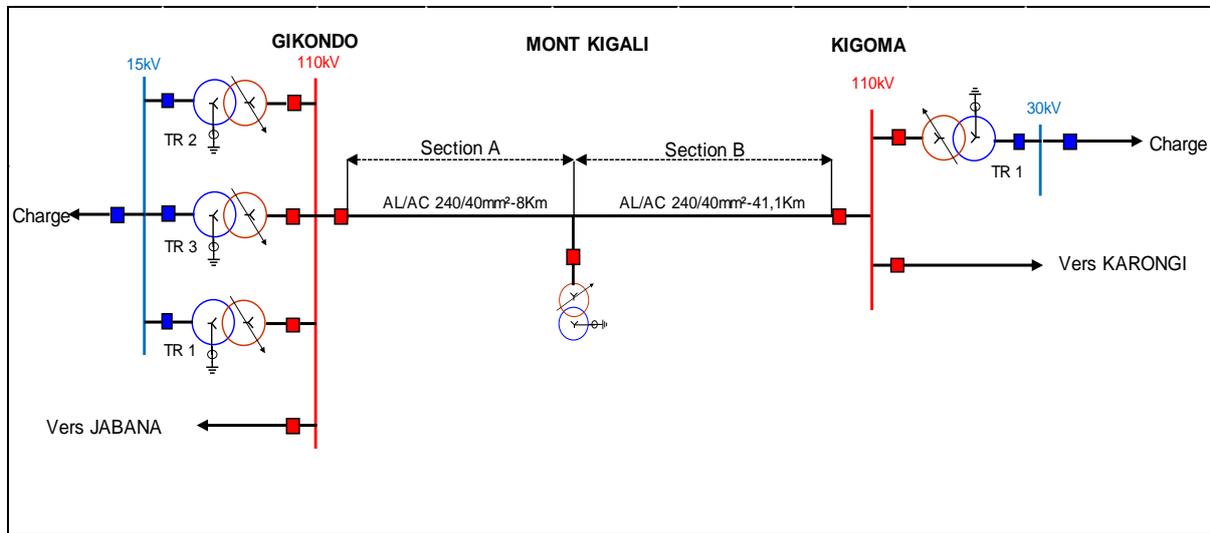


Figure 12: Schéma unifilaire de la Section Gikondo –Kigoma

Cette ligne est située entre les postes de Gikondo et Kigoma.

La ligne est constituée par un type de conducteur AL/AC de 240/40mm².

La longueur totale de la ligne est de 49,1 km.

Le travail à faire sur cette ligne est le suivant:

Cette ligne est déjà protégée par le type de relais 7SD522 qui ne peuvent pas protéger une ligne à trois extrémités en travaillant comme relais de protection différentielles et doivent être remplacés par de nouveaux relais pour pouvoir protéger en même temps le poste en antenne de Mont Kigali.

Les relais qui seront installés sur cette ligne doivent être fournis dans ce projet par le fournisseur et le poste en antenne de Mont Kigali doit également être équipé des protections différentielles satisfaisant l'arrangement du système à trois extrémités.

Les services et les fournitures nécessaires sont les suivantes:

- Démontez le relais existant au poste de Kigoma, côté de la ligne 110KV départ Gikondo;
- Démontez le relais existant au poste de Gikondo côté de la ligne 110KV départ Kigoma;
- Fournir et installer un (1) nouveau relais à Kigoma côté de la ligne 110KV départ Gikondo;
- Fournir et installer un (1) nouveau relais à Gikondo côté de la ligne 110KV départ Kigoma;
- Fournir et installer un (1) Relais au poste de Mont Kigali côté du transformateur 110kV;
- L'installation de câble de raccordement entre boîtes de jonction existantes et les équipements de protection audits trois postes;
- Intégrer les relais dans le système SCADA existant
- Configurer les valeurs des paramètres;
- Tester et mise en service du système;

Les relais démontés de Kigoma et poste de Gikondo seront utilisés pour protéger la ligne Mururu I-Mururu II car, c'est une ligne à deux extrémités seulement.

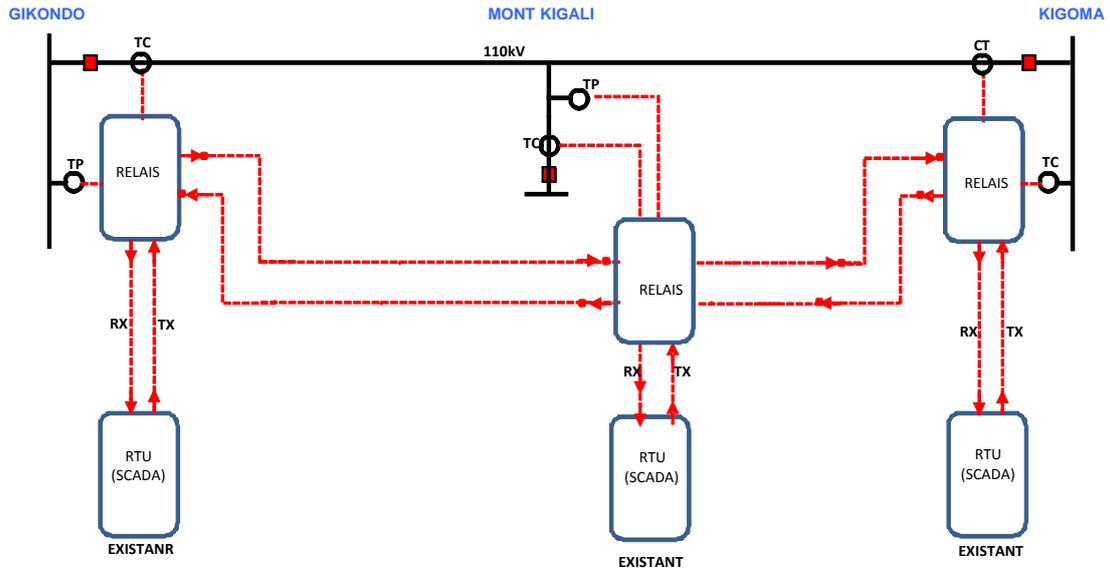


Figure 13: Disposition des relais de protection Gikondo-Kigoma

4.4.1. Matériels nécessaires pour l'installation des relais

- 3 relais de protection différentielle des lignes à plusieurs extrémités
- 3 Câble optiques avec connecteur ST-Multimode reliant le relais et RTU
- 6 Câble optiques avec connecteur FC-Monomode reliant le relais et les boîtes de jonction

4.5. Ligne 110kv Kigoma-Karongi

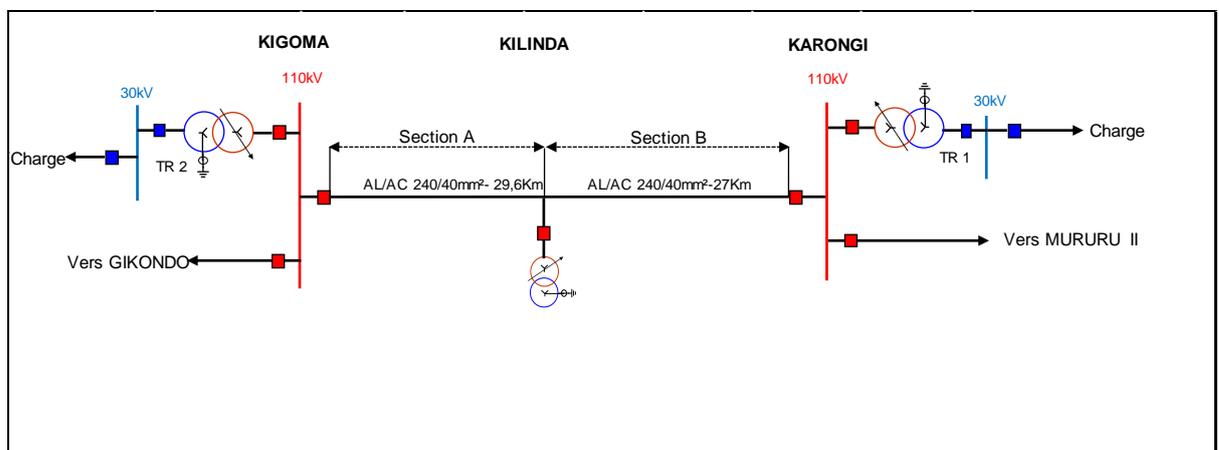


Figure 14: Schéma unifilaire de la Section Kigoma – Karongi

Cette ligne est située entre les postes de Kigoma et Karongi. Elle est actuellement protégée par des relais de protection de distance statiques.

La longueur totale de la ligne est de 56,6 km

- Section A située entre les postes de Kigoma et Kilinda a une longueur de 29,6 km avec un type de conducteur AL/AC de 240/40mm²;
- Section B située entre les postes de Kilinda et Karongi a une longueur de 27 km avec un type de conducteur AL/AC de 240/40mm²;

Le travail à réaliser sur cette ligne est le suivant:

Les relais qui seront installés pour protéger cette ligne doivent être fournis dans ce projet par le fournisseur et le poste en antenne de Kilinda doit également être équipé des protections différentielles satisfaisant l'arrangement du système à trois extrémités.

Les services et les fournitures nécessaires sont les suivantes:

- Démontez le relais existant au poste de Karongi, côté de la ligne 110KV départ Kigoma;
- Démontez le relais existant au poste de Kigoma, côté de la ligne 110KV départ Karongi;
- Fournir et installer un (1) relais au poste de Karongi, côté de la ligne 110KV départ Kigoma;
- Fournir et installer un (1) relais au poste de Kigoma, côté de la ligne 110KV départ Karongi;
- Fournir et installer un relais (1) au poste de Kirinda, côté du transformateur 110kV ;
- Installation des câbles de raccordement entre boîtes de jonction existantes et les équipements de protection audits postes ;
- Intégrer les relais dans le système SCADA existant
- Configurer les valeurs des paramètres;
- Tester et mise en service du système;

Les relais démontés aux postes de Kigoma et Karongi seront remis au magasin d'EWSA.

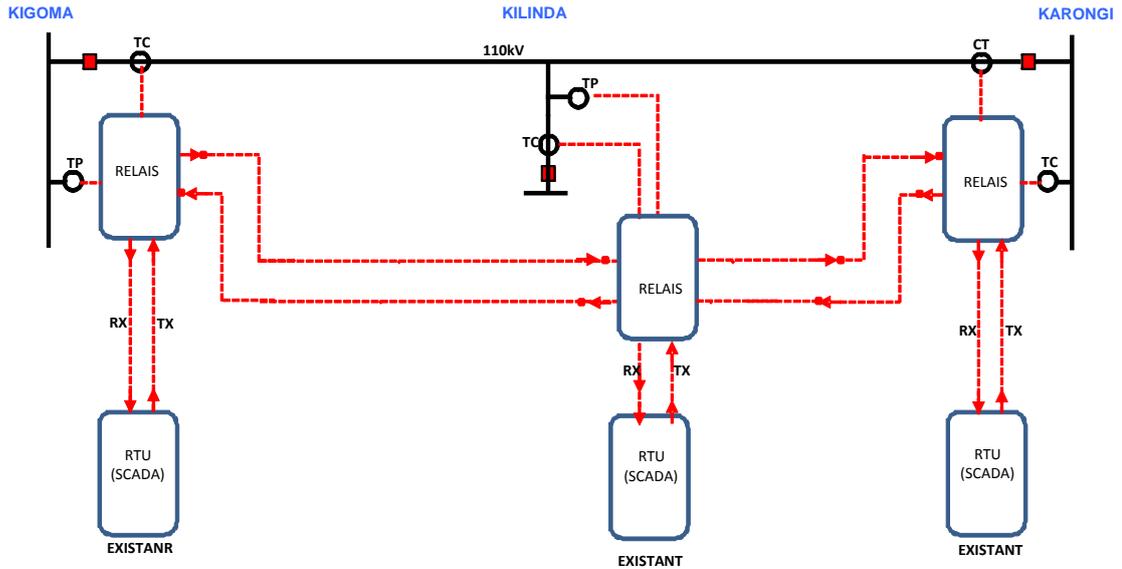


Figure 15: Disposition des relais de protection Kigoma-Karongi

4.5.1. Matériels nécessaires pour l'installation des relais

- 3 relais de protection différentielle des lignes à plusieurs extrémités
- 3 Câble optique avec connecteur ST-Multimode reliant le relais et RTU
- 6 Câble optique avec connecteur FC-Monomode reliant le relais et les boîtes de jonction.

4.6. Ligne 110kv Karongi-Mururu II

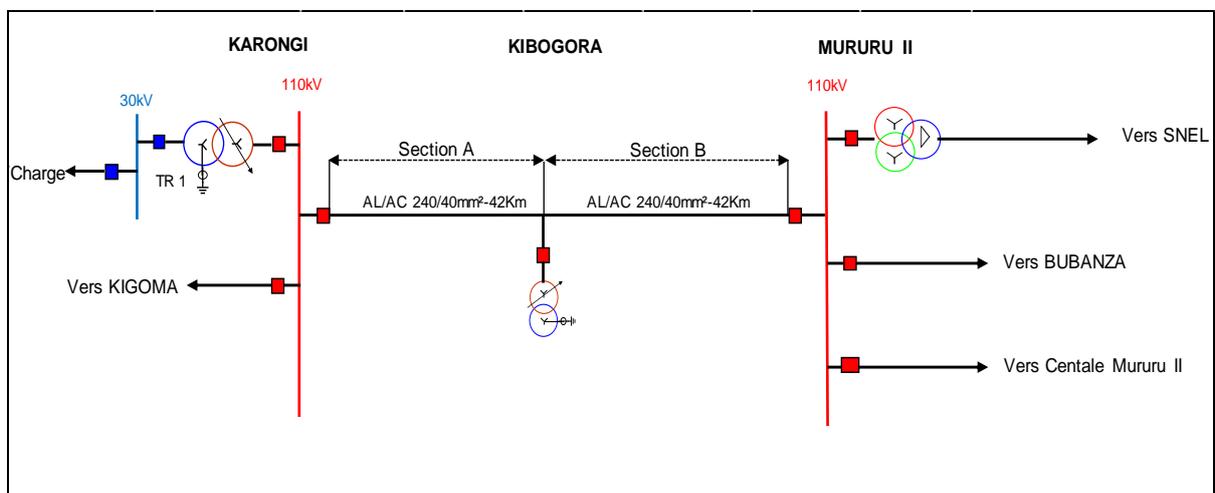


Figure 16 : Schéma unifilaire de la Section Karongi – Mururu II

Cette ligne est située entre les postes de Karongi et Mururu II. Elle est actuellement protégée par les relais de protection de distance statiques.

La ligne est constituée uniquement par un type de conducteur en deux sections différentes.

La longueur totale de la ligne est de 84 km.

- Une section située entre les postes de Karongi et Kibogora a une longueur de 42 km avec un type de conducteur de AL/AC 240/40mm²;
- Une section B située entre les postes de Kibogora et Mururu II a une longueur de 42 km avec un type de conducteur AL/AC de 240/40mm²;

Le travail à réaliser sur cette ligne est le suivant:

Les relais qui seront installés pour protéger cette ligne doivent être fournis dans ce projet par le fournisseur et le poste en antenne de Kibogora doit également être équipé des protections différentielles satisfaisant l'arrangement du système à trois extrémités.

Les services et les fournitures nécessaires sont les suivantes:

- Démontez le relais existant au poste de Mururu II, côté de la ligne 110KV départ Karongi;
- Démontez le relais existant au poste de Karongi, côté de la ligne 110KV départ Mururu II;
- Fournir et installer un (1) relais au poste de Mururu II, côté de la ligne 110KV départ Karongi;
- Fournir et installer un (1) relais au poste de Karongi, côté de la ligne 110KV départ Mururu II;
- Fournir et installer un relais (1) au poste de Kibogora, côté du transformateur 110kV ;
- Installation des câbles de raccordement entre boîtes de jonction existantes et les équipements de protection audits postes ;
- Intégrer les relais dans le système SCADA existant
- Configurer les valeurs des paramètres;
- Tester et mise en service du système;

Les relais démontés aux postes de Mururu II et Karongi seront remis au magasin d'EWSA.

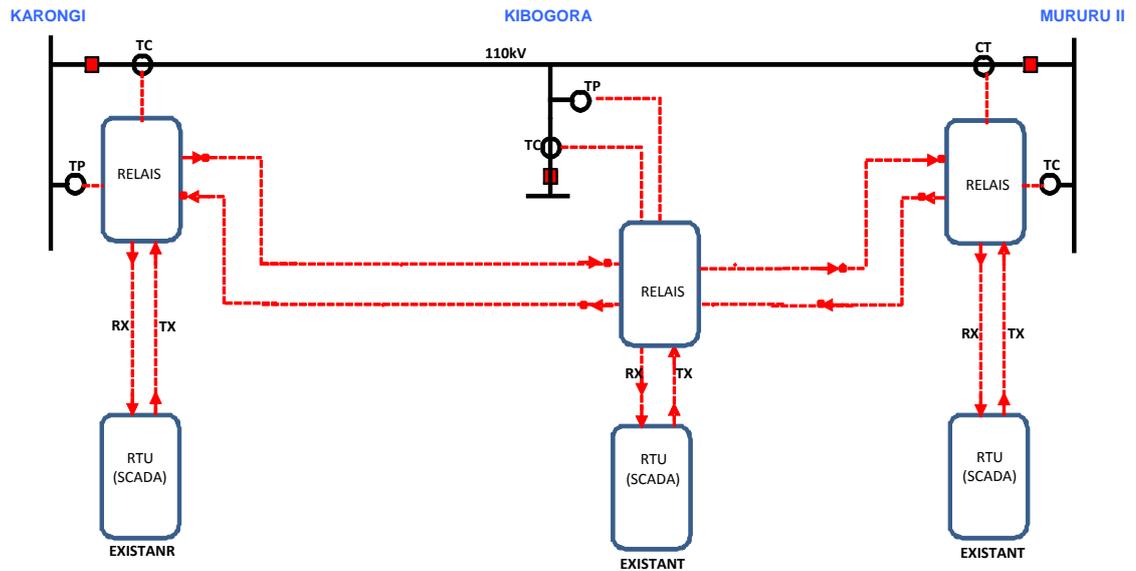


Figure 17 : Disposition des relais de protection Karongi-Mururu II

4.6.1. Matériels nécessaires pour l'installation des relais

- 3 relais de protection différentielle des lignes à plusieurs extrémités
- 3 Câble optique avec connecteur ST-Multimode reliant le relais et RTU
- 6 Câble optique avec connecteur FC-Monomode reliant le relais et les boîtes de jonction.

4.7. Ligne 110KV Mururu I - Mururu II

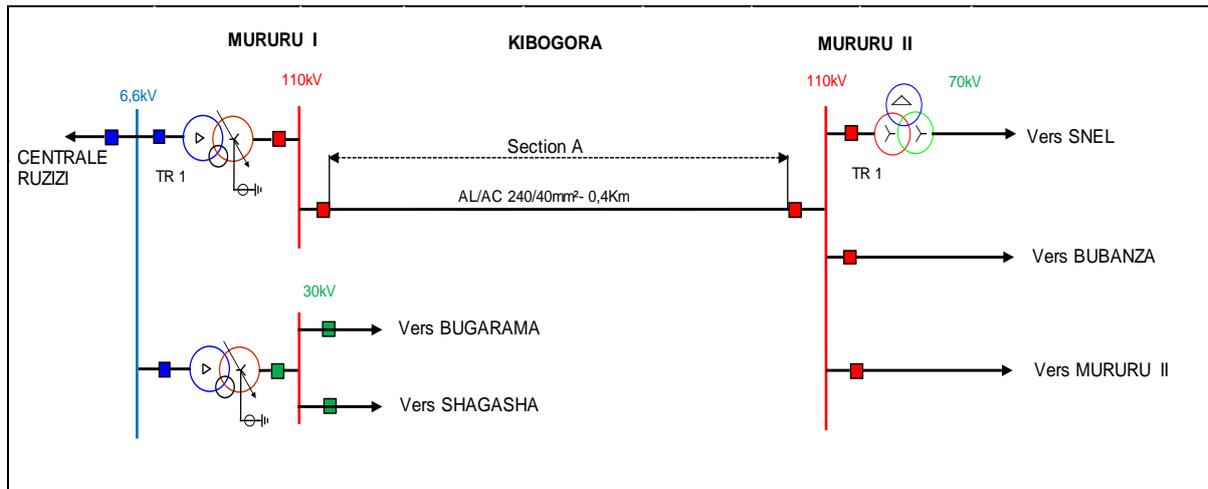


Figure 18 : Schéma unifilaire de la Section Mururu I – Mururu II

Cette ligne se situe entre les postes de Mururu I et Mururu II. Elle est actuellement protégée par les relais de protection de distance statique.

La longueur totale est de la ligne est de 0,4 km avec un type de conducteur de AL/AC 240/40mm².

Le travail à faire pour cette ligne est le suivant:

Les services et les fournitures nécessaires sont les suivantes:

- Démontez le relais existant au poste de Mururu II, côté de la ligne 110KV départ Mururu I;
- Démontez le relais existant au poste de Mururu I, côté de la ligne 110KV départ Mururu II;
- Installer un (1) relais au poste de Mururu II, côté de la ligne 110KV départ Mururu I; Ce relais sera démonté sur la section Gikondo -Kigoma
- Installer un (1) relais au poste de Mururu I, côté de la ligne 110KV départ Mururu II; Ce relais sera aussi démonté sur la section Gikondo –Kigoma
- Installation des câbles de raccordement entre boîtes de jonction existantes et les équipements de protection audits postes ;
- Intégrer les relais dans le système SCADA existant
- Configurer les valeurs des paramètres;
- Tester et mise en service du système;

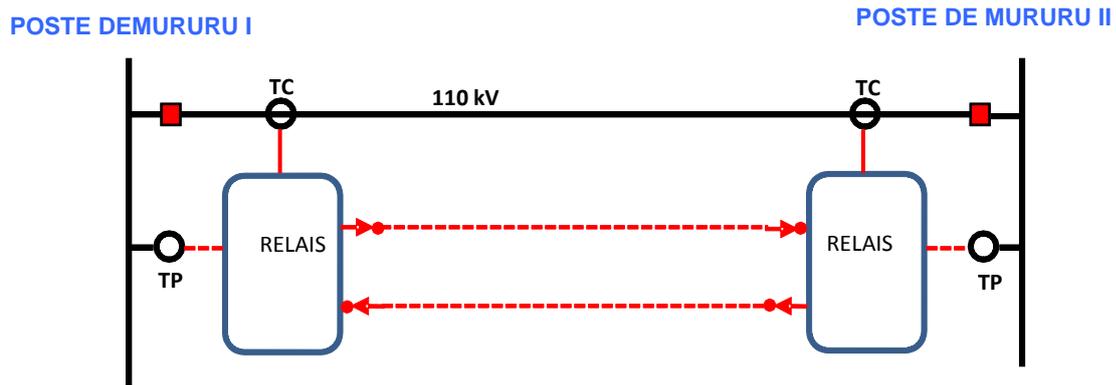


Figure 19 : Disposition des relais de protection Mururu I - Mururu II

4.7.1. Matériels nécessaires pour l'installation des relais

- 2 Câble optique avec connecteur ST-Multimode reliant le relais et RTU
- 4 Câble optique avec connecteur FC-Monomode reliant le relais et les boîtes de jonction

5. ANALYSE ET DISCUSSION

5.1. Les abréviations attribuées aux postes et Centrales

Le tableau ci-dessous indique les abréviations attribuées aux postes et Centrales dans lesquels seront installés les relais de protection des lignes 110KV pour pouvoir simplifier les schémas et intégrer les relais qui seront installés dans le Système SCADA. Comme représenté sur le Schéma ci-dessous, 13 nouveaux relais de protection différentielle et de distance supportant l'arrangement du system des lignes ayant trois extrémités seront installés et quatre relais de protection différentielle et de distance existant seront démontés et réinstallés dans d'autres postes et centrales car ils ne protègent que les lignes a deux extrémités. Actuellement, ces derniers relais assurent seulement la protection de distance.

Tableau 2 : Les abréviations attribuées aux postes et Centrales

N°	Abréviation	Nom du poste ou Centrale
1	BRB1	Birembo
2	CBLG	Camp Belge
3	GKDO	Gikondo
4	GSGI	Gasogi
5	JBN1	Jabana (Poste)
6	JBN2	Jabana 2 (Centrale 20 MW)
7	JBN3	Jabana 3 (Centrale 7,8MW)
8	KBGR	Kibogora
9	KBY1	Kibuye
10	KGMA	Kigoma
11	KLDA	Kilinda
12	KRGI	Karingi
13	MKGI	Mont Kigali
14	MKWA	Mukungwa
15	MRU1	Mururu I
16	MRU2	Mururu II
17	NTRK	Ntaruka
18	RLDO	Rulindo
19	RSZ2	Rusizi II
20	GFWE	Gifurwe

Les Schémas et les Tableaux ci-dessous nous donnent l'image claire du réseau Rwandais 110KV qui doit être protégé par les relais de protection différentielle et de distance, les paramètres des lignes et des différents équipements du réseau, topologie du circuit de communication des relais, les fonctions des protection qui seront configurées et les différentes zones de protection des lignes.

Certaines Sections ont besoins d'être protégées par les relais de protection des lignes à trois extrémités, tandis que d'autres Sections ne nécessitent que des relais de protection des lignes à deux extrémités.

La figure 20 nous montre :

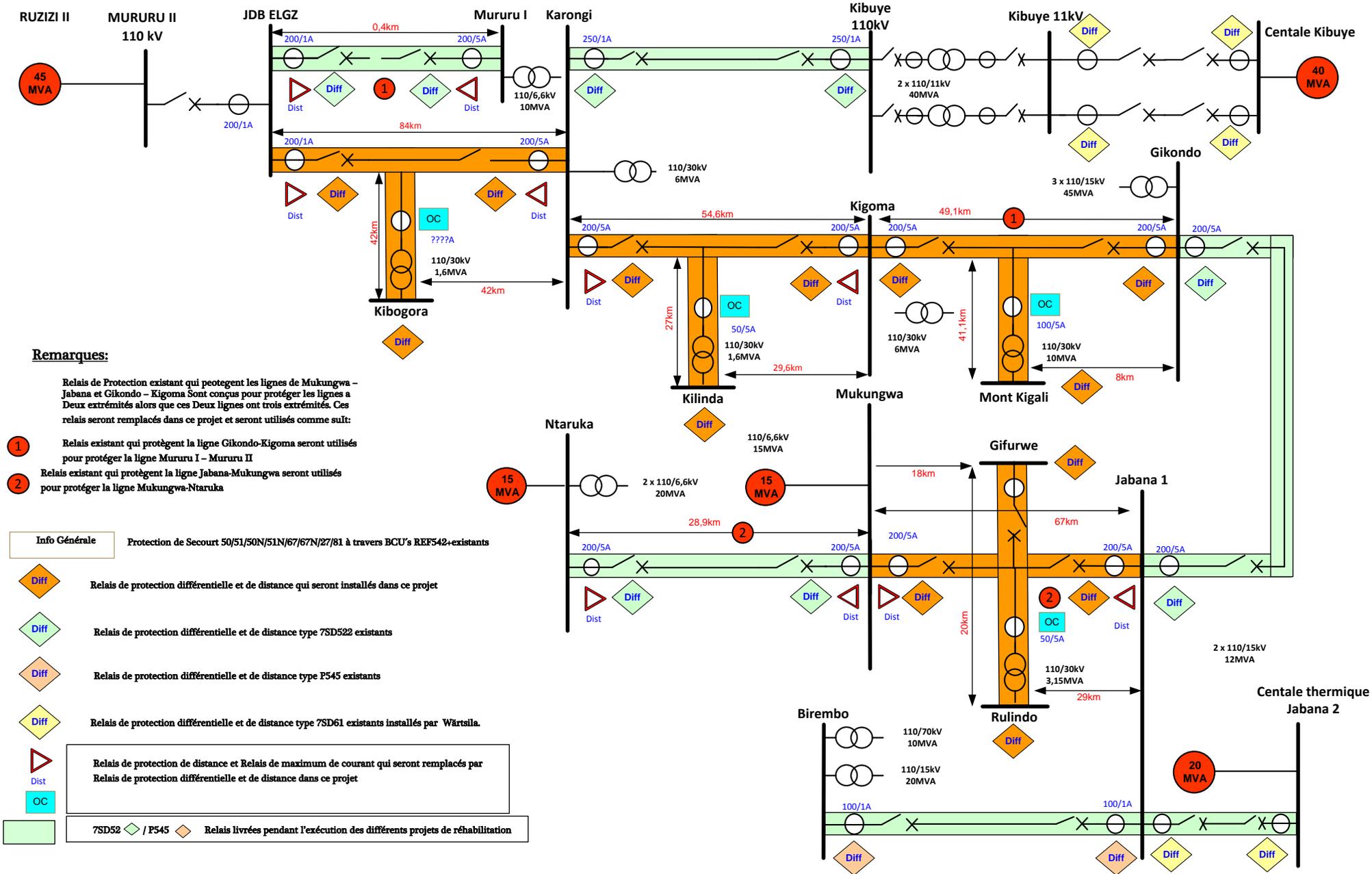
- les Sections qui seront protégées par les relais de protection des lignes à trois ou plusieurs extrémités (Sections et relais en Orange). En effet, 13 relais de protection différentielle et de distance doivent être fournis et installés dans ce projet.
- les Sections qui seront protégées par les relais de protection des lignes à deux extrémités (Sections en bleu et relais en bleu, rose et jaunes). Ces sont des relais de protection différentielle et de distance existants, installés par les différents projets de réhabilitation des postes et centrales.
- Comme expliqué au chapitre 4, cette figure nous montre aussi les relais qui seront démontés de certaines section et réinstallés dans d'autres Sections pour être remplacés par les relais de protection des lignes à trois extrémités
- Les relais de protection de distance statiques type PXLC 3000 et relais à maximum de courant existants qui seront démontés et remplacés par des relais de protection différentielle et de distance.

Le Tableau 3 nous montre les fonctions de protection nécessaires sur chaque section qui seront configurées dans les relais pour assurer une meilleure protection et une stabilité du réseau 110KV.

Le Tableau 4 nous montre comment les différentes zones seront protégées par la fonction de protection de distance des relais. En effet, 5 zones de chaque section seront protégées dont 3 en direction aval (forward) et 2 en direction amont (reverse)

Le Tableau 5 comprend les données nécessaires qui seront utilisées pour la configuration des paramètres du réseau dans les relais qui seront installés. Les paramètres fixes des lignes et des équipements du réseau 110KV (Transformateurs, Générateurs...) ont été collectés pendant les visites sur terrain et d'autres ont été trouvés dans les archives d'EWSA. Les données en rouge sont les paramètres calculées qui serviront pour la configuration des relais.

SCHEMA UNIFILAIRE DU RESEAU DES LIGNES 110KV A PROTEGER ET LA DISPOSITION DES RELAIS EXISTANTS, LES RELAIS A REMPLACER ET LES NOUVEAUX RELAIS A INSTALLER



Remarques:

Relais de Protection existant qui peotegent les lignes de Mukungwa – Jabana et Gikondo – Kigoma Sont conçus pour protéger les lignes a Deux extrémités alors que ces Deux lignes ont trois extrémités. Ces relais seront remplacés dans ce projet et seront utilisés comme suit:

- ① Relais existant qui protègent la ligne Gikondo-Kigoma seront utilisés pour protéger la ligne Mururu I – Mururu II
- ② Relais existant qui protègent la ligne Jabana-Mukungwa seront utilisés pour protéger la ligne Mukungwa-Ntaruka

Info Générale	Protection de Secourt 50/51/50N/51N/67/67N/27/81 à travers BCU's REF542+existants
	Relais de protection différentielle et de distance qui seront installés dans ce projet
	Relais de protection différentielle et de distance type 7SD522 existants
	Relais de protection différentielle et de distance type P545 existants
	Relais de protection différentielle et de distance type 7SD61 existants installés par Wärtisla.
	Relais de protection de distance et Relais de maximum de courant qui seront remplacés par Relais de protection différentielle et de distance dans ce projet
	7SD52 / P545 Relais livrés pendant l'exécution des différents projets de réhabilitation

Figure 20 : Schéma unifilaire du réseau 110KV

Amélioration du Système de protection des lignes Haute Tension du Réseau Rwandais

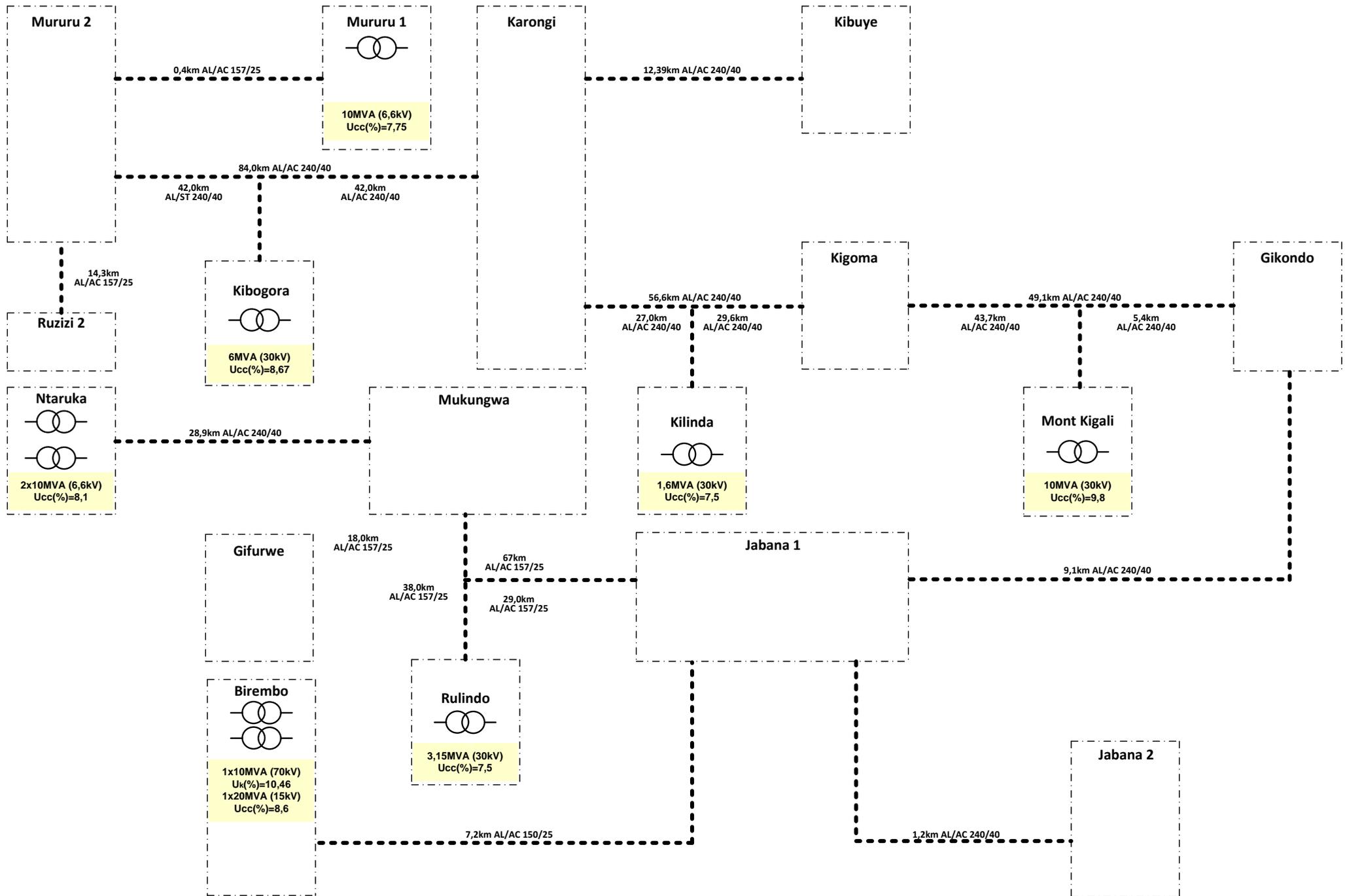


FIGURE 21: RESEAU DES LIGNES 110KV AVEC LES DONNEES DES CONDUCTEURS AERIENS ET TRANSFORMATEURS

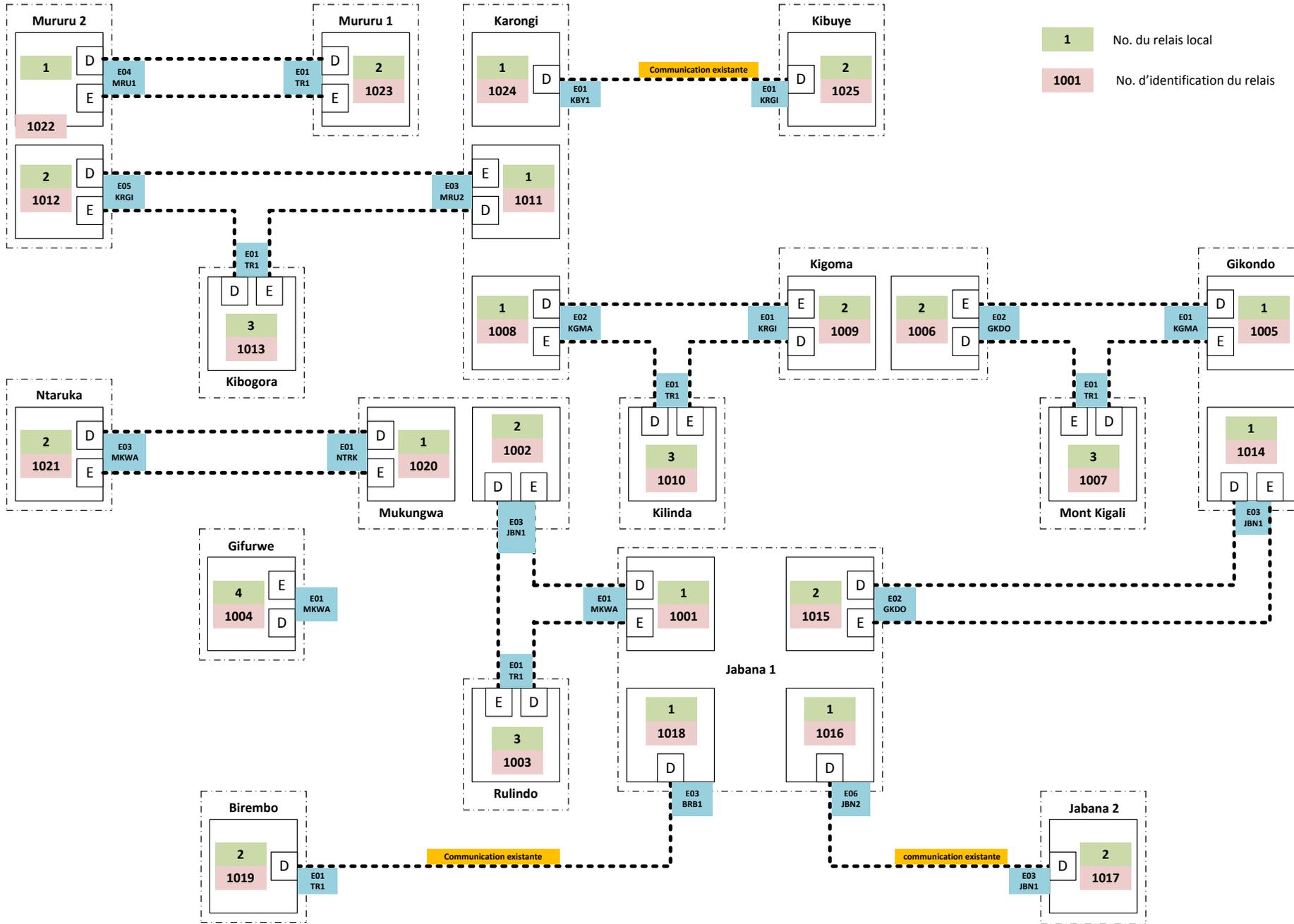


FIGURE 22: TOPOLOGIE DU CIRCUIT DE COMMUNICATION DES RELAIS

Tableau 3 : Configuration des fonctions de protection

Poste – Depatr N°. / Nom	Magnetisant	Interdeclenchement	Surcharge	Verif. de synchr.	Protection de frequence	Protection de tension	DIST max. Programme Z>	Detection d'oscillation de puissance	Surintensite de defaut homopolaire	Defaillance du disjoncteur	Supervision declenchement du circuit	Surcharge thermique
	Option 1	Option 2	Option 3	Option 4	Option 5	Option 6	Option 7	Option 8	Option 9	Option 10	Option 11	Option 12
D01 MURURU1 - E01 / TR1	X	X	X	X	-	X	-	-	-	-	-	X
D02 MURURU2 - E04 / MURURU1	X	X	X	X	-	X	-	-	-	-	-	X
D03 MURURU2 - E05 / KARONGI	X	X	X	X	-	X	-	-	-	-	-	X
D04 KIBOGORA - E01 / TR1	X	X	X	-	-	X	-	-	-	-	-	X
D05 KARONGI - E03 / MURURU2	X	X	X	X	-	X	X	X	-	-	-	X
D06 KARONGI - E02 / KIGOMA	X	X	X	X	-	X	X	X	-	-	-	X
D07 KILINDA - E01 / TR1	X	X	X	-	-	-	-	-	-	-	-	X
D08 KIGOMA - E01 / KARONGI	X	X	X	X	-	X	-	-	-	-	-	X
D09 KIGOMA - E02 / GIKONDO	X	X	X	X	-	X	-	-	-	-	-	X
D10 MONT KIGALI - E01 / TR1	X	X	X	-	-	X	-	-	-	-	-	X
D11 GIKONDO - E01 / KIGOMA	X	X	X	X	-	X	-	-	-	-	-	X
D12 GIKONDO - E03 / JABANA	X	X	X	X	-	X	-	-	-	-	-	X
D13 JABANA 1 - E02 / GIKONDO	X	X	X	X	-	X	-	-	-	-	-	X
D14 JABANA 1 - E01 / MUKUNGWA	X	X	X	X	-	X	-	-	-	-	-	X
D15 RULINDO - E01 / TR1	X	X	X	-	-	X	-	-	-	-	-	X
D16 GIFURWE - E01 / TR1						X					-	X
D17 MUKUNGWA - E03 / JABANA1	X	X	X	X	-	x	-	-	-	-	-	X
D18 MUKUNGWA - E01 / NTARUKA	X	X	X	X	-	X	-	-	-	-	-	X
D19 NTARUKA - E01 / MUKUNGWA	X	X	X	X	-	X	-	-	-	-	-	X
D20 JABANA 1 - E03 / BIREMBO	X	X	X	X	-	X	-	-	-	-	-	X
D21 BIREMBO - E01 / JABANA	X	X	X	X	-	X	-	-	-	-	-	X

CONFIGURATION DES FONCTIONS DE PROTECTION

Tableau 4 : Zones de protection des lignes 110KV

← Direction Amont		→ Direction Aval				
Zone 5	Zone 3	Poste – Depart N°. / Nom	Zone 1	Zone 1B	Zone 2	Zone 4
Section correspondante [120% longueur de la ligne ou 50% Transformateur]	Protection des JB		Section correspondante [80% A to B]	Section correspondante [100% AB + 20% BC]	Section correspondante [100% AB + 40% BC ou + 20% Transformateur]	Section correspondante [100% AB + 120% BC ou + 20% (60%) Transformer]
50% MRU1 TR1	X	D01 MURURU1 - E01 / TR1	80% MRU1 - MRU2	120% MRU1 - MRU2	100% MRU1 – MRU2 + 40% MRU2 - RSZ2	100% MRU1 – MRU2 + 120% MRU2 - RSZ2
120% MRU2 - KRGI	X	D02 MURURU2 - E04 / MURURU1	80% MRU2 – MRU1	120% MRU2 – MRU1	100% MRU2 – MRU1 + 20% MRU1 TR1	100% MRU2 – MRU1 + 60% MRU1 TR1
120% MRU2 – RSZ2	X	D03 MURURU2 - E05 / KARONGI	80% MRU2 - KBGR	100% MRU2 – KRGI + 20% KRGI – KBY1	100% MRU2 – KRGI + 40% KRGI – KBY1	100% MRU2 – KBGR + 120% KRGI – KBY1
50% KBGR TR1	X	D04 KIBOGORA - E01 / TR1	80% KBGR – KRGI	100% KBGR – MRU2 + 20% KRGI – KBY1	100% KBGR – KRGI + 40% KRGI – KBY1	100% KBGR – KRGI + 120% KRGI – KBY1
120% KRGI - KGMA	X	D05 KARONGI - E03 / MURURU2	80% KRGI - KBGR	100% KRGI – MRU2 + 20% MRU2 - RSZ	100% KRGI – MRU2 + 40% MRU2 - RSZ2	100% KRGI – KBGR + 120% MRU2 - RSZ2
120% KRGI – MRU2	X	D06 KARONGI - E02 / KIGOMA	80% KRGI - KLDA	100% KRGI – KGMA + 20% KGMA - MKGI	100% KRGI – KGMA + 40% KGMA - MKGI	100% KRGI – KLDA + 120% KGMA - MKGI
50% KLDA TR1	X	D07 KILINDA - E01 / TR1	80% KLDA - KRGI	100% KLDA – KGMA + 20% KRGI – KBY1	100% KLDA – KRGI + 40% KRGI – KBY1	100% KLDA – KRGI + 120% KRGI – KBY1
120% KGMA - GKDO	X	D08 KIGOMA - E01 / KARONGI	80% KGMA - KLDA	100% KGMA – KRGI + 20% KRGI – KBY1	100% KGMA – KRGI + 40% KRGI – KBY1	100% KGMA – KLDA + 120% KRGI – KBY1
120% KGMA - KRGI	X	D09 KIGOMA - E02 / GIKONDO	80% KGMA - MKGI	100% KGMA – GKDO + 20% GKDO – JBN1	100% KGMA – GKDO + 40% GKDO – JBN1	100% KGMA – GKDO + 120% GKDO – JBN1
50% MKGI TR1	X	D10 MONT KIGALI - E01 / TR1	80% MKGI - KGMA	100% MKGI – GKDO + 20% GKDO – JBN1	100% MKGI – GKDO + 40% GKDO – JBN1	100% MKGI – GKDO + 120% GKDO – JBN1
120% GKDO – JBN1	X	D11 GIKONDO - E01 / KIGOMA	80% GKDO - MKGI	100% GKDO – KGMA + 20% KGMA - KLDA	100% GKDO – KGMA + 40% KGMA - KLDA	100% GKDO – KGMA + 120% KGMA - KLDA
120% GKDO - KGMA	X	D12 GIKONDO - E03 / JABANA	80% GKDO – JBN1	100% GKDO – JBN1 + 20% JBN1 – BRB1	100% GKDO – JBN1 + 40% JBN1 – BRB1	100% GKDO – JBN1 + 120% JBN1 – BRB1
120% JBN1 - MKWA	X	D13 JABANA 1 - E02 / GIKONDO	80% JBN1 - GKDO	100% JBN1 - GKDO + 20% GKDO - MKGI	100% JBN1 – GKDO + 40% GKDO - MKGI	100% JBN1 – GKDO + 120% GKDO - MKGI
120% JBN1 - GKDO	X	D14 JABANA 1 - E01 / MUKUNGWA	80% JBN1 - RLDO	100% JBN1 – MKWA + 20% MKWA - NTRK	100% JBN1 – MKWA + 40% MKWA - NTRK	100% JBN1 – MKWA + 120% MKWA - NTRK
50% RLDO TR1	X	D15 RULINDO - E01 / TR1	80% RLDO – JBN1	100% RLDO – MKWA + 20% JBN1 – BRB1	100% RLDO – JBN1 + 40% JBN1 – BRB1	120% RLDO – JBN1 + 120% JBN1 – BRB1
		D16 GIFURWE - E01 / TR1				
120% MKWA - NTRK	X	D17 MUKUNGWA - E03 / JABANA1	80% MKWA - RLDO	100% MKWA – JBN1 + 20% JBN1 – BRB1	100% MKWA – JBN1 + 40% JBN1 – BRB1	100% MKWA – JBN1 + 120% JBN1 – BRB1
120% MKWA – JBN1	X	D18 MUKUNGWA - E01 / NTARUKA	80% MKWA - NTRK	120% MKWA - NTRK	100% MKWA – NTRK + 20% NTRK TR1+2	100% MKWA – NTRK + 60% NTRK TR1+2
50% NTRK TR1+2	X	D19 NTARUKA - E01 / MUKUNGWA	80% NTRK - MKWA	120% NTRK - MKWA	100% NTRK – MKWA + 40% MKWA - RLDO	100% NTRK – MKWA + 120% MKWA - RLDO
120% JBN1 - MKWA	X	D20 JABANA 1 - E03 / BIREMBO	80% JBN1 – BRB1	120% JBN1 – BRB1	100% JBN1 – BRB1 + 20% BRB1 TR1+2	100% JBN1 – BRB1 + 60% BRB1 TR1+2
50% BRB1 TR1+2	X	D21 BIREMBO - E01 / JABANA	80% BRB1 – JBN1	120% BRB1 – JBN1	100% BRB1 – JBN1 + 40% JBN1 – GKDO	100% BRB1 – JBN1 + 120% JBN1 – GKDO

TABLEAU DES ZONES DE PROTCTION DES LIGNES 110KV

TABEAU 5: TABEAU DES DONNEES NECESSAIRES POUR LA CONFIGURATION DES PARAMETRES DU RESEAU

No du Relais	No d'identification	Emplacement	Ratio TC			Ratio TP			Facteur primaire/secondeire	Transformateur		PARAMETRE DES LIGNES										
			Primaire	Secondeire	Ratio	Primaire	Secondeire	Ratio		Ucc(%)	S _N MVA	Longueur des lignes	Type	R1'Ω/km PRIM.	X1'Ω/km PRIM.	X1'Ω/km SEC.	R0'Ω/km PRIM	X0'Ω/km PRIM	Courant Nominal In	I _{b>} max. (DIST)	φ	Capacitance C1' μF/km PRIM.
D01	1023	MRU1	100 A	5 A	20	110 kV	0.10 kV	1100	0.018182	7.75	10	0.4 km	AL/AC 157/25	0.213	0.437	0.0079	0.554	1.430	570 A	300 A	64°	0.008
D02	1022	MRU2	100 A	1 A	100	110 kV	0.11 kV	1000	0.100000	7.75	10	0.4 km	AL/AC 157/25	0.213	0.437	0.0437	0.554	1.430	570 A	300 A	64°	0.008
D03	1012	MRU2	200 A	1 A	200	110 kV	0.11 kV	1000	0.200000			42.0 km	AL/AC 240/40	0.123	0.427	0.0854	0.327	1.119	645 A	300 A	74°	0.009
D04	1013	KBGR	50 A	1 A	50	110 kV	0.10 kV	1100	0.045455	8.67	6	42.0 km	AL/AC 240/40	0.123	0.427	0.0194	0.327	1.119	645 A	300 A	74°	0.009
D05	1011	KRGI	200 A	1 A	200	110 kV	0.10 kV	1100	0.181818			42.0 km	AL/AC 240/40	0.123	0.427	0.0776	0.327	1.119	645 A	300 A	74°	0.009
D06	1008	KRGI	200 A	1 A	200	110 kV	0.10 kV	1100	0.181818			27.0 km	AL/AC 240/40	0.123	0.427	0.0776	0.327	1.119	645 A	300 A	74°	0.009
D07	1010	KLDA	25 A	5 A	5	110 kV	0.10 kV	1100	0.004545	7.5	1.6	27.0 km	AL/AC 240/40	0.123	0.427	0.0019	0.327	1.119	645 A	300 A	74°	0.009
D08	1009	KGMA	200 A	5 A	40	110 kV	0.10 kV	1100	0.036364			29.6 km	AL/AC 240/40	0.123	0.427	0.0155	0.327	1.119	645 A	300 A	74°	0.009
D09	1006	KGMA	200 A	5 A	40	110 kV	0.10 kV	1100	0.036364			43.7 km	AL/AC 240/40	0.123	0.427	0.0155	0.327	1.119	645 A	300 A	74°	0.009
D10	1007	MKGI	50 A	5 A	10	110 kV	0.11 kV	1000	0.010000	9.8	10	5.4 km	AL/AC 240/40	0.123	0.427	0.0043	0.327	1.119	645 A	300 A	74°	0.009
D11	1005	GKDO	200 A	5 A	40	110 kV	0.10 kV	1100	0.036364			5.4 km	AL/AC 240/40	0.123	0.427	0.0155	0.327	1.119	645 A	300 A	74°	0.009
D12	1014	GKDO	200 A	5 A	40	110 kV	0.10 kV	1100	0.036364			9.1 km	AL/AC 240/40	0.123	0.427	0.0155	0.327	1.119	645 A	300 A	74°	0.009
D13	1015	JBN1	200 A	5 A	40	110 kV	0.10 kV	1100	0.036364			9.1 km	AL/AC 240/40	0.123	0.427	0.0155	0.327	1.119	645 A	300 A	74°	0.009
D14	1001	JBN1	200 A	5 A	40	110 kV	0.10 kV	1100	0.036364			27.9 km	AL/AC 157/25	0.213	0.437	0.0159	0.554	1.430	570 A	300 A	64°	0.008
D15	1003	RLDO	25 A	5 A	5	110 kV	0.10 kV	1100	0.004545	7.5	3.15	27.9 km	AL/AC 157/25	0.213	0.437	0.0020	0.554	1.430	570 A	300 A	64°	0.008
D16	1004	GFWE																				
D17	1002	MKWA	100 A	1 A	100	110 kV	0.11 kV	1000	0.100000			47.0 km	AL/AC 157/25	0.213	0.437	0.0437	0.554	1.430	570 A	300 A	64°	0.008
D18	1020	MKWA	100 A	1 A	100	110 kV	0.10 kV	1100	0.090909	8.1	20	28.9 km	AL/AC 240/40	0.123	0.427	0.0388	0.327	1.119	645 A	300 A	74°	0.009
D19	1021	NTRK	100 A	5 A	20	110 kV	0.11 kV	1000	0.020000	8.1	20	28.9 km	AL/AC 240/40	0.123	0.427	0.0085	0.327	1.119	645 A	300 A	74°	0.009
D20	1018	JBN1	200 A	1 A	200	110 kV	0.10 kV	1100	0.181818	9.22	30	7.2 km	AL/AC 157/25	0.190	0.346	0.0629	0.554	1.430	570 A	300 A	61°	0.009
D21	1019	BRB1	200 A	1 A	200	110 kV	0.10 kV	1100	0.181818	9.22	30	7.2 km	AL/AC 157/25	0.190	0.346	0.0629	0.554	1.430	570 A	300 A	61°	0.009

5.2. Exemple de calcul

5.2.1. Détermination de la valeur de réglages du courant de ligne $I_{>>max}$.

Ici on a considéré que la puissance maximum que les lignes de transport du réseau Rwandais 110KV est de 50MVA.

Le courant nominal sur toutes les distances des lignes Haute Tension est donné par la formule

suivante : $I_{nom.} = \frac{S}{\sqrt{3}XU}$

S= La puissance apparente max. que la ligne peut transporter (50MVA=50.000KVA)

U= Le niveau de tension (110KV)

Alors, $I_{nom.} = \frac{50.000}{\sqrt{3}X110} = 262,43A$

En admettant que le courant peut varier jusqu'à $1,2I_{nom}$, le courant maximum sera $1,2x262,43=315A$.

Alors, nous avons adopté 300A, comme le courant $I_{>>max}$. qui doit être configuré dans les relais.

5.3. Valeurs de réglage des temps de temporisation des relais

Le tableau suivant nous montre les valeurs de temps de temporisation de la fonction de protection de distance des relais qui ont été choisies pour permettre une bonne coordination des relais de protection et par conséquent, assurant une stabilité du réseau.

Tableau 6 : Valeurs de réglage des temps de temporisation des relais

N°	Zone	Temps de temporisation
1	Zone 1	0 Seconde
2	Zone 1B	0 Seconde
3	Zone 2	0,5 Seconde
4	Zone 3	0,3 Seconde
5	Zone 4	1,5 Seconde
6	Zone 5	2 Seconde

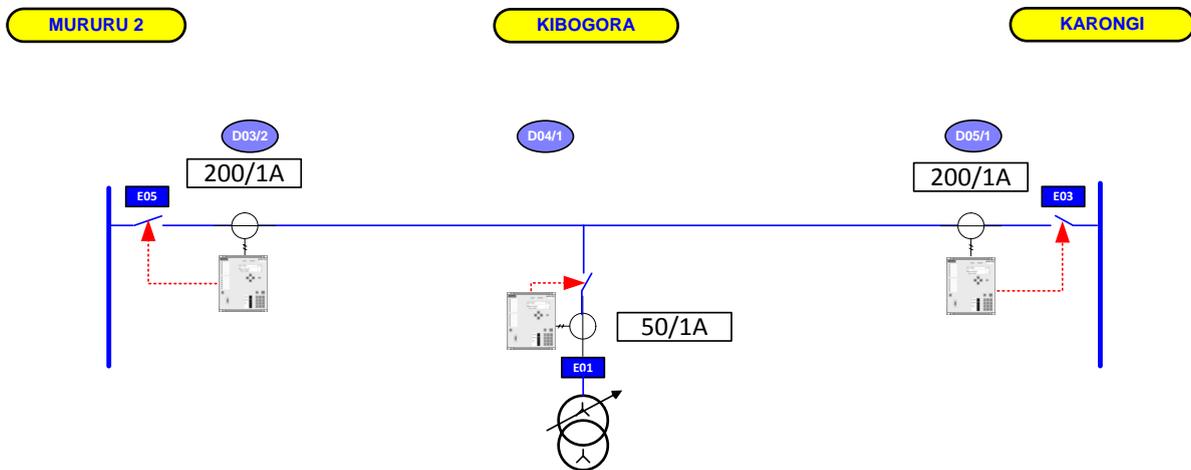
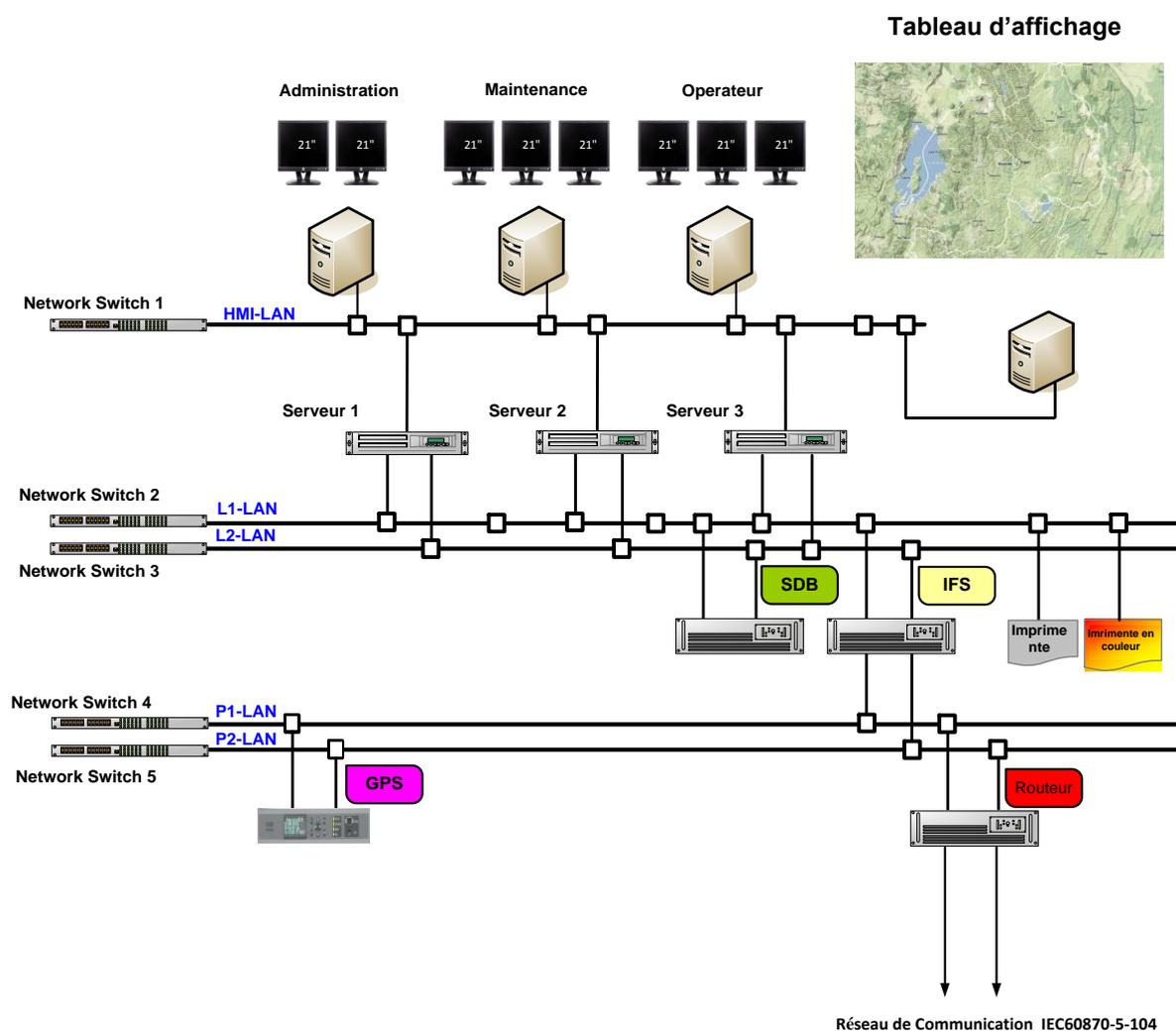


FIGURE 23: SCHEMA UNIFILAIRE ILLUSTRANT L'INSTALLATION DES RELAIS ET COMMANDE DES DISJONCTEURS

5.4. Intégration des relais dans le Système SCADA

Tous les relais numériques de protection différentielle et de distance représentés dans la figure 20 seront intégrés dans le système SCADA récemment instauré pour superviser, contrôler, collecter et sauvegarder les données (tensions, courants, fréquences, puissances...) du réseau national Haute Tension et une partie du réseau Moyenne Tension. Le but de l'intégration des relais dans le système SCADA est de pouvoir recueillir les informations sur l'état des relais ou l'état des circuits protégés par les relais.



SDB : Serveur de Base de données
 IFS : Interface de Serveur

Figure 25 : Réseau du Système SCADA au Centre National de Contrôle (NCC)

Pour pouvoir intégrer les relais dans le Système SCADA, chaque relais sera connecté sur RTU (Remonte Contrôle Unit). RTU est l'équipement qui est installé dans chaque poste ou centrale dont le rôle est de recueillir les données des paramètres électriques et les informations sur l'état de tous les équipements du poste de transformation et Centrale afin de les transmettre au NCC (National Control Center).

Les numéros d'identification attribués au relais (voir tableau 5, 2^{ème} colonne) permettront la configuration des relais dans le Système SCADA. La figure ci-dessous nous donne l'exemple des équipements de SCADA, ainsi que les relais de protection numériques à installer qui seront connectés sur RTU au poste de Kigoma.

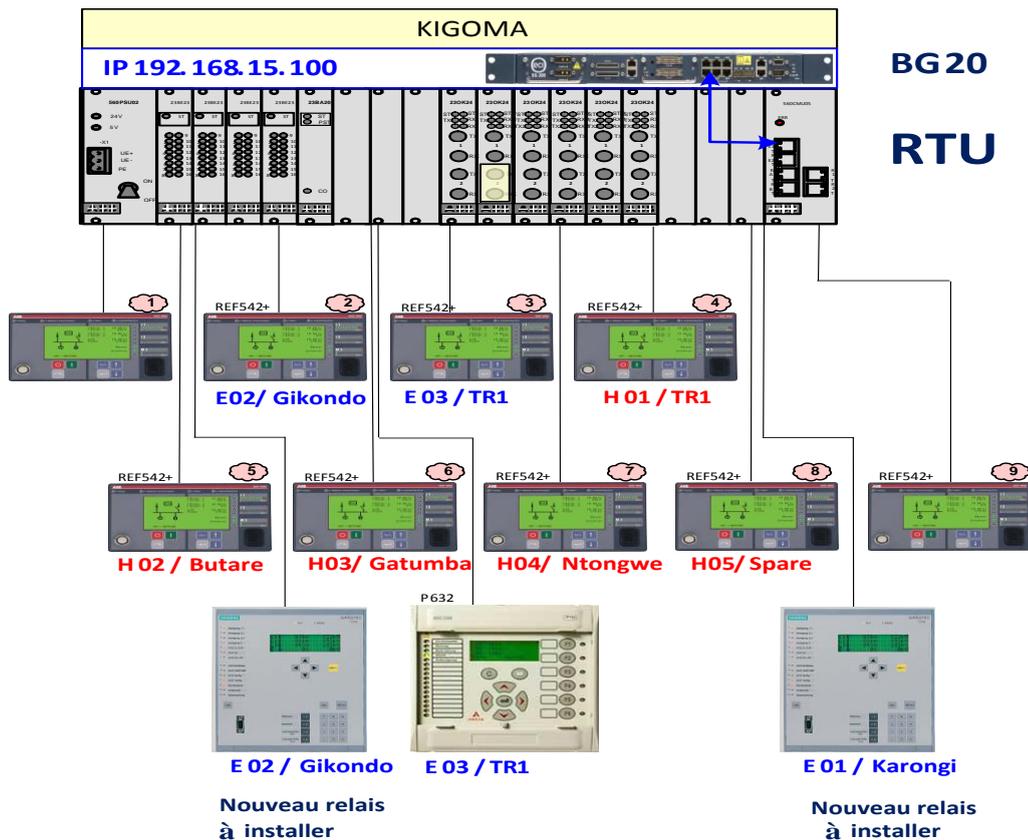


Figure 24 : Les équipements du système SCADA et les relais de protection au poste Kigoma

La communication entre le Système SCADA installé au NCC avec les postes et Centrales se fait à l'aide des équipements appelés BG-20, ECI Platforms qui permet une connectivité de LAN fiable en fournissant l'Ethernet rapide utilisant le Système de multiplexage appelé SDH (Synchronous Digital Hierarchy).

Les équipements REF 542 installés dans les postes, combinent les fonctions de mesure, surveillance, protection (protection de secours à maximum de courant) et contrôle des lignes Hautes Tension et départs des lignes Moyenne Tension, tandis que les équipements MICOM P632 sont utilisés pour mesure, surveillance, contrôle et protection des transformateurs. Toutes les données collectées par lesdits équipements sont collectées par RTU installés dans chaque poste et centrale et envoyées au NCC à l'aide des équipements de communication BG-20 utilisant le Système de multiplexage SDH, à travers le réseau fibre optique installés sur le Réseau Haute Tension.

5.5. Devis estimatif de fourniture et installation des relais et accessoires

Ce devis consiste à déterminer le prix estimatif pour la fourniture et l'installation des relais et autre accessoires nécessaires pour la réalisation du système de protection des lignes 110KV du réseau Rwandais. Rappelons que les câbles optiques et les boîtes de jonctions et terminales ont été installés sur toutes les lignes 110KV du réseau Rwandais lors de l'instauration du système SCADA.

Pos	DESIGNATION	Unité	Qté	P.U (€)	P.T (€)
1	Relais de protection différentielle et de distance des lignes à plusieurs extrémités	pce	13	29 000	377 000
2	Câble optique avec connecteur ST-Multimode reliant le relais et RTU	pce	17	55	935
3	Câble optique avec connecteur FC-Monomode reliant le relais et les boîtes de jonction	pce	34	48	1 632
4	Autre accessoires pour l'installation	Forfait			28 000
5	Sous Total I				407 567
6	Exécution (30% du coût de matériel)				122 270
7	Sous Total II				529 837
8	TVA (18 % du S/total I)				95 371
9	TOTAL GENERAL				625 208
10	Délais d'Exécution	Six Mois			

Le Prix Estimatif de Fourniture et l'Installation des Relais s'élève à Six Cent Vingt Cinq Mille Deux Cent Huit Euro

5.6. Evaluation financière du projet

5.6.1. Introduction

L'objectif de l'évaluation financière est de vérifier si le projet sera rentable en faisant une étude coûts – bénéfices qui nous permettra de connaître la contribution du projet à l'économie de l'Institution. Ici on va comparer le cout d'investissement et les dépenses d'exploitation ou de maintenance avec bénéfices que le projet apportera a l'EWSA.

5.6.2. Coûts d'investissement du projet

Ici, le coût d'investissement est le coût de fourniture et installation du système de protection différentielle et de distance sur toutes les lignes 110KV du réseau Rwandais. Comme nous l'avons calculé, le coût d'investissement est 625 208 €.

5.6.3. Dépense

Les fabricants des relais nous assurent qu'ils n'ont pas besoins d'aucune maintenance après leur installation. Donc, on peut estimer que les dépenses d'exploitation et de maintenance après l'installation des relais sont négligeables.

5.6.4. Bénéfices

Comme nous l'avons déjà évoqué, l'objectif principal du projet est de limiter autant que possible les manques totaux du courant provenant de mauvais fonctionnement et manque de coordination des relais de protection existants.

En se basant des données enregistrées au Centre Nationale de Contrôle d'Exploitation d'Electricité d'EWSA appelé NECC (National Electricity Control Center), la situation des manques totaux d'électricité pendant l'année 2011 était comme suit :

Tableau 7 : Manques totaux d'Electricité au cours de l'année 2011

Mois	2011			
	Nombre de manque d'électricité	Temps (min)	Puissance moyenne (MW)	Energie Calculée (MWh)
Janvier	4	107	57,18	101,97
Février	5	60	61,42	61,42
Mars	7	107	65,25	116,36
Avril	7	129	65,99	141,88
Mai	5	93	65,33	101,26
Juin	6	135	64,99	146,23
Juillet	7	86	65,39	93,73
Aout	2	63	65,47	68,74
Septembre	5	119	64,99	128,90
Octobre	4	73	65,47	79,66
Novembre	6	69	66,46	76,43
Décembre	7	89	68,75	101,98
TOTAL	65	1.130		1.218,55

- L'énergie perdue à cause des manques totaux au cours de l'année 2011, est 1.218,55 MWh=1.218.550 KWh
- En supposant que les manques totaux seront réduits à 80% après la réalisation de ce projet, l'énergie récupérée sera $1.218.550 \times 80/100 = 974.846$ KWh
- Le cout d'un KWh au Rwanda est 125 Frw/KWh
- Le montant total d'argent qui sera récupéré = $974.846 \times 125 = 121.855.800$ Frw ou 145.066€ (avec le taux d'échange de 840 Frw par 1 Euro) ; Après la réalisation de ce projet, cette somme sera considérée comme bénéfice ou revenue annuel.

5.6.5. Délai de récupération

Le Délai de récupération est le temps nécessaire qu'il faut pour pouvoir récupérer le coût d'investissement. Ici, en supposant qu'on aura le revenu annuel 145.066€, le délai de récupération sera calculé comme suit :

Délai de récupération = coût d'investissement /Revenue annuel=625.208/145.066=4.31 ans
soit quatre ans et quatre mois

5.6.6. Constatation

Sans tenir compte aux multiples effets nuisibles qui sont causés par les coupures du courant, seulement en convertissant en argent les pertes causées par les manques totaux d'électricité, on constate que le coût d'investissement du projet sera récupéré pendant Quatre ans et quatre mois seulement. De ce fait, on admet que le projet est **rentable, car l'entreprise récupèrera l'argent investi pendant une courte période de temps sans oublier que le Réseau sera plus Stable.**

6. SPECIFICATIONS TECHNIQUES DES RELAIS A UTILISER DANS CE PROJET

6.1. Caractéristiques Générales

- Système à microprocesseur 32-bits puissant.
- Surveillance des grandeurs de mesure et traitement numérique complet, depuis l'échantillonnage des grandeurs analogiques d'entrée jusqu'à l'activation des sorties binaires et la communication entre les appareils pour, par exemple, déclencher ou enclencher les disjoncteurs ou autres appareils de coupure.
- Séparation électrique et galvanique totale entre les étages de traitement interne, les circuits des transformateurs externes, les circuits de contrôle et les circuits d'alimentation en courant continu. Ces séparations sont réalisées au niveau des transformateurs de mesure, des entrées/sorties binaires et des convertisseurs à courant continu.
- Système de protection pour les lignes ayant jusqu'à 6 extrémités avec prise en compte de la présence éventuelle d'un transformateur de puissance dans la zone de protection (définir à la commande).
- Utilisation aisée de l'appareil au travers d'un panneau de commande intégré ou au moyen d'un ordinateur individuel.

6.2. Protection Différentielle

- Protection différentielle avec transfert de données numériques pour la protection d'éléments ayant jusqu'à 6 extrémités.
- Protection contre tous les types de défauts, quel que soit le type de mise à la terre du réseau.
- Distinction fiable entre les phénomènes liés aux courts-circuits et aux charges, y compris dans le cas de défauts à haute impédance ou à faible courant par l'utilisation de méthodes de mesure adaptatives.
- Sensibilité élevée en cas d'exploitation sur charge faible, très grande stabilité contre des sauts de charges et les oscillations de puissance.

- Les mesures sont effectuées phase par phase. La sensibilité de la fonction de protection différentielle est donc indépendante du type de défaut.
- Adapté à la présence de transformateurs dans la zone de protection (définir à la commande).
- Méthode de mesure de haute sensibilité permettant l'élimination de défauts fortement impédants ou à faible courant.
- Immunité contre les courants d'enclenchement et les courants de charge — y compris en cas de présence d'un transformateur de puissance dans la zone de protection — ainsi que contre les phénomènes électriques à hautes fréquences liés aux coupures.
- Stabilité élevée même en cas de saturation des transformateurs de courants.
- Stabilisation adaptative dérivée automatiquement des grandeurs mesurées et des données relatives aux transformateurs de courant préalablement programmées.
- Déclenchement rapide et sélectif en phase des extrémités passives ou faiblement alimentées (source faible) de l'objet à protéger (Interdéclenchement).
- Faible dépendance à la fréquence grâce à un système d'ajustement de fréquence.
- Transmission de données numériques de protection; communication interappareils via des chemins de communication dédiés (p.ex. fibres optiques) ou via un réseau de communication.
- Possibilité de synchronisation par GPS. Augmentation de la sensibilité de la protection par compensation des différences de temps de transmission.
- Surveillance permanente de la transmission des données de protection avec ajustement automatique des délais de transmission en cas de perturbation ou de perte de la communication ou en cas de fluctuation des temps de transmission.
- Commutation automatique des voies de communication en cas de perte ou de dérangement de la transmission (pour une topologie de communication en anneau
- Possibilité de déclenchement sélectif par phase (définir à la commande) pour une exploitation avec réenclenchement automatique monophasé.

6.3. Protection de Distance

- Protection pour tous les types de défauts dans les systèmes avec point neutre mis à la terre, compensé ou isolé

- La différenciation fiable entre la charge et les conditions de défaut sur lignes longues et fortement chargées
- Haute sensibilité dans le cas d'un système faiblement chargé, la stabilité extrême contre les sauts de charge et les oscillations de puissance
- Six zones de distance, sélectionnable comme avant, arrière ou non directionnelle
- Convient pour les lignes avec compensation série
- Insensible à la saturation du transformateur de courant
- Compensation contre l'influence d'une droite parallèle
- déclenchement a phases séparés (avec réenclenchement unipolaire ou tripolaire)
- Non retard de déclenchement lors de l'enclenchement sur défaut est possible

6.4. Protection de surintensité

- Utilisable en tant que protection de secours en cas de perte de la communication, comme protection de réserve (réserve permanente) en parallèle avec la protection différentielle principale N°1 et Protection de distance principale N°2.
- Maximum trois seuils de déclenchement à temps constant et un seuil de déclenchement à temps dépendant à la fois sur les courants de phase et le courant de neutre.
- Pour les seuils de courants à temps dépendant, possibilité de choix de la caractéristique sur base d'un catalogue de caractéristiques standardisées;
- Possibilités de blocage dynamique de la fonction, par exemple dans le cadre d'un schéma de sélectivité logique.
- Possibilité de déclenchement instantané de n'importe quel seuil en cas d'enclenchement sur défaut.

6.5. Autres fonctions de protection nécessaires

- Avec seuils de courants indépendants pour la surveillance de la circulation de courant sur chaque pôle du disjoncteur.
- Avec temporisations indépendantes pour le déclenchement monophasé et triphasé.
- Démarrage par ordre de déclenchement de chaque fonction de protection intégrée.
- Possibilité de démarrage par fonction de déclenchement externe.

6.6. Réenclencheur automatique

- Pour le réenclenchement suite à un déclenchement monophasé, triphasé ou mono et triphasé
- Une ou plusieurs tentatives de réenclenchement (jusqu'à 8 tentatives de réenclenchement).
- Temps d'action séparés pour chaque tentative de réenclenchement, possibilité de fonctionnement sans temps d'action.
- Temps de pause différents en cas de déclenchement monophasé et triphasé, réglages différents pour chacune des quatre premières tentatives de réenclenchement.
- Possibilité de lancement du réenclencheur automatique sur base des informations de démarrage de la protection avec temps de pauses différents pour un démarrage monophasé, biphasé ou triphasé.

6.7. Fonctions de supervision

- Supervision des circuits de mesure internes, de la source de tension auxiliaire ainsi que du matériel et du logiciel permettant d'atteindre un haut degré de disponibilité.
- Surveillance des circuits secondaires des transformateurs de courant et de tension par contrôle de symétrie et de sommation.
- Supervision des systèmes de communication avec calcul de statistiques de fonctionnement et indication du nombre de télégrammes erronés reçus.
- Contrôle de cohérence des réglages de tous les appareils du système différentiel: pas de démarrage du système à microprocesseur en cas d'incohérence qui pourraient conduire à un fonctionnement intempestif du système de Protection différentielle.
- Possibilité de supervision du circuit de déclenchement.
- Contrôle des mesures locales et distantes et comparaison de ces mesures entre elles.
- Supervision des circuits secondaires des transformateurs de courant avec blocage rapide et sélectif de la fonction de Protection différentielle en cas de coupure du circuit.

6.8. Autres caractéristiques

- Horloge interne protégée par batterie
- Calcul et affichage permanent des valeurs de service mesurées sur l'écran de l'appareil. Affichage des valeurs mesurées à l'autre extrémité et/ou à toutes les extrémités.
- Consignation de manière chronologique (résolution 1 ms) des données relatives aux défauts et ce pour les 8 derniers défauts;
- Enregistrement, sauvegarde et transfert de perturbographie (durée maximum de 15 sec).
- Statistiques de manœuvre. Enregistrement des statistiques de manœuvre du disjoncteur y compris le nombre d'ordres de déclenchement émis ainsi que les courants coupés cumulés de chaque pôle du disjoncteur défaut de terre directionnelle

6.9. Données Techniques des relais

Tableau 8 : Tableau des données Techniques des relais

Paramètre	Option d'utilisation
Protection différentielle des lignes à plusieurs extrémités (ANSI 87)	2 à 6
Haute sensibilité du courant de phase	1A
Tension auxiliaire	110 to 250V DC
Binaires d'entrée	8
Binaires de sortie	16
Langue	Anglais ou français (sélectif)
Système d'interface	IEC 60870-5-103, 820nm connecteur ST optique
Modem d'interface côté électrique	RS485
Interface de protection	1 optique 1550nm, LC-duplex, connecteur pour câbles de longueur jusqu'à 60km et pour une connexion directe via le monomode
Réenclencheur automatique (ANSI 79)	Oui
Vérificateur de synchronisme(ANSI 25)	Oui
Protection de surintensité (ANSI 50, 50N 51, 51N)	Oui
Protection contre la défaillance disjoncteur (ANSI 50BF)	Oui
Défaut de terre directionnelle (ANSI 20N, 51N, 67N)	Oui
Protection de distance avec méthode de secours (ANSI 21, 21N) ($I>$, U/I , $U/I/\phi$, $Z<$)	Oui
Protection à maximum / minimum de tension (ANSI 27, 59)	Oui
Protection à maximum minimum de fréquence (ANSI 81)	Oui

7. CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

Notre étude s'est déroulée en visitant toutes les postes de transformation HT/MT et toutes les Centrales de production débitant l'électricité dans les lignes Haute Tension 110KV, dans le but de déterminer l'état actuel des systèmes de protection des lignes 110KV.

Nous avons constaté que le système de protection actuel des lignes 110KV est assuré par les relais de protection de distance statiques, ainsi que les relais de protection à maximum de courant et des relais de protection différentielle et de distance mais utilisant seulement la fonction de protection de distance, car le système de communication des relais ne fonctionne plus.

Nous avons aussi constaté que suite à une mauvaise coordination et sélectivité des relais de protection existant, il y a beaucoup de manques totaux d'électricité observés au Centre Nationale de Contrôle d'Exploitation d'Electricité (NECC) ; c'est la raison pour laquelle nous avons fait une étude d'améliorer le système de protection des lignes Haute Tension 110KV en utilisant les relais modernes de protection différentielles et de distance ayant aussi l'option de protection à maximum de courant comme protection de secours.

Nous avons collecté toutes les informations nécessaires en rapport avec les paramètres des lignes 110KV du réseau Rwandais (Longueurs des lignes, Section des conducteurs, Résistances et Réactances linéiques et homopolaires...), les informations sur les alternateurs, les transformateurs de puissance, les transformateurs de courant, les transformateurs de tension installés....

Toutes ces informations nous ont permis de déterminer les spécifications techniques des relais de protection différentielle et de distance qui seront utilisés et adopter les valeurs de réglage des relais assurant la bonne coordination du système de protection.

Nous avons identifié et déterminé les travaux à faire, ainsi que les matériels ou équipements nécessaires pour l'instauration du nouveau système de protection différentielle et de distance dans chaque poste de transformation et centrale de production d'électricité.

La détermination de tous les matériels et équipement nécessaire nous a permis d'établir le devis estimatif nécessaire pour l'instauration du nouveau système de protection efficace différentielle et de distance des lignes 110KV du réseau Rwandais ainsi que l'évaluation financière du projet.

L'instauration du système de protection différentielle et de distance des lignes 110KV apportera une Stabilité du Réseau Haute Tension, ce qui réduira autant que possible les manques totaux d'électricité causés par le mauvais fonctionnement du système de protection actuel.

Compte tenu de l'urgence et l'importance d'amélioration du Système de protection des lignes Hautes Tension du Réseau Rwandais, nous recommandons à l'EWSA de disponibilité les fonds nécessaires pour mettre en œuvre ce projet.

Nous recommandons aussi à l'EWSA de mettre en œuvre le projet d'améliorer le niveau de tension de ligne Birembo-Rwinkwavu actuellement 70KV à 110KV en vue de réduire les pertes dans la ligne et augmenter sa capacité de transport. Ce projet donnera à l'EWSA l'opportunité de de réhabiliter les postes de transformation de Gasogi, Musha, Kabarondo et Rwinkwavu qui sont actuellement en mauvais état et d'améliorer le Système de protection des lignes de ladite Section.

REFERENCE BIBLIOGRABHIQUE

- [1] Documentation d'EWSA
- [2] Protection des réseaux électriques _Guide de la protection. *Schneider Electric*
- [3] Cours d'Electricité industrielle _Distribution Electrique HTA. *BAGRE Ahmed O*,
Professeur 2iE
- [4] Catalogue de Relais SIPROTEC 7SD52
- [5] Network Protection & Automation Guide. *SIEMENS*
- [6] Electric Power Distribution Handbook, By *Tom Short, Schenectady, New York*
- [7] Gestionnaire du réseau de transport d'électricité _Cahier des charges général postes HTB
(domaine contrôle commande), *Centre national d'expertise réseaux, Renault - 92068 Paris
la défense Cedex.*
- [8] Calcul des courants de court-circuit. Cahier technique n° 158, *Schneider Electric*

Sites Internet

- [9] <http://www.directindustry.fr/prod/energy-automation/relais-de-protection-a-distance-pour-ligne-electrique-30064-216819.html>
- [10] <http://www.schneider-electric.fr/sites/france/fr/produits-services/offre-produits>
- [11] <http://www.ee.uidaho.edu/ee/power/EE525/Lectures/L9/RelayDeviceNumbers.pdf>

ANNEXE 1: LES PRINCIPALES FONCTIONS DE PROTECTION

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

Code ANSI	Libellé de la fonction	Définition
12	Survitesse	Détection de 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 entretenue par les machines tournantes après déconnexion de l'alimentation
27TN	Minimum de tension résiduelle (harmonique	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 instantané	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 instantané	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 instantané	Protection triphasée contre les courts-circuits entre phases, à seuil dépendant de la tension
50/27	Mise sous tension accidentelle générateur	Détection de mise sous tension accidentelle de générateur
51	Maximum de courant phase temporisée	Protection triphasée contre les surcharges et les courts-circuits entre phases
51N ou 51G	Maximum de courant terre temporisée	Protection contre les défauts à la terre : 51N : courant résiduel calculé ou mesuré par 3 TC 51G : courant résiduel mesuré directement par un seul capteur (TC ou tore)
51V	Maximum de courant phase à retenue de tension temporisée	Protection triphasée contre les courts-circuits entre phases, à seuil dépendant de la tension
59	Maximum de tension	Protection de contrôle d'une tension trop élevée ou suffisante
59N	Maximum de tension résiduelle	Protection de détection de défaut d'isolement
63	Pression	Détection de défaut interne transformateur (gaz, pression)
64REF	Différentielle de terre restreinte	Protection contre les défauts à la terre d'enroulements triphasés couplés en étoile avec neutre relié à la terre
64G	100 % stator générateur	Détection de défauts d'isolement à la terre des enroulements statoriques (réseau à neutre impédant)
66	Limitation du nombre de démarrages	Protection contrôlant le nombre de démarrages des moteurs
67	Maximum de courant phase directionnelle	Protection triphasée contre les courts-circuits selon le sens d'écoulement du courant
67N/67NC	Maximum de courant terre directionnelle	Protection contre les défauts à la terre selon le sens d'écoulement du courant (NC : Neutre Compensé)
78	Saut de vecteur	Protection de découplage à saut de vecteur
78PS	Perte de synchronisme (pole slip)	Détection de perte de synchronisme des machines synchrones en réseau
79	Réenclencheur	Automatisme de refermeture de disjoncteur après déclenchement sur défaut fugitif de ligne
81H	Maximum de fréquence	Protection contre une fréquence anormalement élevée
81L	Minimum de fréquence	Protection contre une fréquence anormalement basse
81R	Dérivée de fréquence (rocof)	Protection de découplage rapide entre deux parties de réseau
87B	Différentielle jeu de barres	Protection triphasée contre les défauts internes de jeu de barres
87G	Différentielle générateur	Protection triphasée contre les défauts internes d'alternateurs
87L	Différentielle ligne	Protection triphasée contre les défauts internes de ligne
87M	Différentielle moteur	Protection triphasée contre les défauts internes de moteur
87T	Différentielle transformateur	Protection triphasée contre les défauts internes de transformateur

ANNEXE 2: LES REGLAGE CONSEILLES POUR LA PROTECTION DES TRANSFORMATEURS

	Défaut	Dispositif de protection adapté	Code ANSI	Indications de réglage
Surcharge		Surveillance température diélectrique (transformateur à isolation liquide)	26	Alarme 95 °C ; déclenchement 100 °C
		Surveillance température des enroulements (transformateur sec)	49T	Alarme 150 °C ; déclenchement 160 °C
		Image thermique	49 RMS	Seuil d'alarme = 100 % de l'échauffement Seuil de déclenchement = 120 % de l'échauffement Constante de temps de l'ordre de 10 à 30 minutes
		Disjoncteur basse tension		
Court-circuit		Fusible		Choix du calibre selon méthode appareilleur
		Maximum de courant phase instantanée	50	Seuil haut > I cc aval
		Maximum de courant à temps indépendant	51	Seuil bas < 5 In Temporisation \dot{S} Taval + 0,3 seconde
		Maximum de courant à temps dépendant Différentielle à pourcentage	51 87T	Seuil bas à temps inverse sélectif avec l'aval, environ 3 In Pente = 15 % + étendue du réglage
		Buchholz ou détection gaz et pression	63	logique
Défaut terre		Maximum de courant masse cuve	51G	Seuil > 20 A, temporisation 0,1 seconde
		Maximum de courant terre	51N/51G	Seuil δ 20 % I _{max} défaut terre et > 10 % calibre TC (si 3TC et retenue H2) Temporisation 0,1 seconde si MALT dans le réseau Temporisation fonction de la sélectivité si MALT sur le transformateur
		Différentielle de terre restreinte	64REF	Seuil 10 % I _n , pas de
		temporisation Maximum de courant terre point neutre	51G	Seuil < I permanent
		résistance de limitation Maximum de tension résiduelle maximum	59N	Seuil environ 10 % de V _{rsd}
Surfluxage		Contrôle de flux	24	Seuil > 1,05 Un/fn Temporisation : temps constant 1 heure

Source : Protection des réseaux électriques. Livre de Schneider Electric

ANNEXE 3: LES REGLAGES CONSEILLES POUR LA PROTECTION DES GENERATEURS

Défauts	Dispositif de protection adapté	Code ANSI	Indications de réglage
Défauts liés à la machine d'entraînement			
Surcharge	Maximum de courant	51	Seuil In, courbe à temps dépendant
	Image thermique	49RMS	Selon les caractéristiques de fonctionnement du générateur : échauffement maximal 115 à 120 %
	Sonde de température	49T	Dépend de la classe thermique du générateur
Fonctionnement en moteur	Directionnelle de puissance active	32P	Seuil 5 % (turbine) à 20 % (diesel) de Sn Temporisation de quelques secondes
Variation de vitesse	Détection mécanique de survitesse, sous-vitesse	12, 14	Seuil ± 5 % vitesse nominale Temporisation de quelques secondes
Défauts du réseau d'alimentation			
Court-circuit externe	Avec maintien du courant à 3 In	51	Seuil 2 In Temporisation sélective avec l'aval
	Sans maintien du courant à 3 In	51V	Seuil 1,2 In Temporisation sélective avec l'aval
	Minimum d'impédance (secours)	21B	Environ 0,3 Zn Temporisation sélective avec l'aval
Mise sous tension accidentelle	Mise sous tension accidentelle	50/27	Seuil de courant = 10 % In générateur Seuil de tension = 80 % Un Temps d'inhibition sur creux de tension = 5 secondes Temps minimum d'apparition de courant après apparition de tension = 250 ms
Défauts internes au générateur et sa commande			
Court-circuit entre phases	Différentielle à haute impédance	87G	Seuil 5 à 15 % In Sans temporisation
	Différentielle à pourcentage	87G	Pente 50 %, seuil 5 à 15 % In Sans temporisation
	Maximum de courant phase directionnelle	67	Seuil In Temporisation selon la sélectivité par rapport aux autres sources
Déséquilibre	Maximum de composante inverse	46	Seuil 15 % In Temporisation de quelques secondes
Défaut à la masse stator	Si neutre à la terre au niveau du stator générateur	Maximum de courant terre 51G	Seuil 10 % Imaxi défaut terre Temporisation sélective avec l'aval
		Différentielle de terre restreinte 64REF	Seuil 10 % In Sans temporisation
	Si neutre impédant au niveau du stator générateur	100 % masse stator 64G/59N	Seuil Vr _{sd} = 30 % de Vn Temporisation 5 secondes
		64G/27TN	Seuil adaptatif = 15 % Vr _{sd} harmonique 3
	Si neutre à la terre dans le réseau	Maximum de courant terre du côté du disjoncteur du générateur 51N/51G	Seuil 10 à 20 % Imaxi défaut terre Temporisation de l'ordre de 0,1 seconde
	Maximum de tension résiduelle si le générateur est découplé 59N	Seuil Vr _{sd} = 30 % de Vn Temporisation de quelques secondes	
	Si neutre isolé	Maximum de tension résiduelle 59N	Seuil Vr _{sd} = 30 % de Vn Temporisation de quelques secondes
Défaut masse rotor	Contrôleur permanent d'isolement		
Perte d'excitation	Maximum de puissance réactive directionnelle	32Q	Seuil 30 % de Sn Temporisation de quelques secondes
	Mesure d'impédance	40	Xa = 0,15 Zn, Xb = 1,15 Zn, Xc = 2,35 Zn Temporisation cercle Zn : 0,1 seconde Temporisation cercle Xd : sélective avec l'aval
Perte de synchronisme	Perte de synchronisme	78PS	Loi des aires : temporisation 0,3 seconde Inversion de puissance : 2 tours, durée 10 secondes entre 2 inversions de puissance
Régulation de tension	Maximum de tension	59	Seuil 110 % Un Temporisation de quelques secondes
	Minimum de tension	27	Seuil 80 % Un Temporisation de quelques secondes
Régulation de fréquence	Maximum de fréquence	81H	Seuil + 2 Hz de fréquence nominale
	Minimum de fréquence	81L	Seuil - 2 Hz de fréquence nominale

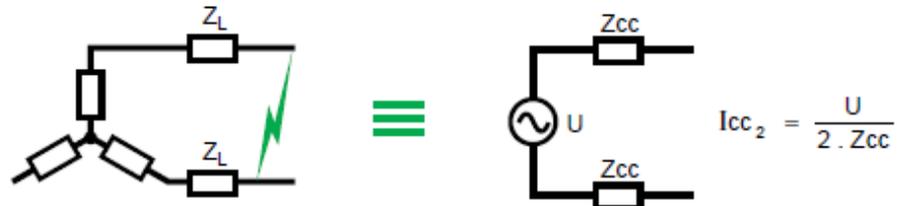
Source : Protection des réseaux électriques. Livre de Schneider Electric

ANNEXE 4: DETERMINATION DE I_{cc} SELON LES DIFFERENTS TYPES DE COURT-CIRCUIT

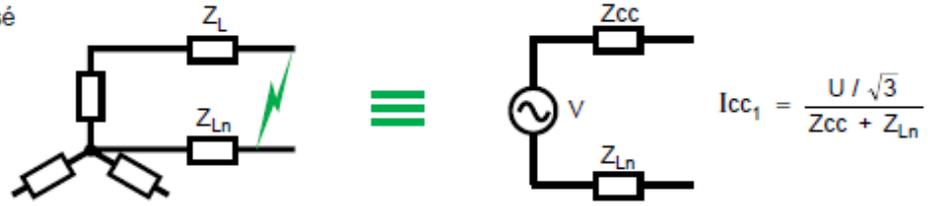
Défaut triphasé



Défaut biphasé



Défaut monophasé

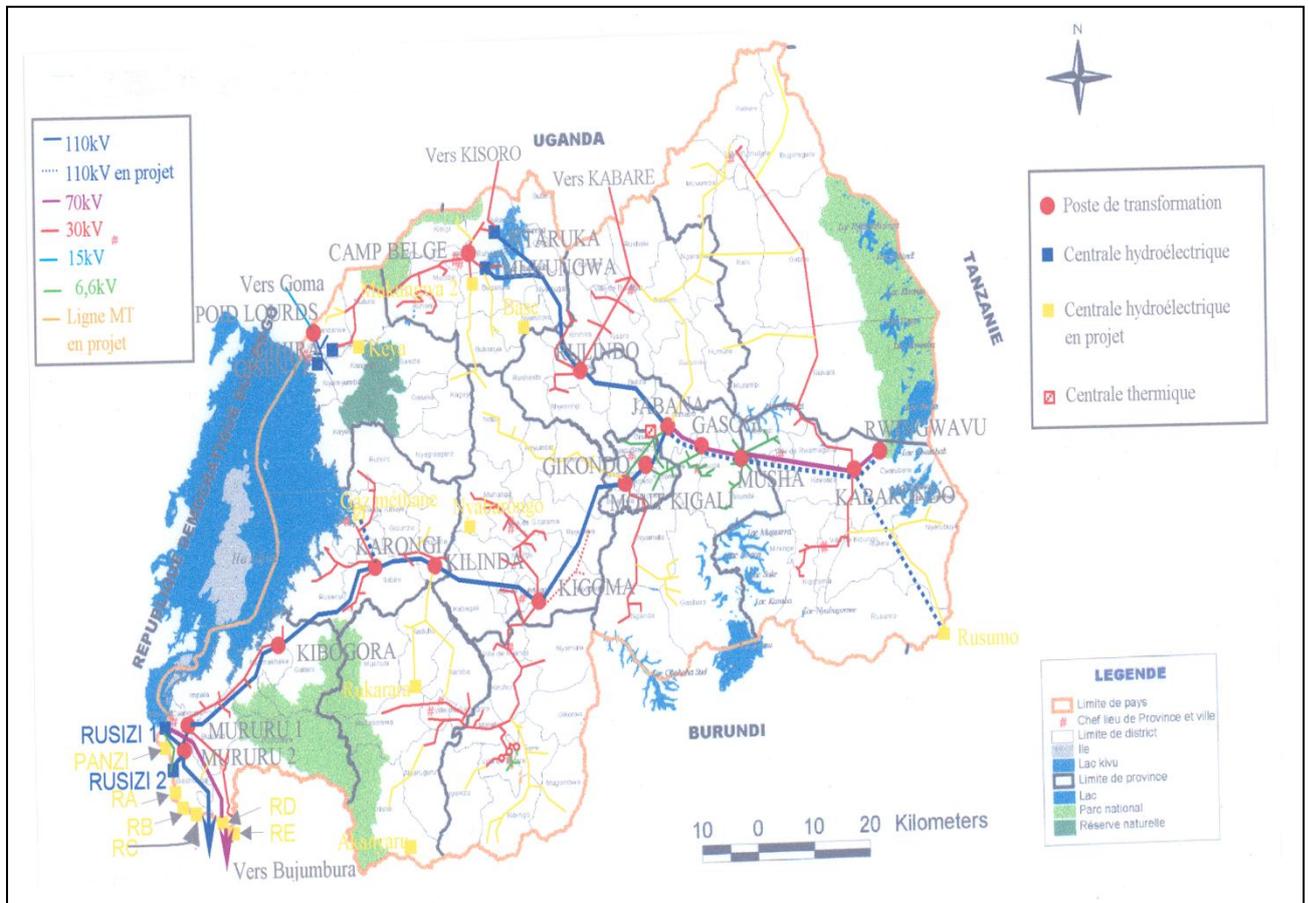


Défaut terre



Source : Calcul des courants de court-circuit, Cahier technique n° 158, Schneider Electric

ANNEXE 5: RESEAU ELECTRIQUE RWANDAIS



Source : Documentation d'EWSA