

Sommaire

Curriculum vitae	
Remerciements	I
Liste des illustrations	V
Photos	V
Figures	V
Tableaux	VI
Liste des abréviations	VII
Glossaire	IX
Résumé	XI
Introduction générale	1
Chapitre 1 : Cadre du projet	2
1.1. Présentation de la société JIRAMA	2
1.2. Faculté des Sciences et la mention Génie des Systèmes Electriques, Energétique et Hydraulique	2
1.3. Présentation du site d'étude	2
1.3.1. Présentation de la Centrale Thermique ANKIDONA	3
1.3.2. Présentation de la Centrale Hydroélectrique MANANDRAY	4
1.3.3. Présentation de la Centrale Hydroélectrique AMBODIKIMBA	4
1.3.4. Présentation du Réseau Interconnecté de Fianarantsoa	5
1.3.5. Présentation de la Sous-Station AMPOPOKA	7
1.4. Méthodologie appliquée et moyens matériels	9
1.4.1. Rappel du thème de l'étude.....	9
1.4.2. Aperçu sur les différents défauts de ligne HT	9
1.4.3. Aperçu sur les différentes protections de ligne HT	10
1.4.4. Méthodologie de dimensionnement des paramètres de réglage	11
Chapitre 2 : Généralités sur les réseaux HTA et les protections par relais	15
Introduction	15
2.1. Le réseau de distribution HTA	15
2.1.1. Modes de distribution des réseaux HTA.....	16
2.1.2. Différents types de réseaux électriques.....	16
2.1.3. Gamme des tensions utilisées	18
2.1.4. Modes d'alimentation des postes HTA	18
2.1.5. Architectures des postes HTA/BT supérieurs à 630 kVA	23
2.2. Protections contre les défauts entre phases.....	25
2.2.1. Principe de réglage en intensité des relais de courant de phase.....	25
2.2.2. Fonctionnement et sélectivité.....	26

2.3. Protections contre les défauts entre phase et terre	28
2.3.1. Rappel électrotechnique : impédance de limitation 300 A ou 150 A	28
2.3.2. Protection ampèremétrique à temps constant.....	29
2.3.3. Protection ampèremétrique à deux seuils homopolaires à temps constant	30
2.3.4. Protection ampèremétrique à temps dépendant (ou à temps inverse).....	32
2.3.5. Protection wattmétrique homopolaire	32
2.3.6. Protection voltmétrique homopolaire	36
2.3.7. Protections contre les défauts résistants.....	36
Conclusion	37
Chapitre 3 : Réglage des protections	38
Introduction	38
3.1. Domaine d'application	38
3.1.1. Réseaux aériens et mixtes	38
3.1.2. Réseaux souterrains	38
3.2. Caractéristiques générales des protections	38
3.2.1. Rôle.....	38
3.2.2. Réalisation.....	38
3.2.3. Régimes d'exploitation.....	41
3.2.4. Principes du réglage	41
3.3. Réglage des protections d'un départ	41
3.3.1. Relais ampèremétrique de phase.....	41
3.3.2. Protection ampèremétrique homopolaire à temps constant	46
3.3.3. Protection ampèremétrique homopolaire à temps dépendant	47
3.3.4. Protection wattmétrique homopolaire.....	47
3.3.5. Relais de temps (protection ampèremétrique à temps constant).....	48
Conclusion	50
Chapitre 4 : Applications de réglages des protections et présentation de résultats des essais	51
Introduction	51
4.1. Application du calcul pour les départs 5 kV et 20 kV à la sous-station d'Ampopoka ..	51
4.1.1. Détermination de diverses impédances relatives des éléments du RIF	52
4.1.2. Calcul des impédances de réseau avec les départs au SSA	55
4.1.3. Réglage des relais de phase (calcul de I_{ccb}).....	57
4.1.4. Réglage des relais homopolaires : Calcul de $3 I_o$	57
4.1.5. Tableau récapitulatif des résultats des calculs	58

4. 2. Essais de relais de la protection courant homopolaire sur un départ HTA 20 kV Itombana	59
4.2.1. Caractéristiques et architecture de départ Itombana 20 kV	59
4.2.2. Réglages de protection proposés.....	60
4.2.3. Résultats pratiques	60
4.3. Essais de relais de la protection maximum courant phase sur un départ HTA 5 kV N°1	63
4.3.1. Caractéristiques et architecture de départ SSA1 5 kV	63
4.3.2. Réglages de protection proposés.....	63
4.3.3. Résultats pratiques	64
4.4. Tableau récapitulatif des résultats des essais.....	66
Conclusion	72
Conclusion générale	73
Références bibliographiques	74
Annexes	i
Annexe 1 : Caractéristiques de réseau de distribution MT.....	i
Annexe 2 : Calcul des courants des courts-circuits	v
Table des matières	ix

Rapport-gratuit.com 
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

Liste des illustrations

Photos

Photo 1.1 : Centrale Thermique ANKIDONA.....	3
Photo 1.2 : Centrale Hydroélectrique MANANDRAY.....	4
Photo 1.3 : Centrale Hydroélectrique AMBODIKIMBA	5
Photo 1.4 : Groupes électrogènes en container	7

Figures

Figure 1.1 : Réseau Interconnecté de Fianarantsoa.....	6
Figure 1.2 : Schéma unifilaire de la sous-station AMPOPOKA.....	8
Figure 1.3 : Classification des protections des réseaux de distribution HT.....	11
Figure 2.1 : Architecture d'un jeu de barres avec une source.....	19
Figure 2.2 : Architecture d'un jeu de barres sans couplage avec deux sources.....	19
Figure 2.3 : Architecture de deux jeux de barres avec couplage et deux sources.....	20
Figure 2.4 : Architecture d'un jeu de barres sans couplage avec trois sources.....	20
Figure 2.5 : Architecture de trois jeux de barres avec couplages et trois sources.....	21
Figure 2.6 : Architectures de couplage des sources et départs en " DUPLEX".....	21
Figure 2.7 : Architectures des deux jeux de barres avec deux attaches par départ et deux sources.....	22
Figure 2.8 : Architectures des deux doubles jeux de barres couplés entre eux.....	23
Figure 2.9 : Architecture générale d'un poste abonné HTA/BT.....	24
Figure 2.10 : Poste abonné alimenté en coupure d'artère.....	24
Figure 2.11 : Poste abonné alimenté en double dérivation.....	25
Figure 2.12 : Sélectivité chronométrique.....	26
Figure 2.13 : Défauts presque simultanés sur une demi-rame HTA.....	27
Figure 2.14 : Cumul de deux défauts entraînant un déclenchement de l'arrivée.....	27
Figure 2.15 : Nature et répartition des courants lors d'un défaut franc phase-terre sur un réseau mis à la terre par impédance de limitation.....	28
Figure 2.16 : Raccordement d'une protection ampèremétrique.....	29
Figure 2.17 : Calcul du courant capacitif résiduel maximum sur un départ.....	30
Figure 2.18 : Caractéristiques d'une protection à temps constant et d'une protection à double seuil.....	31
Figure 2.19 : Principe de fonctionnement d'une protection de terre résistante EPATR.....	32
Figure 2.20 : Caractéristique d'une protection wattmétrique homopolaire dans le plan I_{Po} – I_{Qo}	33
Figure 2.21 : Déclenchement intempestif d'un départ sain résultant d'un réglage trop bas du seuil S_2	34

Figure 2.22 : Non déclenchement du départ en défaut résultant d'un courant résistif trop faible.....	34
Figure 3.1 : Protection des postes HTB/HTA palier classique.....	39
Figure 3.2 : Protection des postes HTB/HTA palier 86.....	40
Figure 3.3 : Calcul I_{cbb}	42
Figure 3.4 : calcul de S_{cc} au point A.....	45
Figure 3.5 : Exemple de sensibilité en HTA pour 0,4 W en BT.....	48
Figure 3.6 : Chronogramme d'un fonctionnement EPATR pour un défaut supérieur à 15A et inférieur au réglage du relais homopolaire.....	50
Figure 4.1 : Schéma équivalent du réseau interconnecté de Fianarantsoa.....	51
Figure 4.2 : Schéma équivalent du Réseau ramené en 20 kV.....	54
Figure 4.3 : Schéma équivalent du départ 20 kV à la sous-station d'Ampopoka du Réseau Interconnecté de Fianarantsoa.....	55
Figure 4.4 : Court-circuit phase à la terre sans résistance.....	59
Figure 4.5 : Schéma unifilaire des réglages protections proposé au départ Itombana.....	60
Figure 4.6 : Schéma global de test protection maximum d'homopolaire.....	60
Figure 4.7 : Court-circuit triphasé symétrique isolé.....	63
Figure 4.8 : Schéma unifilaire des réglages protections proposé au départ 5 kV N°1 Ampopoka.....	64
Figure 4.9 : Schéma global de test protection maximum courant phase sur un départ HTA 5 kV.....	64
Figure 4.10 : Schéma unifilaire de la sous-station AMPOPOKA avec réglage de protection des départs 5 kV et en 20 kV.....	71

Tableaux

Tableau 2.1 : Différentes catégories de tension nominale.....	18
Tableau 2.2 : Classement des ouvrages de transport et de distribution.....	18
Tableau 4.1 : Ordre de grandeur des capacités homopolaire C_0 et des courants capacitifs résiduels $3 I_0$ des anciens câbles et des lignes aériennes.....	57
Tableau 4.2 : Résultats calculs.....	59
Tableau 4.3 : Résultats des essais sur un départ HTA 20 kV Itombana.....	63
Tableau 4.4 : Résultat d'essai sur un départ HTA 05 kV N°1 Ampopoka.....	66
Tableau 4.5 : Résultats des essais.....	67

Liste des abréviations

AC	Courant Alternatif	A
DC	: Courant Direct	A
BT	: Basse tension	A
HT ou HTB	: Haute tension	V
MT ou HTA	: Moyenne tension	V
kV	: Kilo Volt	KV
TC	: Transformateur de mesure de courant	-
TT	: Transformateur de mesure de tension	-
JB	: Jeu de barre (nœud)	-
l	: Longueur de la ligne ou câble	Km
R_L	: Résistance de la ligne ou câble	Ω/km
L	: Inductance de ligne ou câble	H
L_1, L_2, L_0	: Réactance directe, inverse et homopolaire	H
$X_L = L.\omega$: Réactance de la ligne ou câble	Ω/km
C	: Capacité de la ligne ou câble	F/km
X_1, X_2, X_0	Réactance directe , inverse et homopolaire	Ω
R_1, R_2, R_0	: Résistance directe, inverse et homopolaire	Ω
$Z_L = R_L + j.X_L$: Impédance de la ligne	Ω/km
R_t	: Résistance de terre	Ω
R_f	: Résistance de défaut	Ω
S	: Section de la ligne ou câble	mm^2
I_n	: Courant nominal	A
U_n	: Tension composé nominale	V
I_{max}	: Courant maximal	A
I_{cc}	: Courant de court-circuit	A
$I_{\text{cc.min}}$: Courant de court-circuit minimum	A
$I_{\text{cc.max}}$: Courant de court-circuit maximum	A
P	: Puissance active	W

Q	:	Puissance réactive	V ar
S	:	Puissance apparente	VA
V_1, V_2, V_0	:	Composantes symétriques de tension	V
I_1, I_2, I_0	:	Composantes symétriques de courant	A
U_{cc}	:	Tension de court-circuit d'un transformateur	%
f_n	:	Fréquence nominale	Hz
I_{phase}	:	Courant de réglage phase	A
I_{homp}	:	Courant de réglage homopolaire	A
t	:	Temporisation	Sec
R	:	Rapide	Sec
1L	:	Première lent	Sec
2L	:	Deuxième lent	Sec
T	:	La terre	
Z_d	:	Impédance direct	Ω/km
Z_i	:	Impédance inverse	Ω/km
Z_0	:	Impédance homopolaire	Ω/km
EPAMI	:	Ensemble de Protections Ampèremétriques à Maximum d'Intensité	
EPATR	:	Ensemble de Protections Ampèremétriques homopolaires de Terre Résistante	
RTR	:	Recherche de Terre Résistante	

Glossaire

Dispositif de protection : Ensemble comprenant un ou plusieurs relais de protection destinés à assurer une fonction de protection.

Déclenchement : Ouverture d'un disjoncteur sous l'action des dispositifs de protection ou des automatismes de services.

Enclenchement : Fermeture d'un disjoncteur sous l'action des dispositifs de commande ou de protection.

Disjoncteur : Appareil de coupure qui permet l'ouverture automatique d'un circuit électrique traversé par un courant de court-circuit (voir interrupteur).

Disjoncteur shunt : Disjoncteur placé au poste source et qui permet de mettre à la terre une phase détectée en défaut. Il assure ainsi l'élimination d'un nombre important de défauts HTA phase-terre sans apporter de gêne aux clients en court-circuitant l'arc dû au défaut en réseau.

EPAMI : Ensemble de Protections Ampèremétriques à Maximum d'Intensité à temps constant alimenté par des transformateurs de courant.

EPATR : Ensemble de Protections Ampèremétriques homopolaires de Terre Résistante à temps dépendant alimenté par un tore.

Fonctionnement d'un relais : Un relais fonctionne à l'instant où il accomplit la fonction prévue dans le circuit de sortie considéré.

Pouvoir de coupure : Courant maximal qu'un appareil de coupure ou un fusible est susceptible de couper sans détérioration de l'appareil lui-même ou du corps du fusible.

Protection : Dispositions permettant la détection de situations anormales dans un réseau en vue de commander les appareils permettant l'élimination des défauts.

Protection instantanée : Protection n'ayant pas de temporisation intentionnelle.

Protection temporisée : Protection ayant une temporisation intentionnelle.

Réenclenchement :

- automatique : Refermeture d'un disjoncteur par un dispositif automatique (réenclencheur) après un intervalle de temps permettant la disparition éventuelle d'un défaut.
- cycle lent du réenclencheur : Réenclenchement automatique provoqué après un intervalle de temps d'environ 15 secondes après un déclenchement dû à un défaut.
- manuel : Refermeture manuelle d'un disjoncteur suite à son ouverture sur défaut.
- cycle rapide du réenclencheur : Réenclenchement automatique provoqué 0,3 s après un déclenchement instantané dû à un défaut.

Relais ampèremétrique : Relais de mesure dont la grandeur électrique détectée est un courant électrique.

Relais homopolaire : Relais de mesure dont la grandeur détectée est le courant et/ou la tension homopolaire (qui apparaît lors d'un défaut phase-terre).

Relais directionnel : Relais de mesure dont la grandeur détecte la direction dans laquelle s'est produit un défaut. Son fonctionnement nécessite l'acquisition du courant et de la tension.

Relais à maximum d'intensité-phases : Relais de mesure dont la grandeur détectée est le module du courant qui apparaît lors d'un défaut entre phases.

Relais de protection : Dispositif détectant un courant anormal dans un réseau.

Relais de temps : C'est un relais qui introduit une temporisation dans la transmission d'une information (ordre, signalisation, ...).

Relais à temps dépendant : Relais de mesure dont le temps de fonctionnement dépend, de façon spécifiée, de la valeur de la grandeur caractéristique.

Relais à temps indépendant : Relais de mesure dont le temps spécifié peut être considéré comme indépendant de la valeur de la grandeur caractéristique.

Relais de tension : Relais de mesure dont la grandeur électrique détectée est une tension.

Relais wattmétrique : Relais de mesure dont la grandeur électrique détectée est une puissance calculée à partir des valeurs du courant et de la tension.

Seuil de fonctionnement : Valeur de la grandeur caractéristique à laquelle le relais fonctionne effectivement dans les conditions spécifiées.

Seuil de réglage : Valeur de la grandeur caractéristique à laquelle le relais doit fonctionner.

Temporisation : Temps caractérisant une fonction d'un relais à temps spécifié.

Résumé

Notre étude a consisté à faire le choix des dispositifs de protection pour le départ des réseaux électriques HTA de la JIRAMA Fianarantsoa, ensuite à choisir la sélectivité adéquate à appliquer entre chaque protection, et le réglage de ces protections des différents postes électriques. Pour l'atteinte des objectifs nous avons défini un plan de protection pour pouvoir choisir des éléments de protection contre les principaux défauts affectant les réseaux et la détermination des réglages des unités de protections. Ce plan a permis le réglage de chaque fonction de protection grâce aux valeurs obtenues à l'issue de calculs basés sur les caractéristiques détaillées des éléments de l'installation. Chaque fonction de protection est réglée afin d'obtenir les performances optimales dans l'exploitation du réseau.

Pour cette étude nous avons effectué les différents calculs de courant de court-circuit. Le calcul des courants de courts-circuits maximal triphasé nous a permis de faire le choix des dispositifs de coupure. Pour le réglage des protections le calcul des courants de courts-circuits minimal biphasé et phase-terre plus des hypothèses de calcul sont nécessaires au réglage des protections. Après le choix des protections et les valeurs de réglage obtenues, nous avons fait le choix du mode de sélectivité adéquat à notre système de protection et ainsi fait une proposition de valeurs de réglage des protections en utilisant le Megger Protective Relay Tester « MPRT » ou (Système universel de test pour les relais de protection).

Mots clés : Réglage des protections, Sélectivité et Protections, Distribution électrique, Moyenne tension, Maximum de courant.

Abstract

Our study consisted in choosing the protection devices for the departure of the High Voltage electrical networks of category A of the JIRAMA Fianarantsoa, then in choosing the appropriate selectivity to apply between each protection, and the adjustment of these protections of the different electrical substations. To achieve the objectives, we have defined a protection plan to be able to choose the protection elements against the main faults affecting the networks and the determination of the settings of the protection units. This plan made it possible to adjust each protection function using the values obtained following calculations based on the detailed characteristics of the elements of the installation. Each protection function is tuned to achieve optimum performance in network operation.

For this study we carried out the various short-circuit current calculations. The calculation of the maximum three-phase short-circuit currents enabled us to choose the breaking devices. For setting the protections, the calculation of the minimum two-phase and phase-to-earth short-circuit currents plus calculation assumptions are necessary for setting the protections. After choosing the protections and the setting values obtained, we made the choice of the appropriate discrimination mode for our protection system and thus made a proposal for the setting values of the protections using the Megger Protective Relay Tester "MPRT" or (Universal test system for protection relays).

Keywords: Adjustment of protections, Selectivity and Protections, Electrical distribution, Medium voltage, Overcurrent.

Introduction générale

La protection des réseaux électriques désigne l'ensemble des appareils de surveillance et de protection assurant la stabilité d'un réseau électrique. Cette protection est nécessaire pour éviter la destruction accidentelle d'équipements coûteux et pour assurer une continuité de l'alimentation électrique. Un réseau électrique comporte trois parties : la production, le transport haute tension et la distribution en haute et basse tension. Dans l'une ou l'autre de ces parties, chaque ouvrage peut être l'objet d'incidents, tels que le court-circuit. Pour éviter que ces incidents ne détruisent les ouvrages et ne soient un danger pour l'homme, toute une gamme d'appareillages est installée pour assurer la protection. Parmi ces appareils, on peut citer les disjoncteurs, interrupteurs-sectionneurs commandés par des relais de protections chargés de mettre hors tension la partie en défaut. Pour cela, ils doivent pouvoir détecter et éliminer les défauts le plus rapidement, ainsi qu'assurer la protection des biens et des personnes. [1] [2]

Pour assurer un bon fonctionnement du système de protection, on est amené à choisir le mode de sélectivité adéquat et assurer un bon réglage des protections. La sélectivité entre les protections a pour but d'assurer la continuité de service et de garantir la fonction de secours entre les différents éléments de la protection. Ils constituent le thème du présent travail de mémoire : « **ETUDE DES PARAMETRES DE REGLAGE ET CONTROLE DE PROTECTIONS DES DEPARTS 5 kV ET 20 kV A LA SOUS STATION AMPOPOKA DE LA JIRAMA FIANARANTSOA** ».

Notre problématique est la suivante : Savoir choisir le mode de sélectivité adéquate à notre réseau afin de proposer un réglage des protections contre les défauts.

De ce fait, ce projet de fin d'études a été réalisé à la sous-station d'Ampopoka du Réseau Interconnecté de Fianarantsoa (RIF). Il consiste à déterminer les différents réglages (temporisations et seuils) des appareils de protection tout en vérifiant la compatibilité entre les temps d'intervention définis pour les appareils amont et ceux définis pour les appareils aval. Une telle étude est un travail important car elle considère les différentes valeurs des courants de défauts pouvant apparaître en différents points d'un réseau et elle vérifie que chaque défaut probable peut être éliminé par deux protections différentes, pour palier l'éventuelle défaillance de la protection la plus proche.

Par conséquent, le présent mémoire aborde en premier lieu, la cadre du projet. Ensuite, on expose les généralités sur les réseaux HTA et les protections par relais. Puis, on étudie le réglage des protections. Enfin, on procède aux applications de réglages des protections et présentation de résultats des essais. Une conclusion termine le travail.

Chapitre 1 : Cadre du projet

1.1. Présentation de la société JIRAMA [3]

La JIRAMA a pour principales missions la production, le transport et les ventes de l'électricité et de l'eau potable à la population sur l'ensemble des territoires Malgaches. Son objectif est de satisfaire les besoins en énergie électrique et en eau potable de la population. A travers toutes ses activités, la JIRAMA vise surtout l'optimisation des performances techniques des moyens et équipements mise en œuvre, ainsi que la sécurité et l'amélioration de la fourniture d'électricité et d'eau. Elle prend aussi une large nécessité à la commercialisation de ses produits à travers les actions de développement de vente. Cependant, d'autres mesures plus pratiques ont été prises, à savoir la réduction au strict minimum des coûts d'exploitation des centres hydrauliques dans l'extension à moindre coût, l'ajustement des tarifs d'électricité et d'eau en fonction de la situation économique du pays.

1.2. Faculté des Sciences et la mention Génie des Systèmes Electriques, Energétique et Hydraulique

La Faculté des Sciences de l'Université de Fianarantsoa, dispose en son sein d'une filière de formation professionnalisante en métiers de l'eau et de l'électricité de niveau Bac+5 pour l'obtention du diplôme de Master Professionnel.

La filière de formation « Génie des Systèmes Electriques, Energétique et Hydrauliques » (GSEEH) a déjà recruté depuis sa création en 2017 bon nombre d'étudiants.

Ce mémoire est réalisé dans le cadre du projet de fin d'études de la première promotion pour l'année universitaire 2017-2018.

L'objectif professionnel de cette formation consiste à former des cadres de haut niveau spécialisés sur des pôles de compétence diversifiés, à savoir :

- Ingénierie de l'Energie Electrique et de Transport (IEET) ;
- Gestion Intégrée des Ressources en eau (GIRE) ;
- Energies Renouvelables (ER).

La spécialité IEET, de la mention GSEEH, est l'un des trois parcours du Master Professionnel de Département de Physique dans le cadre duquel nous avons pris le soin pendant la réalisation de ce mémoire de capitaliser le fruit d'une réflexion menée en étroite collaboration avec les partenaires industriels et les branches professionnelles dans le domaine de conception, gestion, protection des réseaux électriques et de la production de l'énergie électrique.

1.3. Présentation du site d'étude [3] [4]

La ville de Fianarantsoa est parmi les autres grandes villes à Madagascar que la JIRAMA exerce son activité actuellement, dont la puissance distribuée est aux environs de 10 MW. L'électrification de la ville de Fianarantsoa et de ses entourages est assurée par la société

JIRAMA. Pour assurer cette mission qui est confiée à la société, celle-ci a besoin de produire de l'énergie électrique. La JIRAMA a deux moyens pour produire l'énergie électrique soit en utilisant la centrale hydroélectrique (à base de l'eau) et soit par du groupe électrogène. Quatre centrales assurent la production d'électricité de la ville de Fianarantsoa et ses environnants, dont deux hydrauliques (AMBODIKIMBA et MANANDRAY) et deux thermiques (ANKIDONA et AMPOPOKA).

1.3.1. Présentation de la Centrale Thermique ANKIDONA (CTA1)

La centrale thermique ANKIDONA (photo 1.1) était mise en service depuis 1956. Elle se situe au quartier d'Ankidona sur la route nationale 7 (RN7) à peu près 4 km de la Direction interrégionale de la JIRAMA TSIANOLONDROA Fianarantsoa. La CTA1 est construite sur environ 2 hectares (ha) ; elle comporte des équipements de production et de distribution d'énergie électrique, comprenant trois groupes-générateurs et trois transformateurs de puissance, dont deux sont élévateurs (5 / 20 kV) et un abaisseur (5 / 0,4 kV).

Néanmoins, deux groupes sont actuellement hors services : le groupe N°2329 (MITSUBISHI) ayant disposé d'une puissance de 850 kW sous une tension de 400 V et le groupe N°103 (AGO) ayant délivré une puissance de 1400 kW sous une tension de 5 kV, alors que le N°511 (DEUTZ), d'une puissance de 1600 kW sous la même tension, est toujours fonctionnel.

C'était une centrale d'appoint dont la puissance installée était de 3,89 MW et la puissance utile était de 3,5 MW.

Les principales activités de la centrale thermique ANKIDONA sont :

- la production de l'énergie électrique par le service d'exploitation ;
- la maintenance des différents équipements par le service mécanique et électrique.

Ces services sont constitués de techniciens spécialisés capables d'intervenir efficacement lors des multiples opérations de maintenance et d'exploitation.



Photo 1.1 : Centrale Thermique ANKIDONA (Source : Auteur)

1.3.2. Présentation de la Centrale Hydroélectrique MANANDRAY (CHM)

La centrale hydroélectrique MANANDRAY (photo 1.2) est construite en 1930 et mise en service depuis 1932. Elle est située sur la rivière VOHITSOA dans la Commune rurale de Talata Ampano à 18 km au sud de Fianarantsoa. La CHM comporte des équipements de production et distribution d'énergie électrique comprenant essentiellement :

- un barrage-poids ;
- deux conduites forcées ;
- une usine équipée de trois turbines de type FRANCIS HORIZONTAL et trois groupes-générateurs ;
- trois transformateurs de puissance, qui sont tous élévateurs (208 V / 20 kV).



Photo 1.2 : Centrale Hydroélectrique MANANDRAY (Source : Auteur)

1.3.3. Présentation de la Centrale Hydroélectrique AMBODIKIMBA (CHA) [5]

La centrale hydroélectrique AMBODIKIMBA (photo 1.3) est une usine hydroélectrique de 5 000 kW, construite en 1978 et mise en service depuis 1980, en vue de fournir de l'énergie électrique à la ville de Fianarantsoa et les agglomérations de la région. Des moyens de transport et de transformation sont installés pour relier la centrale aux réseaux de distribution des localités à desservir.

L'aménagement d'AMBODIKIMBA est situé sur la rivière NAMORONA dans la Commune rurale de Ranomafana à 42,847 km à vol d'oiseau de Fianarantsoa. Cette centrale est munie :

- d'un barrage de prise d'eau ;
- deux bassins de sédimentation ;
- un tunnel d'amenée ;
- une chambre de mise en charge ou un réservoir de tête ;
- une conduite forcée de diamètre de 1,60 mètre ;
- deux turbines de type FRANCIS VERTICAL ;
- deux alternateurs ;
- deux transformateurs de puissance élévateurs (6,6/63 kV) ;

- un groupe de secours.



Photo 1.3 : Centrale Hydroélectrique AMBODIKIMBA (Source : Auteur)

1.3.4. Présentation du Réseau Interconnecté de Fianarantsoa (RIF)

Le réseau de transport assure en permanence une liaison entre les centrales et les lieux de consommation par son poste d'interconnexion. Celui de la JIRAMA Fianarantsoa est situé à Ampopoka. Le transport de l'énergie électrique vers le poste d'interconnexion se fait en haute tension ou en très haute tension selon la puissance obtenue par la centrale et la longueur du trajet.

Les lignes électriques du RIF, reliant la ville de Fianarantsoa et ses alentours avec les districts d'Ifanadiana, d'Ambohimasoana et d'Ambalavao, comportent (fig.1.1) :

- au niveau du transport d'énergie, 42,847 km de lignes de transport à 63 kV encadrées par deux postes de transformation du type extérieur de Namorona (élevateur) et Ampopoka Fianarantsoa (abaisseur) ;
- au niveau de la répartition et de la distribution publique de l'électricité, 55,91 km de lignes MT à 5 kV et 115,595 km de lignes MT 20 kV environ alimentant 162 postes de transformations MT /BT ; 210,01 km de lignes basse tensions desservant 11 029 abonnés (toutes catégories confondues).

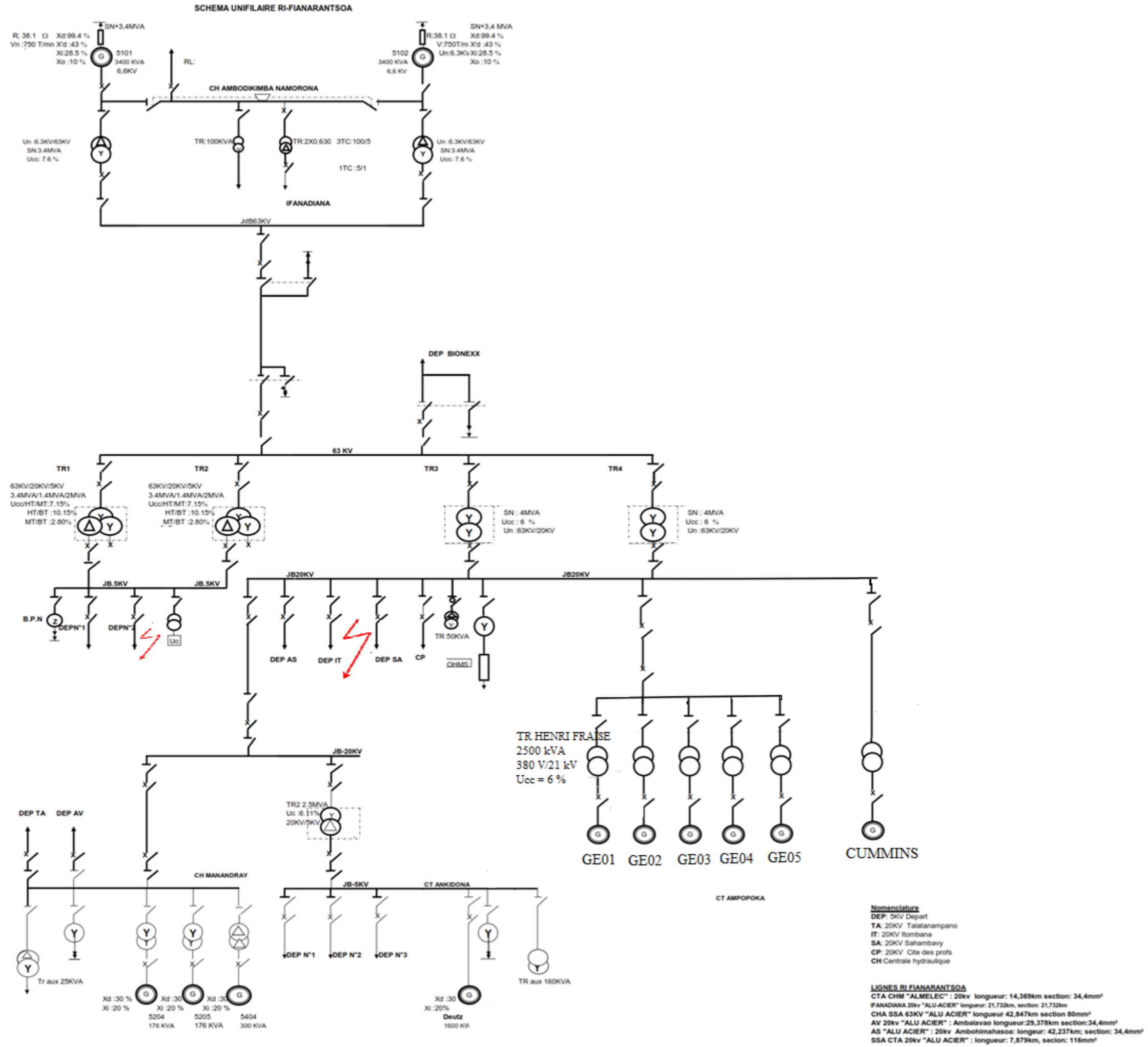


Figure 1.1 : Réseau Interconnecté de Fianarantsoa (Source : JIRAMA)

1.3.5. Présentation de la Sous-Station AMPOPOKA (SSA)

Compte tenu de l'augmentation incessante de la demande en énergie de la ville de Fianarantsoa, une autre centrale de production thermique, basée à Ampopoka a été construite en 2014, constituée par deux groupes électrogènes en container d'une puissance de 900 kW chacun. En 2016, la JIRAMA a ajouté quatre autres groupes électrogènes en container (photo 1.4). Ces groupes ont deux marques différentes (CUMMINS et PERKINS (hors service)) et en 2019 : cinq groupes électrogènes (HENRI FRAISE) de marque GEO.



Photo 1.4 : Groupes électrogènes en container (Source : Auteur)

La sous-station d'Ampopoka est le centre de répartition du Réseau Interconnecté de Fianarantsoa. L'architecture de SSA se définit selon la figure 1.2 comme un ensemble des huit départs des lignes électriques dont :

- départ Innovex 63 kV,
- départ Itombana (IT) 20 kV,
- départ Ambohimahaso (AS) 20 kV,
- départ Cité des profs (CT) 20 kV,
- départs Sahambavy (SV) 20 kV,
- départ Centrale Thermique Ankidona (CTA) 20 kV,
- SSA1 et SSA2 5 kV alimentant la ville de Fianarantsoa.

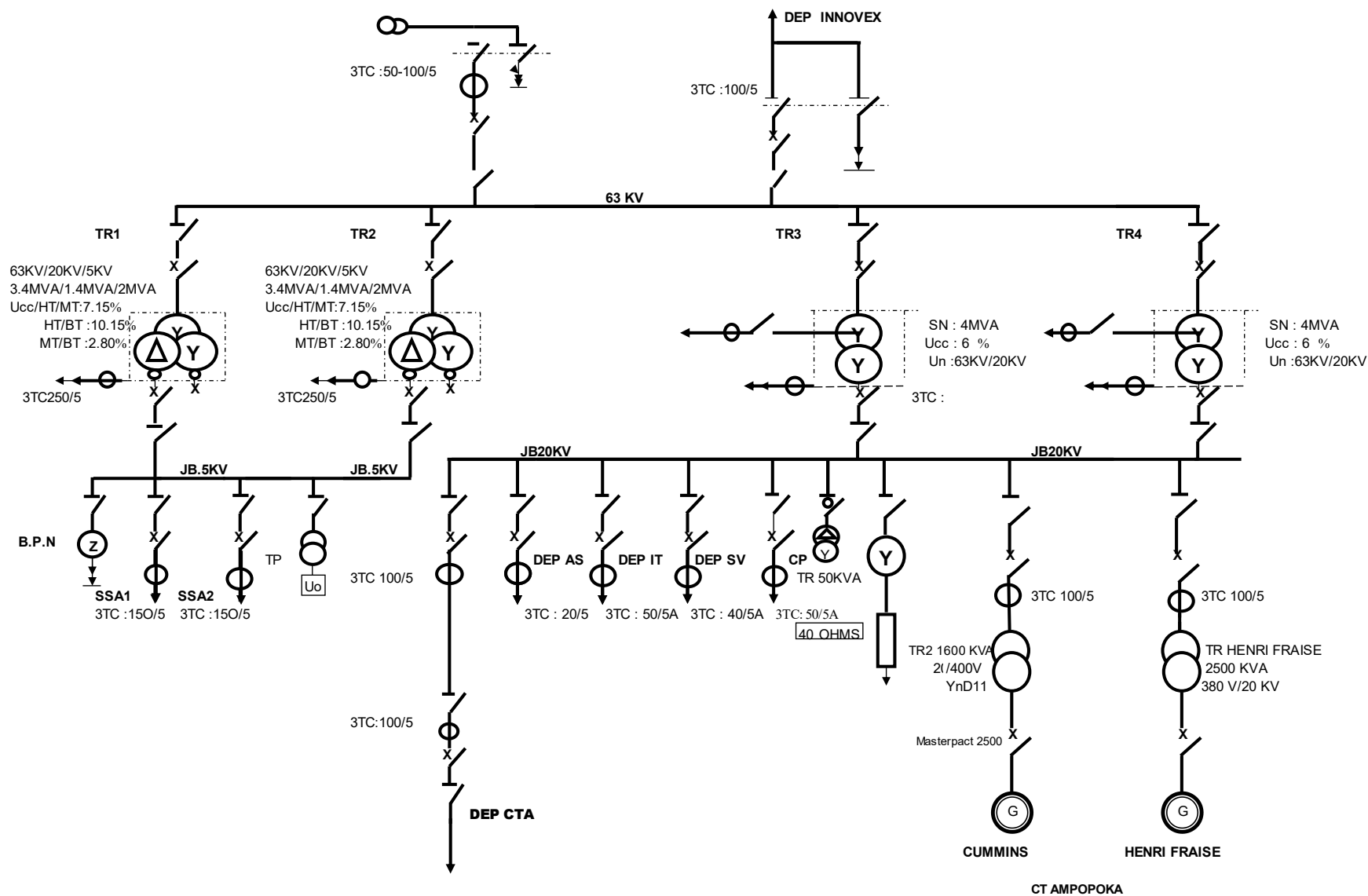


Figure 1.2 : Schéma unifilaire de la sous-station AMPOPOKA (Source : JIRAMA)

1.4. Méthodologie appliquée et moyens matériels

La méthodologie adoptée pour l'élaboration de cette étude comprend essentiellement :

➤ La recherche documentaire :

Elle a pour objectif de collecter les informations, les données d'étude, les normes et règles techniques d'utilisation.

➤ Les activités durant les études du contrôle de protection :

- contrôle du bon fonctionnement de la chaîne de déclenchement ;
- contrôle de la chaîne de signalisation visuelle et sonore ;
- contrôle de la chaîne de mesure Ampèremètre, Voltmètre et Wattmètre ;
- contrôle des appareils de manœuvre ;
- contrôle du réglage des seuils de protections en utilisant Megger Protective Relay Tester « MPRT » (Système universel de test pour les relais de protection).

1.4.1. Rappel du thème de l'étude

Il s'agit d'étude **des paramètres de réglage et contrôle de protection des départs 5 kV et 20 kV de réseaux électriques.**

Ce projet a été réalisé à la sous-station d'Ampopoka du Réseau Interconnecté de Fianarantsoa.

1.4.2. Aperçu sur les différents défauts de ligne HT [6]

Les ensembles des défauts peuvent être regroupés en quatre catégories à savoir :

- les courts-circuits entre phases ou entre phase-terre
- les surcharges prolongées
- les surtensions
- les déséquilibres dus à des coupures accidentelles de phase ou à des fonctionnements sur charges déséquilibrées

Les défauts sont classés :

- en fonction du nombre de conducteurs affectés, on distingue :
 - défaut Monophasé : Il s'agit d'un défaut entre une phase et la terre.
 - défaut Biphasé : Il s'agit d'un défaut entre deux phases par l'intermédiaire de la terre ou non.
 - défaut Triphasé : Il s'agit d'un défaut entre trois phases par l'intermédiaire de la terre ou non.
 - défaut simple : Il est localisé en un seul point.
 - défaut double : Les défauts doubles à la terre résultent généralement d'une évolution des tensions du réseau suite à un premier défaut monophasé simple.
- en fonction du traitement des défauts par les automatismes de reprise de service (Réenclencheurs), on distingue :

- défauts auto-extincteurs : ils disparaissent naturellement avant fonctionnement des protections, en une durée inférieure à environ 100 ms.
- défauts fugitifs : ils nécessitent le fonctionnement des protections et sont éliminés par les automatismes de reprise de service après une ouverture d'environ 0,3 s.
- défauts semi-permanents : ils nécessitent le fonctionnement des protections et sont éliminés par les automatismes de reprise de service à l'issue du 1er ou du 2^{ème} réenclenchement.
- défauts permanents : ils ne sont pas éliminés par les réenclenchements et nécessitent une intervention de l'exploitant.
- défauts évolutifs : défaut monophasé évoluant au même lieu en défaut biphasé ou triphasé (accompagné d'un creux de tension perceptible par les clients).

1.4.3. Aperçu sur les différentes protections de ligne HT [6]

Il y existe en HT deux types de protection :

- la protection de distance
- la protection différentielle

La protection est réalisée en mettant hors tension, le plus rapidement que possible, les éléments défectueux du réseau. Cette mise hors tension est réalisée, en fonction de la tension de service et de la puissance de l'installation par des organes de coupure tels que :

- fusibles,
- contacteurs,
- disjoncteurs.

Les contacteurs et disjoncteurs sont commandés directement à partir des relais de protection.

Le relais de protection est un dispositif de surveillance continue de l'état électrique du réseau. Il agit indirectement sur les organes de coupure par des contacts qui se ferment, contacts « travail » ou qui s'ouvrent, contacts « repos ». Ces contacts sont utilisés :

- pour établir ou interrompre le circuit électrique d'alimentation des bobines, des contacteurs ou disjoncteurs.
- comme auxiliaires de signalisation.

Le principe de fonctionnement des relais est basé sur l'analyse des informations issues des réducteurs de mesure, à travers les grandeurs électriques telles que :

- le courant → relais ampéremétrique (I)
- la tension → relais voltmétrique (U)
- la combinaison courant-tension → relais de puissance (P ; Q)
→ relais d'impédance (Z)
- la fréquence → relais de fréquence (F)

Les différentes protections de ligne HT peuvent être classées selon [6] par le schéma de la figure 1.3.

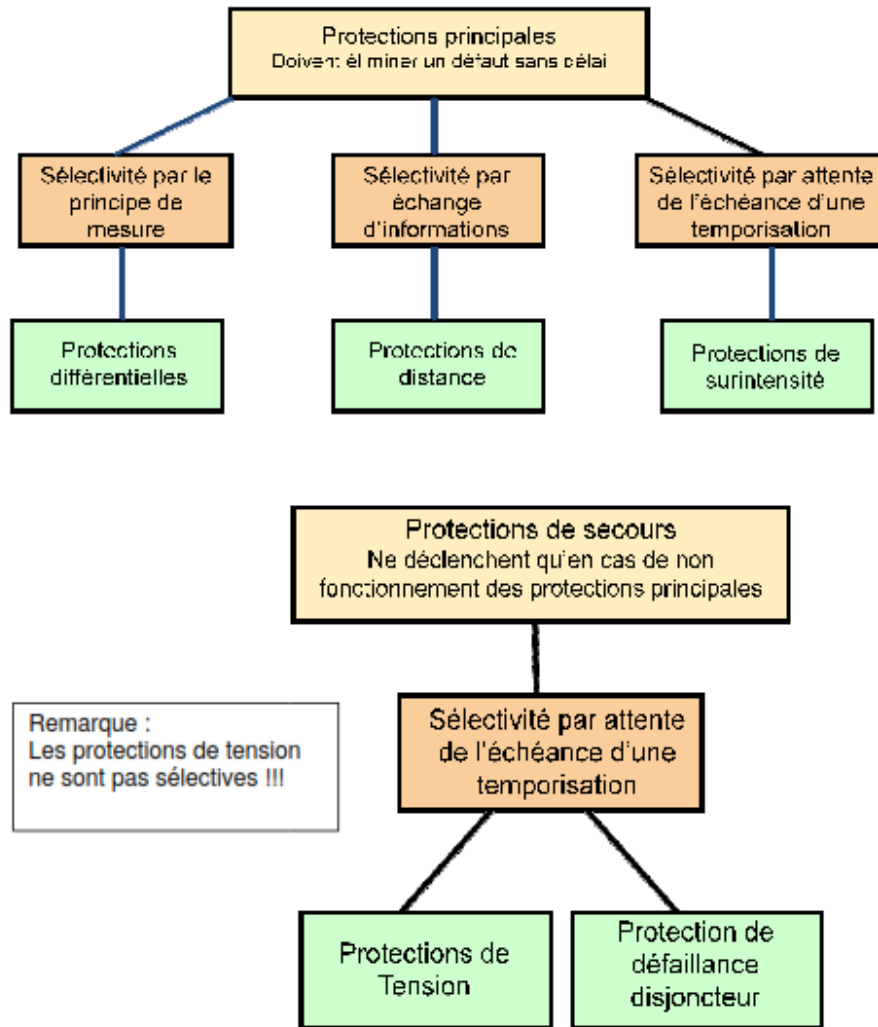


Figure 1.3 : Classification des protections des réseaux de distribution HT

Il est à noter que parmi les protections qui existent en HT, la protection différentielle et la protection de surintensité sont celles qui ont retenu notre attention pour cette étude.

1.4.4. Méthodologie de dimensionnement des paramètres de réglage [6]

Le processus global de mise en œuvre des calculs suit une démarche scientifique classique, donc simple sur le principe mais précise et rigoureuse dans son exécution. Cette étude requiert la connaissance d'un certain nombre d'informations à savoir :

- les caractéristiques de la ligne (tronçon à protéger),
- les caractéristiques du poste,
- les caractéristiques des réducteurs de mesure,
- et les principaux paramètres de réglage.

Les différentes étapes de la méthode seront abordées dans les paragraphes ci-dessous.

1.4.4.1- Caractéristiques de la ligne (tronçon à protéger) :

- type de réseau : souterrain, aérien ou mixte ;
- longueur de la ligne : en mètres (m) ;
- section des câbles de la ligne en millimètre carré (mm²) ;
- impédance linéique de la ligne en ohms par mètre (Ω/m) :
 - résistance linéique (R_L) en ohms par mètre (Ω/m),
 - réactance linéique (X_L) en ohms par mètre (Ω/m) ;

1.4.4.2- Caractéristiques du poste :

Elles concernent essentiellement :

- la tension nominale en volts (V) ;
- la puissance nominale en volts-ampères (VA) ou en watts (W) ;
- la puissance de court-circuit (P_{cc}) en volts-ampères (VA) ou en watts (W) ;
- la fréquence nominale en hertz (Hz) ;
- le type de couplage du transformateur.

1.4.4.3- Les caractéristiques des réducteurs de mesure :

Ces caractéristiques, au nombre de deux sont :

- les caractéristiques des transformateurs d'intensité (rapport de transformation K_i) ;
- les caractéristiques des transformateurs de tension (rapport de transformation K_u).

Les rapports de transformation K_i et K_u constituent ce qu'on appelle : les paramètres analogiques d'entrée.

1.4.4.4- Les principaux paramètres de réglage :

➤ Angle de ligne :

Il est déterminé à partir des constantes de la ligne et s'exprime comme suit :

$$\tan \varphi = \frac{X_L}{R_L} \text{ Ou } \varphi = \arctan \left(\frac{X_L}{R_L} \right) \quad (1.1)$$

Avec R_L la résistance linéique et X_L la réactance linéique de la ligne à protéger.

La valeur de la réactance X'_L de la ligne à protéger est déclarée comme grandeur relative $X_{secondaire}$.

La conversion des valeurs primaires en valeurs secondaires s'effectue comme suit :

$$Z_{secondaire} = \frac{\text{rapport.transform.de courant}}{\text{rapport.transform.de tension}} \cdot Z_{primaire} \quad (1.2)$$

Ainsi, les valeurs de la réactance X'_L et de la capacité C' d'une ligne s'expriment comme suit :

La valeur de la réactance X'_L est :

$$X'_{second} = \frac{K_i}{K_u} \cdot X_{prim} \quad (1.3)$$

- la valeur de capacité est :

$$C'_{second} = \frac{Ku}{Ki} \cdot C_{prim} \quad (1.4)$$

Avec K_i le rapport de transformation des réducteurs de courant et K_u le rapport de transformation des réducteurs de tension.

➤ Adaptation de l'impédance de terre :

Le calcul correct de la distance du défaut (localisation de défaut) en cas de présence d'un défaut à la terre suppose que le rapport entre l'impédance de terre et l'impédance de la ligne soit compensé. Ce calcul est effectué en déclarant soit le rapport en résistance R_T/R_L soit le rapport en réactance X_T/X_L .

Les valeurs peuvent être déterminées à partir des caractéristiques de la ligne en utilisant les formules suivantes :

$$\frac{R_T}{R_L} = \frac{1}{3} \cdot \left(\frac{R_0}{R_1} - 1 \right) \quad (1.5)$$

$$\frac{X_T}{X_L} = \frac{1}{3} \cdot \left(\frac{X_0}{X_1} - 1 \right) \quad (1.6)$$

Avec :

R_0 : Résistance homopolaire de la ligne ;

X_0 : Réactance homopolaire de la ligne ;

R_1 : Résistance directe de la ligne ;

X_1 : Réactance directe de la ligne.

Ces données peuvent être appliquées à l'ensemble de la ligne ou être considérées comme valeurs relatives, car les quotients ne sont pas influencés par la longueur. S'agissant de quotients, ils peuvent être calculés à partir de grandeurs primaires ou secondaires.

➤ Courant de défaut minimal :

Le seuil de courant minimal I_{ph} doit être réglé légèrement en dessous (environ 10 %) du courant de défaut minimal attendu.

➤ Détection de défauts à la terre :

Il s'agit de calculer la valeur $3I_0$ qui doit être réglée légèrement en dessous du courant de défaut de terre minimal attendu pour les réseaux avec neutre mis à la terre. $3I_0$ est défini comme la somme géométrique des courants de phase ($I_{L1} + I_{L2} + I_{L3}$), égale au courant circulant dans le point neutre du jeu des réducteurs de courant. Dans les réseaux non mis à la terre, la valeur réglée doit se situer légèrement en dessous du courant de terre présent en cas d'un défaut terre double.

La pente de la caractéristique $3I_0 > I_{phmax}$ peut être réglée par défaut = 10%.

Lors du réglage de $3U_0$, il faut veiller à ce que les non symétries d'exploitation ne provoquent pas de déclenchement. $3U_0$ est défini comme la somme géométrique des tensions phase-terre ($U_{L1-T} + U_{L2-T} + U_{L3-T}$). Si le critère U_0 est inapplicable, il faut régler sur ∞ .

Chapitre 2 : Généralités sur les réseaux HTA et les protections par relais

Introduction

Dans le monde moderne, il n'est pas envisageable de vivre sans électricité vu le rôle vital de cet élément dans la vie quotidienne de chacun de nous. Il y a donc nécessité de production et une distribution continue via un réseau électrique efficace.

Dans les réseaux électriques, nous pouvons distinguer différents niveaux de tension appliqués. Les réseaux de transport et les réseaux de répartition très haute tension et haute tension, sont, comme leur nom l'indique, utilisés pour transporter ou répartir l'énergie électrique, générée dans les centrales de production, sur de grandes distances dans un pays ou à l'international. Les "clients" connectés sur ce type de réseau ont besoin de très grandes quantités d'énergie.

Les réseaux de distribution moyenne tension sont conçus pour faire la même chose mais sur une échelle plus petite, une ville par exemple. Ces réseaux transportent l'énergie sans encore arriver aux consommateurs particuliers, mais permettent la connexion de clients industriels se caractérisant par un besoin énergétique moyen. Ces clients représentent 15 à 20 % des clients industriels.

Les réseaux basse tension forment encore une réduction de l'échelle et sont destinés à alimenter des clients de faible demande d'énergie : établissements de service, particuliers, etc.

Les relais de protection sont des appareils qui reçoivent un ou plusieurs informations (signaux) à caractère analogique (courant, tension, puissance, fréquence, température, etc.) et les transmettent à un ordre binaire (fermeture ou ouverture d'un circuit de commande) lorsque ces informations reçues atteignent les valeurs supérieures ou inférieures à certaines limites qui sont fixées à l'avance. Donc le rôle des relais de protection est de détecter tout phénomène anormal pouvant se produire sur un réseau électrique tel que le court-circuit, variation de tension. ...etc.

Un relais de protection détecte l'existence de conditions anormales par la surveillance continue, et détermine quels disjoncteurs à ouvrir et alimente les circuits de déclenchement. [7]

Dans ce chapitre, nous allons présenter la base des études que nous avons menées. La première partie présentera les réseaux de distribution HTA – leur nature, structure. La deuxième partie va concerner les protections par relais.

2.1. Le réseau de distribution HTA

Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs. Il est constitué de lignes électriques exploitées à des différents niveaux de tension, connectées entre elles dans des postes électriques, qui permettent de répartir l'électricité et de faire passer d'une tension à l'autre grâce aux transformateurs.

Un réseau électrique doit aussi assurer la gestion dynamique de l'ensemble production - transport - consommateurs, mettant en œuvre des réglages ayant pour but d'assurer la stabilité de l'ensemble.

Le réseau de distribution moyenne tension commence à partir du poste source HTB/HTA d'où partent plusieurs départs HTA constitués d'un ensemble de conducteurs et d'appareils de coupure qui alimentent les charges moyenne tension ou les postes de distribution publique (HTA/BTA).

Le principe du réseau de distribution d'énergie électrique c'est d'assurer le mouvement de cette énergie (active ou réactive) en transitant par des lignes ou câble HTA (30 et 10 kV) et entre les différents postes de livraison (postes sources HTB/HTA) et les consommateurs BT (400/230 V).

L'architecture d'un réseau de distribution électrique moyenne tension (MT ou HTA) est plus ou moins complexe suivant le niveau de tension, la puissance demandée et la sûreté d'alimentation requise. [7] [8] [9]

Selon la définition de la Commission Electrotechnique Internationale (CEI), un poste électrique est la partie d'un réseau électrique, située en même lieu, comprenant principalement les extrémités des lignes de transport ou de distribution, de l'appareillage électrique, des bâtiments, et éventuellement, des transformateurs. Il existe plusieurs types de postes électriques [7] [8] [9] [10] :

- postes de sortie de centrale : le but de ces postes est de raccorder une centrale de production de l'énergie au réseau ;
- postes d'interconnexion : le but est d'interconnecter plusieurs lignes électriques HTB ;
- postes élévateurs : le but est de monter le niveau de tension, à l'aide d'un transformateur ;
- postes de distribution : le but est d'abaisser le niveau de tension pour distribuer l'énergie électrique aux clients résidentiels ou industriels.

2.1.1. Modes de distribution des réseaux HTA

L'architecture des réseaux de distribution ainsi que le placement des appareils de coupure dépend de plusieurs paramètres technico-économiques comme le type de zone (rurale ou urbaine), la qualité de service désirée (temps moyen de coupure par client) et donc l'investissement que l'on est prêt à engager. [7]

2.1.2. Différents types de réseaux électriques

Les réseaux électriques sont partagés en trois types :

2.1.2.1- Réseaux de transport et d'interconnexion : [7] [9] [11] [12]

Les réseaux de transport et d'interconnexion ont principalement pour mission :

- de collecter l'électricité produite par les centrales importantes et de l'acheminer par grand flux vers les zones de consommation (fonction transport),

- de permettre une exploitation économique et sûre des moyens de production en assurant une compensation des différents aléas (fonction interconnexion),
- la tension est 150 kV, 220 kV et dernièrement 420 kV,
- le neutre directement mis à la terre,
- le réseau maillé.

2.1.2.2- Réseaux de répartition : [7] [9] [11]

Les réseaux de répartition ou réseaux Haute Tension ont pour rôle de répartir, au niveau régional, l'énergie issue du réseau de transport. Leur tension est supérieure à 63 kV selon les régions. Ces réseaux sont, en grande part, constitués de lignes aériennes, dont chacune peut transiter plus de 60 MVA sur des distances de quelques dizaines de kilomètres. Leur structure est, soit en boucle fermée, soit le plus souvent en boucle ouverte, mais peut aussi se terminer en antenne au niveau de certains postes de transformation.

En zone urbaine dense, ces réseaux peuvent être souterrains sur des longueurs n'excédant pas quelques kilomètres. Ces réseaux alimentent d'une part les réseaux de distribution à travers des postes de transformation HT/MT et, d'autre part, les utilisateurs industriels dont la taille (supérieure à 60 MVA) nécessite un raccordement à cette tension :

- la tension est 90 kV ou 63 kV,
- le neutre à la terre par réactance ou transformateur de point neutre :
 - limitation courant neutre à 1500 A pour le 90 kV,
 - limitation courant neutre à 1000 A pour le 63 kV,
- les réseaux en boucle ouverte ou fermée.

2.1.2.3- Réseaux de distribution : [7] [9] [11] [13]

Les réseaux de distribution commencent à partir des tensions inférieures à 63 kV et des postes de transformation HTB/HTA avec l'aide des lignes ou des câbles moyenne tension jusqu'aux postes de répartition HTA/HTA. Le poste de transformation HTA/BTA constitue le dernier maillon de la chaîne de distribution et concerne tous les usages du courant électrique.

- Réseaux de distribution à moyenne tension :
 - HTA (30, 20, 10 et 5 kV le plus répandu),
 - neutre à la terre par une résistance,
 - limitation à 300 A pour les réseaux aériens,
 - limitation à 1000 A pour les réseaux souterrains,
 - réseaux souterrains en boucle ouverte.
- Réseaux de distribution à basse tension :
 - BTA (230 / 400 V),
 - neutre directement à la terre,

- réseaux de type radial, maillés et bouclés.

2.1.3. Gamme des tensions utilisées

Un réseau électrique se définit comme un ensemble de lignes électriques reliées directement entre elles et fonctionnant sous la même tension, qui est la tension nominale de ce réseau.

Cette valeur nominale de tension est classée par la norme française NF C 11-201 en différentes catégories comme indiquées ci-dessous (tab. 2.1) [14] [15] :

Tableau 2.1 : Différentes catégories de tension nominale

Type de ligne	Tension alternative	Domaine	Tension alternative	Usage
Ancienne dénomination		Nouvelle dénomination		
Très Haute Tension (THT)	400kV ou 225kV	Haute Tension B (HTB)	>50 000V	Transport d'énergie électrique à longue distance et international
Haute Tension (HT)	90kV ou 63kV	Haute Tension A (HTA)	1kV <U< 50kV	Transport d'énergie électrique distant, industries lourdes, transport ferroviaire
Moyenne Tension (MT)	30kV, 20kV ou 15kV	Basse Tension B (BTB)	500<U<1000	Transport et distribution d'énergie électrique en local : industries, PME, services, commerces
Basse Tension (BT)	400V, 230V	Basse Tension A (BTA)	50<U<500V	Distribution d'énergie électrique : ménages, artisans

A Madagascar, les Standards techniques et normes en vigueur [16] prévoyaient le classement des ouvrages de transport, de distribution et de branchement existants sur la majorité des exploitations sur le territoire malgache en trois catégories (tab. 2.2), selon la valeur de la tension (en valeur efficace pour le courant alternatif).

Tableau 2.2: Classement des ouvrages de transport et de distribution

1^{ère} Catégorie Basse tension (BT) Moins de 500 Volts	2^{ème} Catégorie Moyenne tension (MT) De 500 à 50 000 Volts	3^{ème} Catégorie Haute tension (HT) Plus de 50 000 Volts
220 V 380 V	5 500 V 15 000 V 20 000 V 35 000 V	63 000 V 138 000 V
Toutes les tensions s'entendent entre conducteurs phases		

2.1.4. Modes d'alimentation des postes HTA [7] [9] [13]

Nous allons identifier les principales solutions d'alimentation d'un tableau HTA, indépendamment de son emplacement dans le réseau. Le nombre de sources et la complexité du tableau diffèrent suivant le niveau de sûreté de fonctionnement désiré. Les schémas sont classés dans un ordre tel que la sûreté de fonctionnement s'améliore tandis que le coût d'installation augmente.

2.1.4.1- Un jeu de barres avec une source :

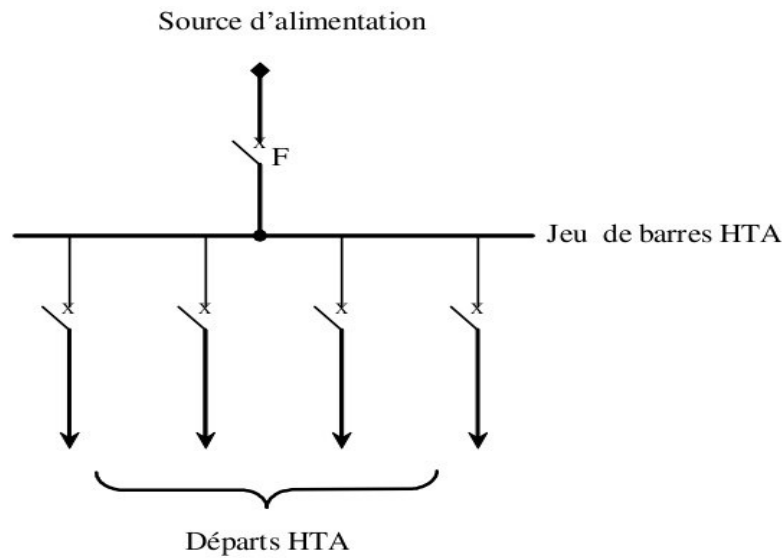
➤ Architecture :

Figure 2.1: Architecture d'un jeu de barres avec une source

➤ Fonctionnement :

En cas de perte de la source d'alimentation, le jeu de barres est hors service jusqu'à l'opération de réparation.

2.1.4.2- Un jeu de barres sans couplage avec deux sources :

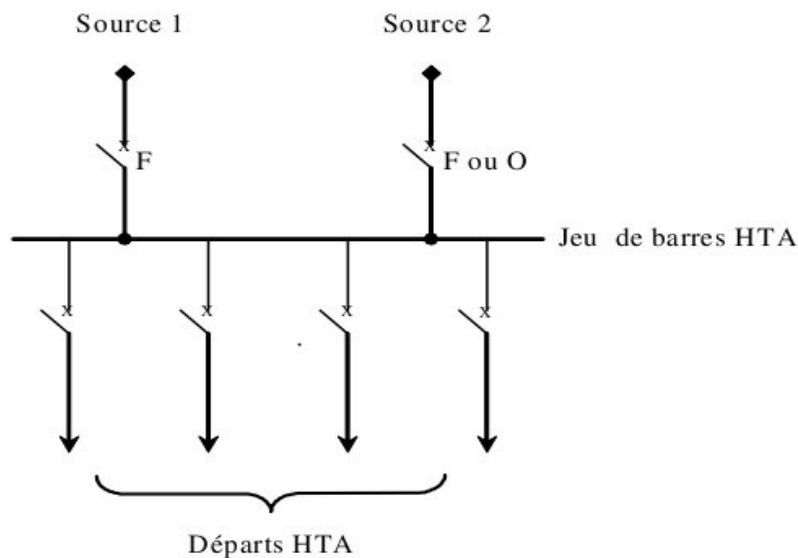
➤ Architecture :

Figure 2.2: Architecture d'un jeu de barres sans couplage avec deux sources

➤ Fonctionnement :

Les deux sources peuvent fonctionner en parallèle ou l'une en secours de l'autre. En cas de défaut sur le jeu de barres (ou maintenance de celui-ci), les départs ne sont plus alimentés.

2.1.4.3- Deux jeux de barres avec couplage et deux sources

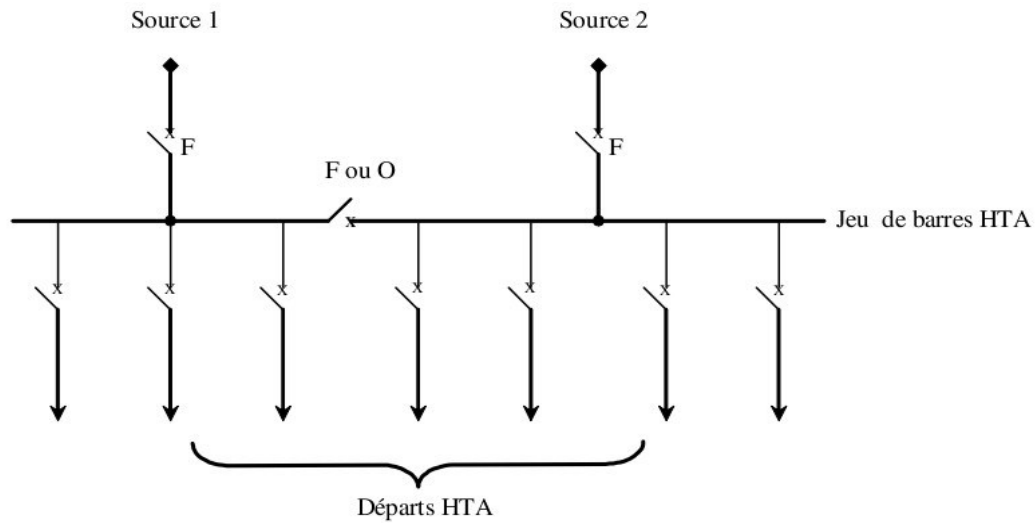
➤ Architecture :

Figure 2.3 : Architecture de deux jeux de barres avec couplage et deux sources

➤ Fonctionnement :

- le disjoncteur de couplage peut être maintenu fermé ou ouvert ;
- s'il est ouvert, chaque source alimente un jeu de barres. En cas de perte d'une source, le disjoncteur de couplage est fermé et l'autre source alimente les deux jeux de barres ;
- en cas de défaut sur un jeu de barres (ou maintenance de celui-ci), une partie seulement des départs n'est plus alimentée.

2.1.4.4- Un jeu de barres sans couplage et trois sources

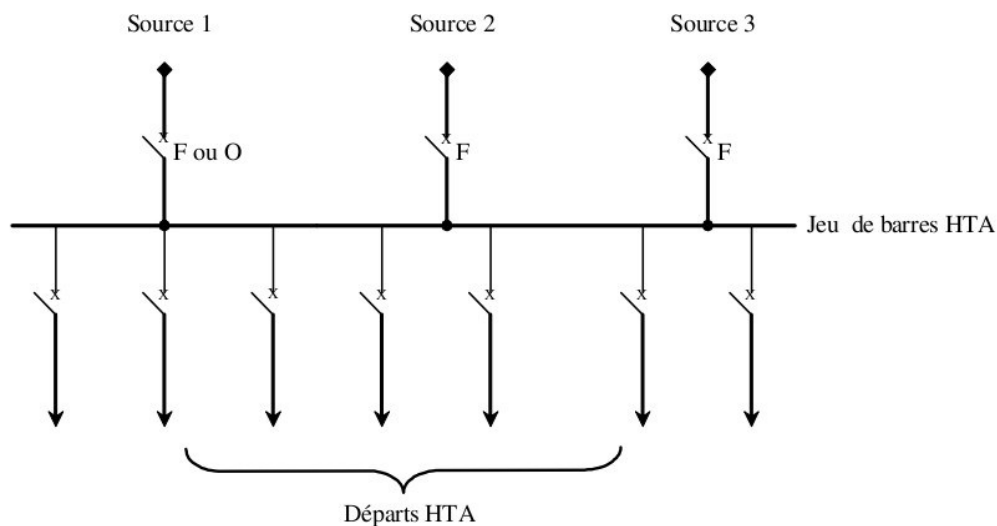
➤ Architecture :

Figure 2.4 : Architecture d'un jeu de barres sans couplage avec trois sources

➤ Fonctionnement :

- les trois sources peuvent fonctionner en parallèle ou l'une en secours des deux autres ;

- en cas de défaut sur le jeu de barres (ou maintenance de celui-ci), les départs ne sont plus alimentés

2.1.4.5- Trois jeux de barres avec couplages et trois sources :

➤ Architecture :

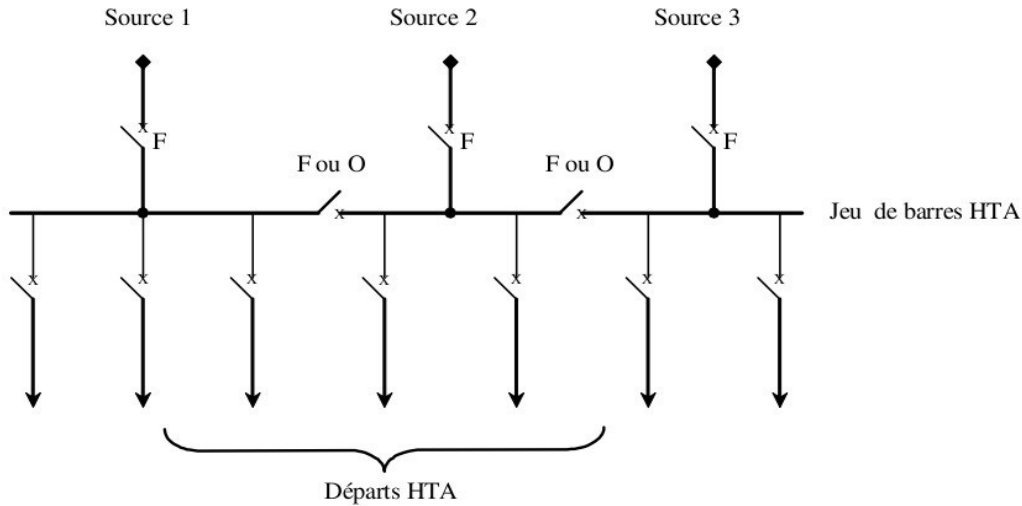


Figure 2.5 : Architecture de trois jeux de barres avec couplages et trois sources

➤ Fonctionnement :

- les deux disjoncteurs de couplage peuvent être maintenus ouverts ou fermés ;
- s'ils sont ouverts, chaque source alimente sa section de barres. En cas de perte d'une source, le disjoncteur de couplage associé est fermé, une source alimente deux sections de barres et l'autre une section de barres ;
- en cas de défaut sur une section de barres (ou maintenance de celle-ci), une partie seulement des départs n'est plus alimentée.

2.1.4.6- Sources et départs en " DUPLEX " :

➤ Architecture :

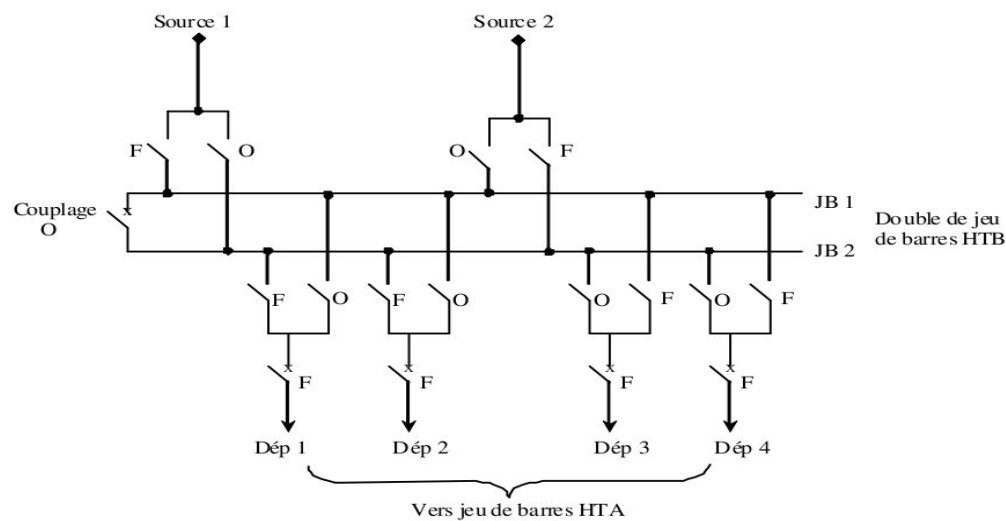


Figure 2.6 : Architectures de couplage des sources et départs en " DUPLEX".

➤ Fonctionnement :

- le disjoncteur de couplage est maintenu ouvert en fonctionnement normal ;
- chaque source peut alimenter l'un ou l'autre des jeux de barres par ses deux cellules disjoncteur débroschable. Par souci d'économie, il n'y a qu'un seul disjoncteur pour les deux cellules débroschables qui sont installées tête-bêche. On peut ainsi facilement déplacer le disjoncteur d'une cellule à l'autre. Ainsi, si l'on veut que la source 1 alimente le jeu de barres JB2, on déplace le disjoncteur dans l'autre cellule associée à la source 1.

Le même principe est mis en place pour les départs. Ainsi, à chaque départ sont associées deux cellules débroschables et un seul disjoncteur. Chaque départ peut être alimenté par l'un ou l'autre des jeux de barres suivant l'emplacement du disjoncteur. Par exemple, la source 1 alimente le jeu de barres JB 1 et les départs Dép 1 et Dép 2. La source deux alimente le jeu de barres JB 2 et les départs Dép 3 et Dép 4.

- en cas de perte d'une source, le disjoncteur de couplage est fermé, l'autre source assure la totalité de l'alimentation ;
- en cas de défaut sur un jeu de barres (ou maintenance de celui-ci), le disjoncteur de couplage est ouvert et chaque disjoncteur est placé sur le jeu de barres en service, afin que tous les départs soient alimentés ;
- l'inconvénient du système " DUPLEX " est qu'il ne permet pas les permutations automatiques. En cas de défaut, chaque permutation à effectuer dure plusieurs minutes et nécessite la mise hors tension des jeux de barres.

2.1.4.7- Deux jeux de barres avec deux attaches par départ et deux sources :

➤ Architecture :

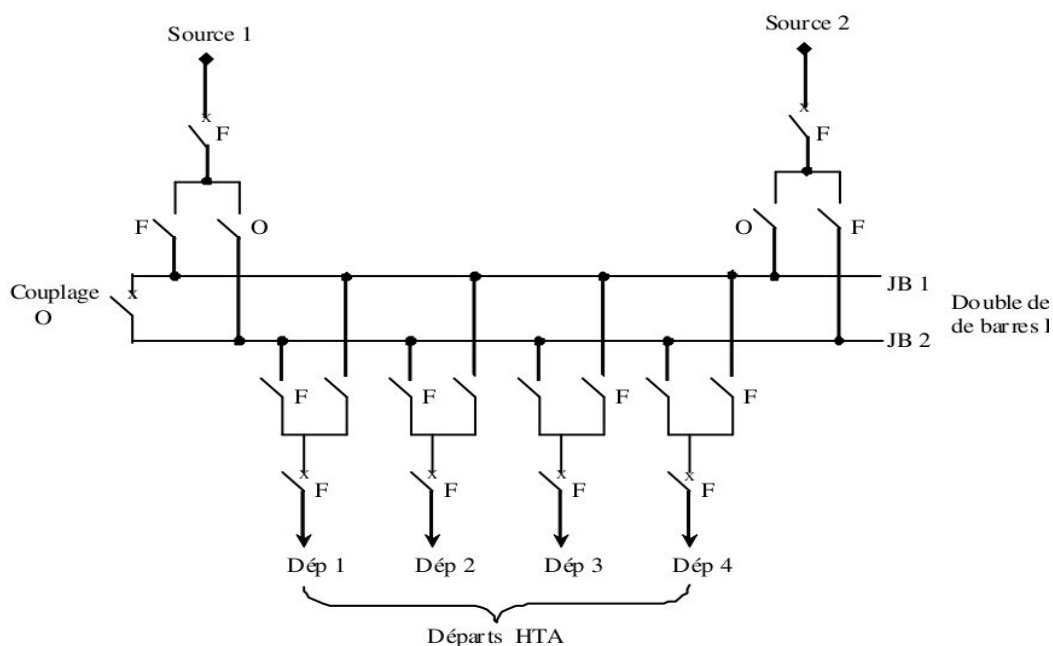


Figure 2.7 : Architectures des deux jeux de barres avec deux attaches par départ et deux sources.

➤ Fonctionnement :

- le disjoncteur de couplage est maintenu ouvert en fonctionnement normal,
- chaque départ peut être alimenté par l'un ou l'autre des jeux de barres suivant l'état de sectionneurs qui lui sont associés, un seul sectionneur par départ doit être fermé,
- par exemple, la source 1 alimente le jeu de barres JB 1 et les départs Dép1 et Dép2. La source 2 alimente le jeu de barres JB 2 et les départs moyenne tension Dép. 3 et Dép. 4,
- en cas de perte d'une source, le disjoncteur de couplage est fermé, l'autre source assure la totalité de l'alimentation,
- en cas de défaut sur un jeu de barres (ou maintenance de celui-ci), le disjoncteur de couplage est ouvert et l'autre jeu de barres alimente la totalité des départs.

2.1.4.8- Deux doubles jeux de barres couplés entre eux :

➤ Architecture :

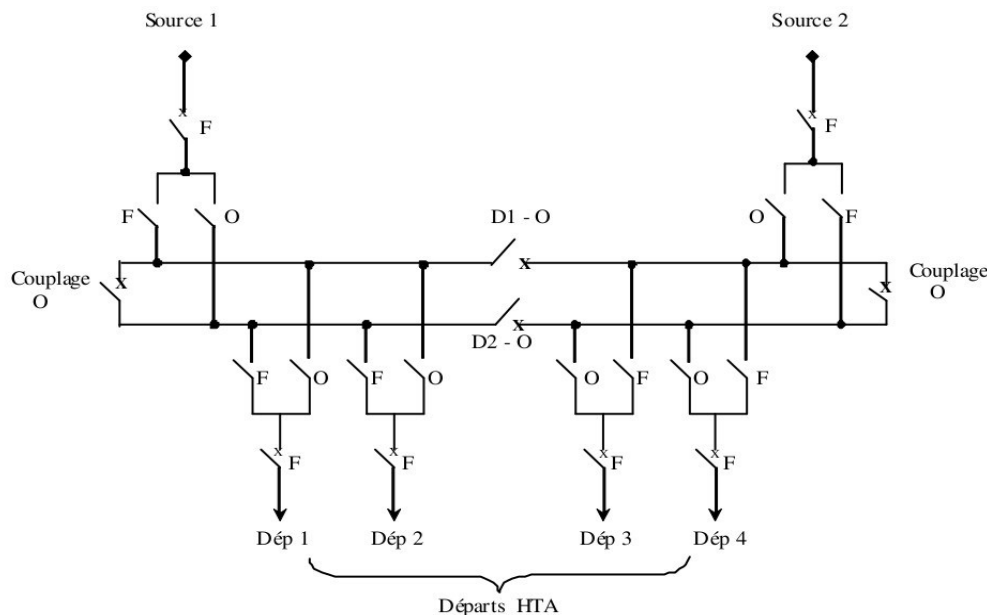


Figure 2.8 : Architectures des deux doubles jeux de barres couplés entre eux.

➤ Fonctionnement :

- il est presque identique au schéma précédent (deux jeux de barres, deux attaches par départ, deux sources d'alimentation). La décomposition du double jeu de barres en deux tableaux avec couplage (par D1 et D2) permet une plus grande souplesse d'exploitation,
- chaque jeu de barres alimente un nombre de départs moins important en fonctionnement normal.

2.1.5. Architectures des postes HTA/BT supérieurs à 630 kVA [7] [9] [17]

2.1.5.1- Généralités :

Ce type des postes HTA/BT sont caractérisés par :

- les tensions d'entrées sont : 10 ou 30 kV,

- les tensions de sortie (utilisation) sont : 230/ 400 V,
- la section du câble d'alimentation est 120 mm²,
- la puissance : $S > 630$ kVA,
- la mode d'alimentation :
 - souterrain : coupure d'artère,
 - aérien : dérivation.
- une cellule de protection générale par disjoncteur HTA,
- une cellule de comptage de l'énergie (tension et courant),
- la protection des transformateurs par fusible HTA,
- un tableau générale basse tension (TGBT).

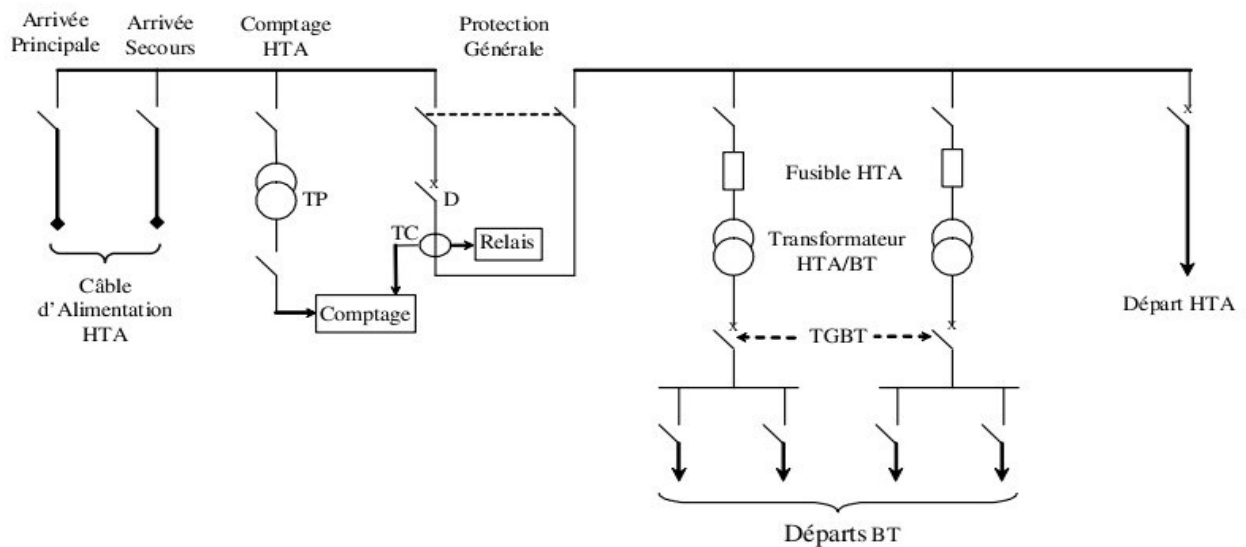


Figure 2.9 : Architecture générale d'un poste abonné HTA/BT.

2.1.5.2- Alimentation en coupure d'artère : [7] [9] [17]

La distribution en coupure d'artère (fig.2.10) est très répandue. Le réseau de distribution passe par le poste de livraison de l'abonné, ce dernier étant équipé de deux cellules « arrivée ». Les agents du service local de distribution utilisent les interrupteurs de ces cellules pour isoler, en cas de travaux ou de défaut, le tronçon situé entre deux postes.

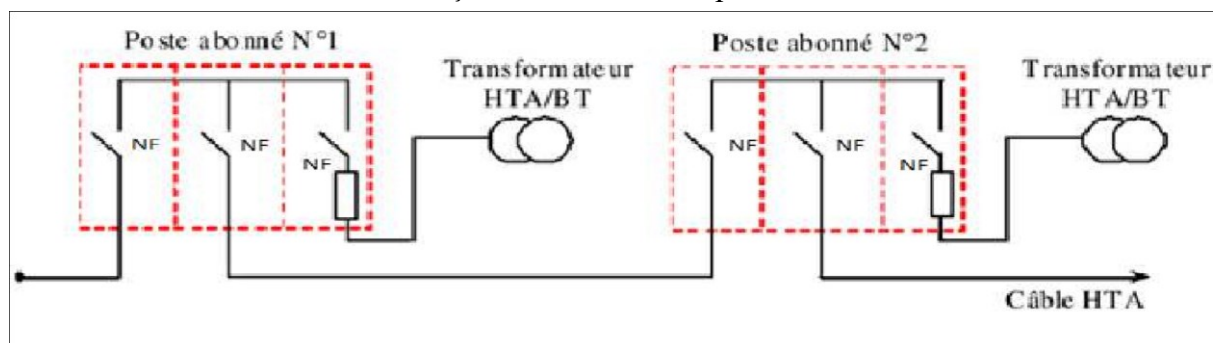


Figure 2.10 : Poste abonné alimenté en coupure d'artère

2.1.5.3- Alimentation en double dérivation :

La distribution en double dérivation (fig. 2.11) permet dans les zones de forte densité de maintenir un haut niveau de disponibilité de l'énergie électrique. Les postes de livraison sont connectés au réseau par leur câble « travail » et sont permutés soit automatiquement en cas de défaut, soit par télécommande en cas de travaux.

Domaines d'utilisation :

- distributions souterraines en zone urbaine,
- réseaux HT d'activités tertiaires,
- distributions aériennes rurales,
- postes sur poteau,
- réseaux des villes à forte densité ou en extension,
- distribution aérienne industrielle.

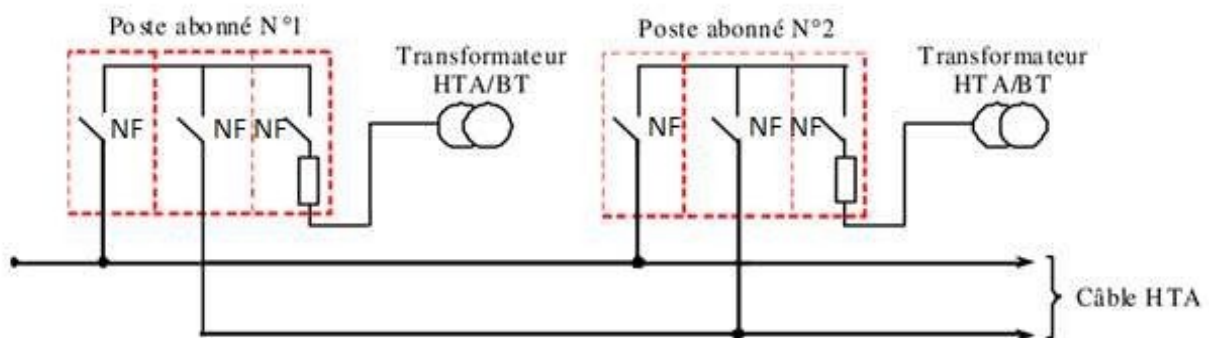


Figure 2.11 : Poste abonné alimenté en double dérivation.

2.2. Protections contre les défauts entre phases [7] [18]

Les défauts entre phases représentent environ **30%** du total des défauts. Ils génèrent des courants dont la limitation est assurée par les impédances directes ou inverses des lignes et des postes HTB/HTA. Il est nécessaire que le système de protection ait une rapidité qui soit cohérente avec le dimensionnement thermique des matériels du réseau.

La protection de base des réseaux de distribution HTA est la protection ampéremétrique associée à des relais temporisés définissant des intervalles sélectifs ou à un dispositif à temps inverse, notamment dans les réseaux à neutre distribué. Cette protection s'effectue pour chaque départ HTA à l'aide de relais (§§.2.3.2) à maximum de courant montés au secondaire de transformateurs de courant placés sur les phases :

- deux relais suffisent dans le cas d'un réseau triphasé à neutre non distribué ;
- trois relais sont nécessaires dans le cas d'un réseau à neutre distribué.

2.2.1. Principe de réglage en intensité des relais de courant de phase

Les relais doivent être réglés à une valeur inférieure au plus petit courant de défaut susceptible de se manifester entre phases. Ce courant est celui qui résulte d'un défaut biphasé à l'extrémité

du réseau lorsque la puissance de court-circuit des transformateurs d'alimentation est la plus faible.

2.2.2. Fonctionnement et sélectivité

La sélectivité vise à isoler le plus rapidement possible la partie du réseau affectée par un défaut, et uniquement cette partie, en laissant sous tension toutes les parties saines de ce réseau. Le critère adopté pour assurer la sélectivité est le critère chronométrique (fig. 2.12).

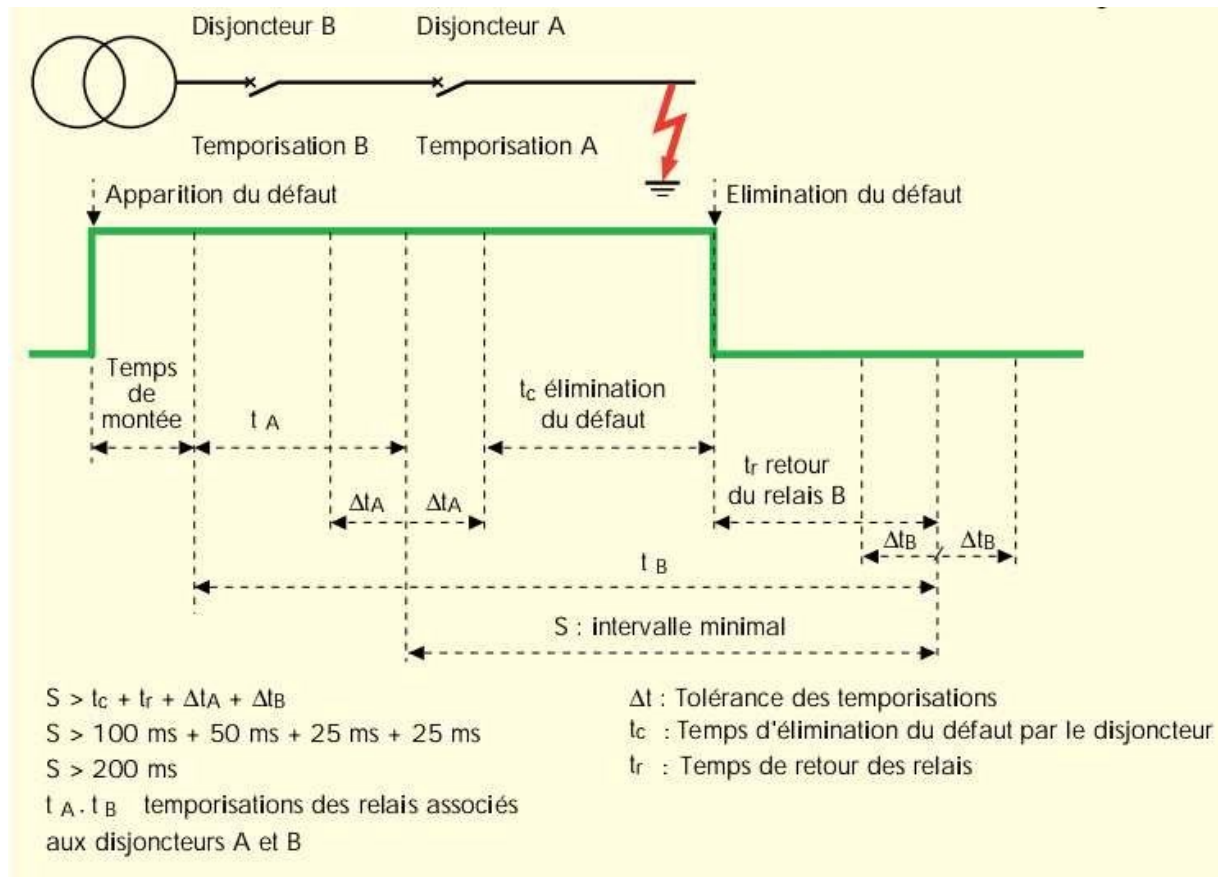


Figure 2.12 : Sélectivité chronométrique

En effet, pour éviter les déclenchements intempestifs des protections en amont, les temporisations respectives doivent permettre aux relais de retomber avant qu'elles ne donnent l'ordre de déclenchement. La différence des temps de fonctionnement entre deux protections successives est l'intervalle de sélectivité. Cet intervalle de sélectivité doit être suffisant et doit tenir compte :

- du temps d'élimination du défaut par les disjoncteurs : T_c ;
- des tolérances des temporisations : Δt ;
- du temps de retour au repos des relais : t_r .

Ces trois contraintes amènent à une tolérance minimum de **200 ms**, appelée intervalle de sélectivité. Ce système de sélectivité présente l'avantage d'assurer son propre secours. En effet, si à la suite d'une défaillance d'un relais ou d'un disjoncteur, l'ouvrage en défaut n'est pas

normalement éliminé, la protection placée immédiatement en amont intervient à son tour et élimine, en secours, l'ouvrage défaillant.

En outre, la sélectivité par le temps a l'avantage de la simplicité. Elle a cependant une limite lorsque le nombre de relais en cascade est trop grand. En effet, dans ce cas, le relais situé le plus en amont est réglé sur un temps de fonctionnement qui est supérieur à la somme des intervalles de sélectivité.

Cependant, en cas de défauts qui interviennent presque simultanément sur des départs différents, le disjoncteur "arrivée" peut déclencher. Il s'agit alors d'un cumul de temporisation illustré par la figure 2.13 ci-après et qui se rencontre assez souvent sur les réseaux aériens ou mixtes en cas d'orages avec de nombreux coups de foudre. [18]

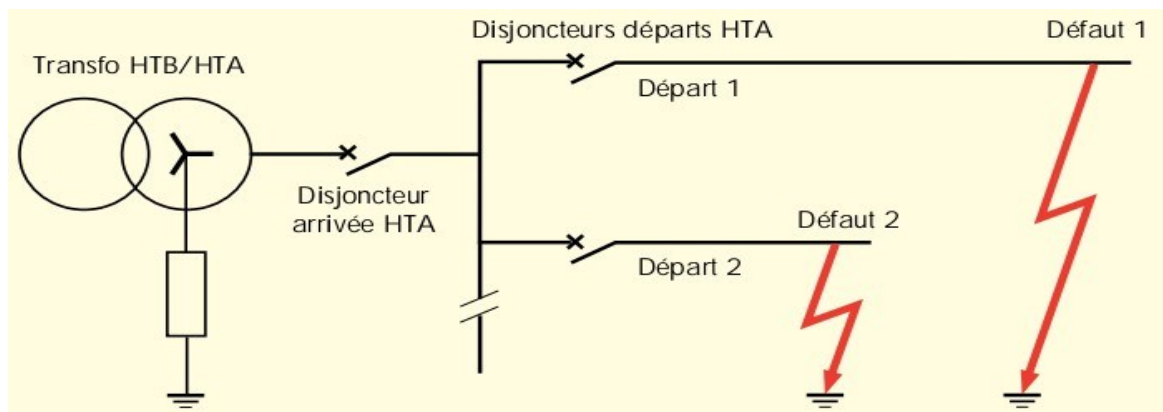


Figure 2.13 : Défauts presque simultanés sur une demi-rame HTA

Le fonctionnement chronologique des protections est illustré selon [18] par le schéma de la figure 2.14 :

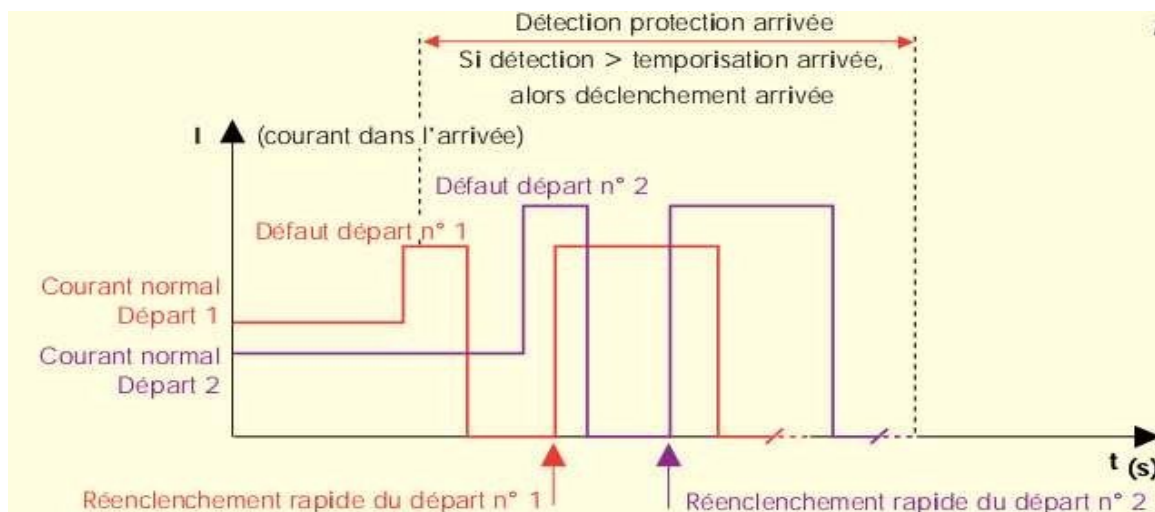


Figure 2.14 : Cumul de deux défauts entraînant un déclenchement de l'arrivée

Pour que le disjoncteur de l'arrivée HTA ne déclenche pas de manière intempestive, il est nécessaire de prendre en compte ce phénomène. La temporisation du disjoncteur de l'arrivée HTA sera d'autant plus importante que :

- les départs HTA possèdent une temporisation de déclenchement élevée;
- les départs HTA sont susceptibles d'être foudroyés (il faut considérer alors qu'un, deux, trois ou quatre départs peuvent être atteints presque simultanément).

Pour éviter le déclenchement de l'arrivée dû à un cumul de temporisation créée par une succession de deux défauts sur deux départs différents, il est nécessaire de régler la temporisation de déclenchement de l'arrivée à deux fois la temporisation de déclenchement des départs, augmentée de l'intervalle de sélectivité. Ce temps peut même être augmenté si le poste possède un disjoncteur shunt.

2.3. Protections contre les défauts entre phase et terre [7] [18]

Les différentes protections utilisées contre les défauts à la terre sont intimement liées aux choix qui sont faits en matière de mise à la terre du neutre.

2.3.1. Rappel électrotechnique : impédance de limitation 300 A ou 150 A

La nature et la répartition des courants lors d'un défaut monophasé à la terre sont précisées selon [18] par le schéma de la figure 2.15 :

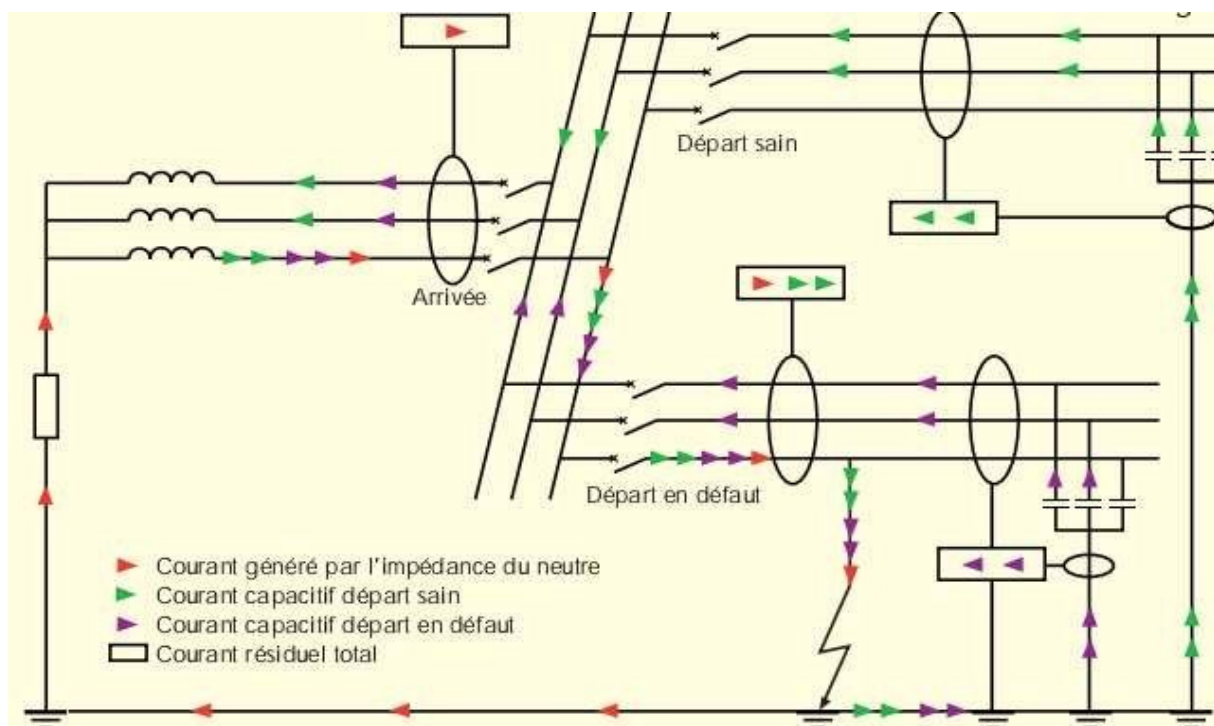


Figure 2.15 : Nature et répartition des courants lors d'un défaut franc phase-terre sur un réseau mis à la terre par impédance de limitation

On peut en déduire que :

- il circule dans chacun des départs sains un courant résultant de sa capacité homopolaire ;
- le courant dans le défaut est la somme du courant circulant dans l'impédance de neutre et du courant capacitif fourni par l'ensemble des départs ;
- c'est la protection du départ en défaut qui "voit" circuler le courant le plus élevé.

2.3.2. Protection ampèremétrique à temps constant

La détection d'un défaut à la terre nécessite l'utilisation de trois transformateurs de courant et d'un relais de courant homopolaire placé dans le circuit de neutre de ces trois transformateurs de courant. Ces trois relais à maximum de courant suffisent à élaborer les ordres de déclenchement (deux relais de phase, un relais homopolaire) (fig. 2.16) :

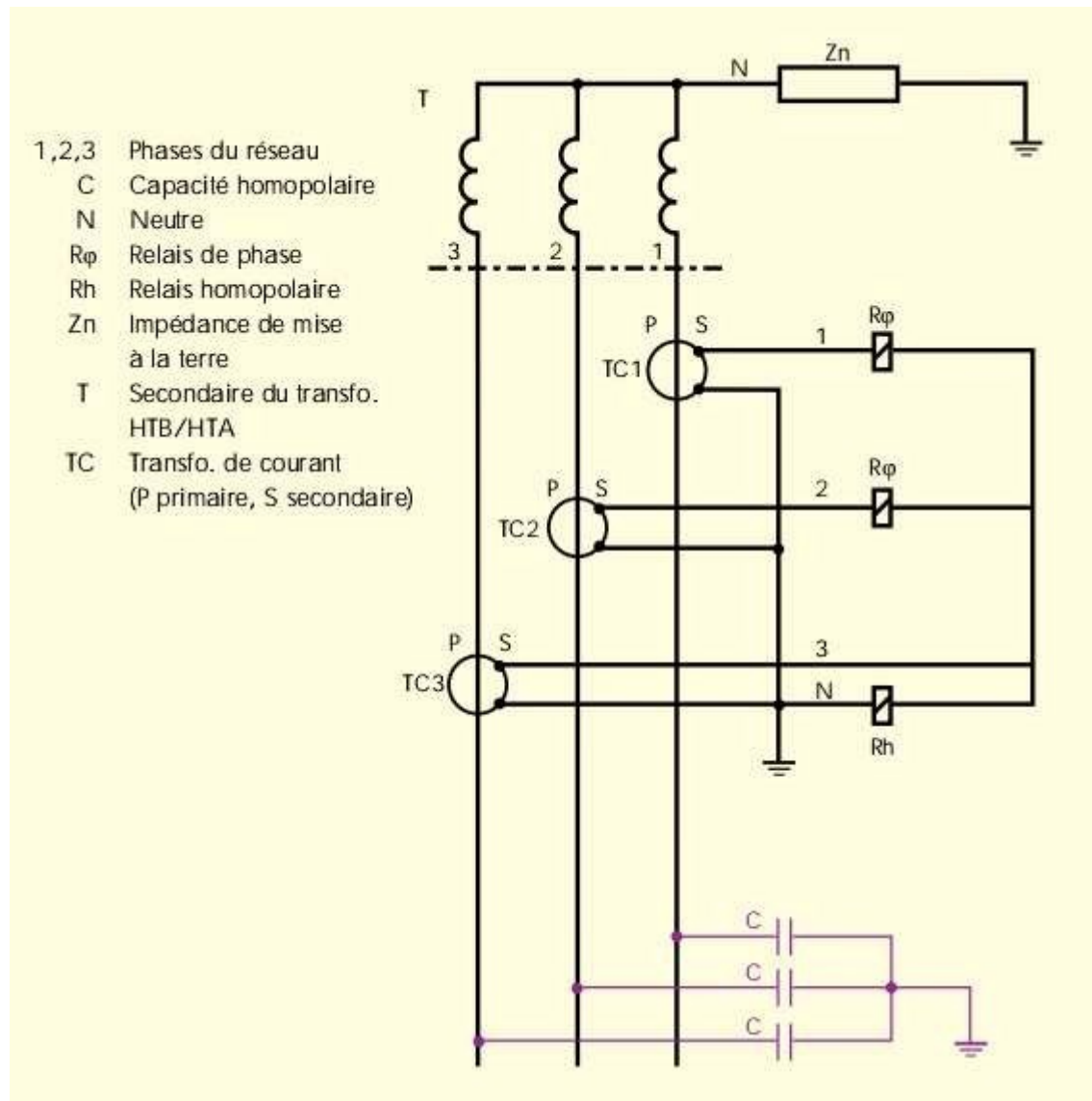


Figure 2.16 : Raccordement d'une protection ampèremétrique

Le seuil de fonctionnement d'un relais homopolaire doit être le plus faible possible, pour détecter des défauts de faible intensité. Il dépend toutefois de la valeur du courant capacitif. En effet, pour un départ ce seuil doit être supérieur à la valeur du courant capacitif résiduel qui circulera sur ce départ en cas de défaut franc sur un départ voisin :

- **réseaux souterrains** : les impédances de défauts sont faibles, les seuils peuvent être élevés.

- **réseaux aériens** : avec un courant capacitif très faible, le seuil de détection peut être faible. Toutefois un dispositif de recherche de terre est nécessaire pour détecter et éliminer les défauts très résistants.

Les évolutions des réseaux dues à l'accroissement de la partie souterraine (développement des réseaux mixtes) nécessitent une augmentation du réglage du seuil de détection, puisque les courants capacitifs augmentent. Ceci entraîne une sollicitation plus fréquente du dispositif de recherche de terre.

Le courant capacitif résiduel sera maximum pour un défaut franc sur un autre départ selon le schéma de la figure 2.17 :

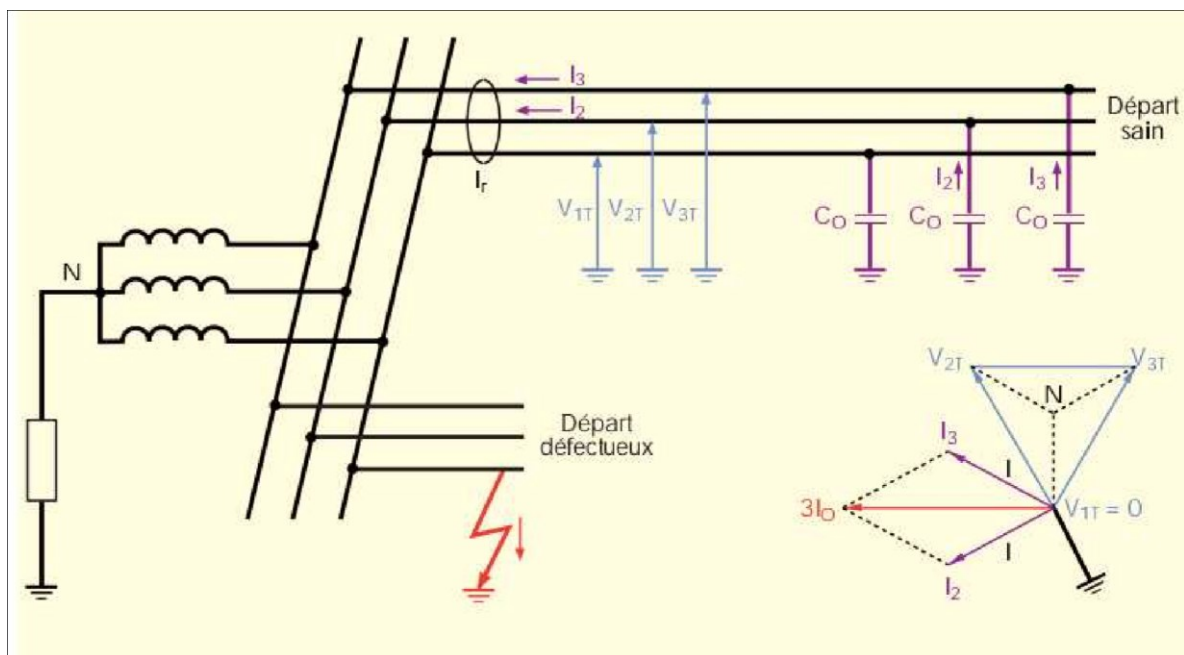


Figure 2.17 : Calcul du courant capacitif résiduel maximum sur un départ

Pendant un défaut monophasé franc sur un autre départ, la tension V_1 de la phase avariée est nulle ; les tensions simples des deux autres phases V_2 et V_3 ont pour amplitude la tension composée U et elles sont déphasées entre elles de 60° ; le courant mesuré par le relais de courant homopolaire est dans ces conditions :

- $I_r = I\sqrt{3}$ avec $I = U C_0 \omega$

C_0 étant la capacité d'un conducteur du départ par rapport à la terre.

Si I_0 est le courant traversant la capacité C_0 sous la tension simple :

- $I_0 = C_0 \omega V$, c'est le courant capacitif en fonctionnement normal ;
- $I_r = U C_0 \omega \sqrt{3} = 3 V C_0 \omega$.

2.3.3. Protection ampèremétrique à deux seuils homopolaires à temps constant

Lorsqu'un départ possède un fort courant capacitif homopolaire, le seuil de fonctionnement du relais homopolaire doit être élevé. La détection des défauts de faible intensité nécessite le

recours au chercheur de terre et impose de nombreuses coupures de faible durée des départs sains.

La protection ampèremétrique à deux seuils homopolaires permet d'améliorer la détection de ces défauts, et limite donc le recours au chercheur de terre. Il s'agit d'une protection ampèremétrique à temps constant à laquelle on a ajouté un deuxième seuil homopolaire S_2 inférieur au premier S_1 , avec sa propre temporisation égale à 1,3 s et venant en complément de la temporisation associée au premier seuil (fig. 2.18). Dans le régime du neutre défini par la 75 ter, un défaut résistant affectant un départ (dont $I_d < 3I_o$ du départ en défaut) entraîne sur les départs sains un courant résiduel capacitif nettement plus faible que le seuil de réglage de ces départs sains.

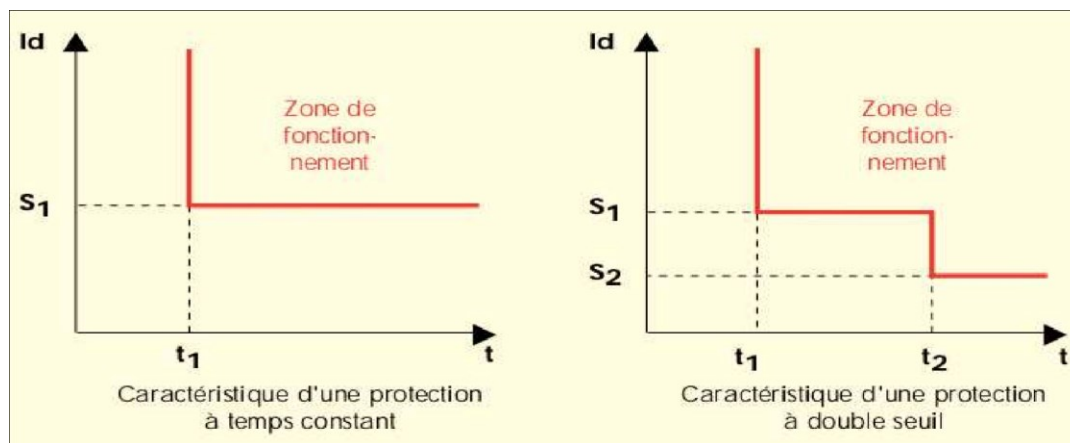


Figure 2.18 : Caractéristiques d'une protection à temps constant et d'une protection à double seuil

Un défaut monophasé apparaissant sur le départ et entraînant un courant supérieur à S_1 sera éliminé au bout du temps t_1 . Les courants capacitifs qui circulent dans les départs sains sont bien détectés par le deuxième seuil (S_2), mais ils ne provoquent pas de déclenchement puisqu'éliminés dans le temps t_1 (ils devraient durer t_2 pour provoquer un déclenchement). Par contre, si le courant de défaut est faible, il sera détecté par le seuil S_2 et le défaut sera éliminé au bout du temps t_2 . On peut ainsi obtenir des seuils de fonctionnement assez bas sur les départs capacitifs tout en conservant la sélectivité du système de protection.

Le réglage S_1 est le seuil habituel ($1,2 \times 3I_o$) d'un réglage homopolaire. Le réglage S_2 est fixé de manière à éviter le déclenchement de ce départ lorsque, sur tout autre départ, le courant de défaut est inférieur au premier seuil de la protection homopolaire de ce dernier.

Si l'emploi de protections à double seuil homopolaire peut apporter une amélioration importante sur les départs capacitifs, il trouve rapidement ses limites dès lors que la capacité homopolaire de plusieurs départs devient trop importante (c'est notamment le cas avec des départs aériens mixtes avec une importante ossature en souterrain). Aussi ce type de protections est actuellement abandonné au profit de protections homopolaires à temps dépendant et des PWH.

2.3.4. Protection ampèremétrique à temps dépendant (ou à temps inverse)

Dans cette protection, la durée entre la détection du défaut et l'ordre de déclenchement est fonction de l'intensité du courant de défaut. Ce type de protection fait son apparition avec la mise en place du palier 1986 des postes sources. Elle a été retenue pour la détection des défauts monophasés résistants (Ensemble de Protections Ampèremétriques de Terre Résistante, c'est-à-dire EPATR), dont le fonctionnement est caractérisé par la courbe de la figure 2.19. Cette protection est dite à temps dépendant (d'autant plus rapide que l'intensité du courant de défaut est élevée). Elle permet de traiter de façon sélective les défauts à la terre non détectés par les protections ampèremétriques à temps constant et évite le recours au dispositif de recherche de terre. Son fonctionnement repose sur l'hypothèse que le courant résiduel circulant dans le départ en défaut est plus élevé que le courant résiduel circulant dans chacun des départs sains, et qu'ainsi le départ en défaut déclenchera avant que les protections des départs sains n'aient eu le temps de fonctionner. Cette hypothèse est vérifiée sur un réseau dont le neutre est mis à la terre par résistance. Pour une mise à la terre du neutre HTA par impédance "300 A" ou "150 A", les hypothèses de bon fonctionnement sont vérifiées tant que le courant capacitif de chaque départ est inférieur à 120 A.

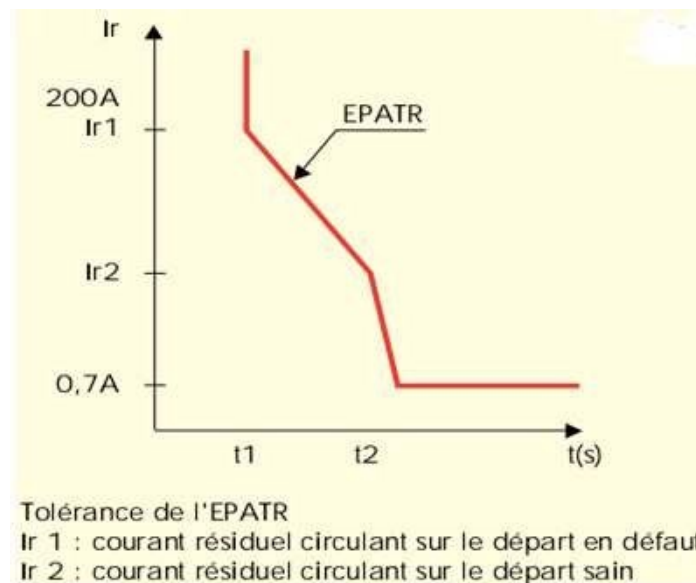


Figure 2.19 : Principe de fonctionnement d'une protection de terre résistante EPATR

2.3.5. Protection wattmétrique homopolaire

2.3.5.1- Conséquences d'une mise à la terre du neutre HTA par bobine de compensation :
 Rappel électrotechnique

Le courant dans le neutre en cas de défaut monophasé a deux composantes :

- l'une active ;
- l'autre réactive (selfique).

Cette deuxième composante vient, au niveau du défaut, compenser le courant capacitif homopolaire.

Si cette composante réactive est du même ordre de grandeur que le courant capacitif et si la composante active est faible, le courant de défaut sera fortement réduit.

Dans ce cas, le courant vu par la protection du départ en défaut peut être inférieur en module à celui vu sur un départ sain. Cela signifie que les protections à critère ampèremétrique, qu'elles soient à temps constant ou à temps dépendant, sont inadaptées.

Sur un réseau compensé, lorsque le courant de défaut maximal est inférieur à quelques dizaines d'ampères, les défauts monophasés à la terre, fugitifs et semi permanents (environ 90%) deviennent auto extincteurs. Si sur un réseau on compense le courant capacitif, tout en maintenant une composante active importante par une faible résistance, on peut encore utiliser des protections ampèremétriques. C'est le cas pour les dispositions immédiates (réduction des courants phase-terre à 150 A) ou pour les réseaux souterrains.

2.3.5.2- Principe :

L'augmentation des capacités des départs et l'adoption d'un régime de neutre compensé sur les réseaux aériens et mixtes montrent que les protections ampèremétriques à temps constant ou à temps dépendant deviennent inadaptées. Pour les remplacer, il est nécessaire de faire appel aux protections wattmétriques homopolaires. Il existe divers types de ces protections mais le principe est toujours identique : dans le départ sain ne circulent que des courants résiduels résultant de leur capacité homopolaire et seul le départ en défaut "voit" circuler un courant actif.

Les critères de fonctionnement peuvent être :

- la puissance wattmétrique homopolaire : $V_0 I_0 \cos \phi$
- le courant actif homopolaire : $I_0 \cos \phi$.

Pour la simplicité de l'explication du fonctionnement, seul le critère courant actif est décrit ci-dessous. Ce type de protection est sensible au courant résiduel actif circulant sur le départ qu'elle protège. Sa caractéristique dans le plan I_{Po} (courant résiduel actif) / I_{Qo} (courant résiduel réactif) est représentée sur la figure 2.20.

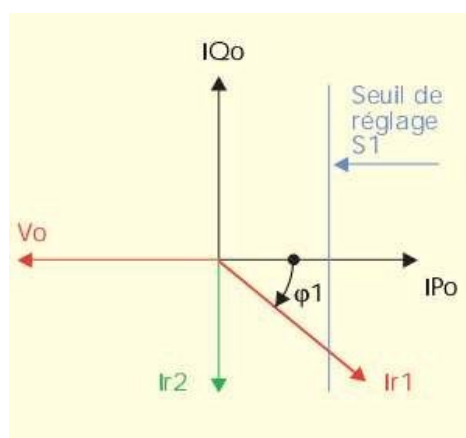


Figure 2.20 : Caractéristique d'une protection wattmétrique homopolaire dans le plan I_{Po} – I_{Qo}

I_{r1} = Intensité résiduelle du départ en défaut.

I_{r2} = Intensité résiduelle dans les départs sains.

La protection fonctionne lorsque le courant résiduel I_{r1} est tel que : $I_{r1} \cos \phi > S_1$.
 S_1 représente le seuil de sensibilité de la protection.

Le réglage du seuil doit être fait de telle sorte que le départ ne puisse déclencher en cas de défaut sur un autre départ. La figure 2.21 illustre la sollicitation intempestive de la protection résultant d'une erreur angulaire de la chaîne de mesure (TT, TC et relais) lorsque son seuil est réglé trop bas.

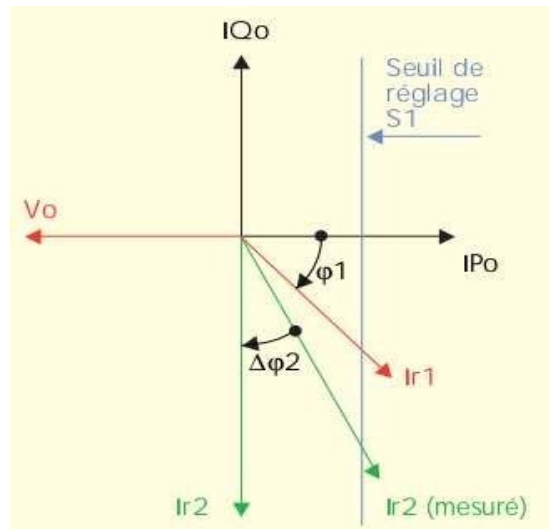


Figure 2.21 : Déclenchement intempestif d'un départ sain résultant d'un réglage trop bas du seuil S_2

- $I_{r2} \text{ mesuré} = I_{r2} \cos \Delta \phi_2 > S_1$.
- $\Delta \phi_2 = \text{Erreur angulaire de la chaîne de mesure}$.

Par ailleurs, il faut assurer le fonctionnement de la protection en cas de défaut sur le départ. Pour cela, il est nécessaire que circule alors dans le départ un courant actif suffisant. Il doit prendre en compte, d'une part les erreurs de la chaîne de mesure (angles, modules), et d'autre part la sensibilité souhaitée pour une protection sélective des départs (fig. 2.22).

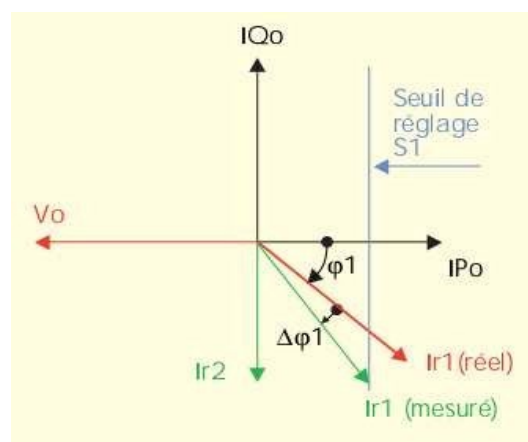


Figure 2.22 : Non déclenchement du départ en défaut résultant d'un courant résistif trop faible

En fait, la sensibilité de la protection dépend des trois éléments suivants :

- seuil de la protection ;

- courant actif généré par l'impédance de mise à la terre du neutre ;
- courant réactif résultant du désaccord entre le courant selfique généré par la bobine de neutre et la capacité du réseau. Les protections wattmétriques homopolaires (PWH) répondent, en ce qui concerne les départs HTA, à deux types de besoins échelonnés dans le temps :
 - le besoin actuel, correspondant à la mise à la terre du neutre classique des réseaux aériens et mixtes ou conforme aux dispositions immédiates du régime du neutre. Il s'agit, dans les postes classiques, de répondre aux difficultés de réglages et à la perte de sensibilité des protections ampèremétriques ;
 - le besoin futur, correspondant au régime de neutre compensé (courant de défaut inférieur à 60 A). Il apparaissait en 1996. Il s'agissait d'équiper tous les départs des postes aériens et mixtes dont le neutre est mis à la terre par bobine de compensation. Les caractéristiques des protections répondant au besoin futur sont plus contraignantes que celles adaptées au besoin actuel.

En effet, sur les réseaux compensés, la plupart des défauts permanents se présentent comme une succession rapide (période d'environ 100 ms) de défauts autoextincteurs (durée de l'ordre de 10 ms). Leur détection nécessite donc un relais sensible aux phénomènes transitoires. En résumé, il faut retenir que les protections pour régime de neutre actuel fonctionnent sur 50 Hz et que les protections pour le régime de neutre compensé fonctionneront sur 50 Hz et sur transitoires.

Ainsi, on opère la distinction entre ces deux protections wattmétriques homopolaires :

- PWH1 : adaptée au régime de neutre actuel, y compris les dispositions immédiates (fonctionnement à 50 Hz) ;
- PWH2 : adaptée au régime de neutre compensé (fonctionnement à 50 Hz et sur transitoires).

Remarques importantes :

- Les PWH2 réalisent toutes les fonctions de PWH1. Les constructeurs qui auront développé des protections PWH2 n'ont donc pas besoin de développer de modèle PWH1.
- Par ailleurs, ces protections ne sont pas autonomes et sont donc inopérantes en cas d'absence d'alimentation auxiliaire.

2.3.5.3- Utilisation :

Les protections wattmétriques sont installées :

- généralement sur les arrivées HTA en cas de transformateur HTB/HTA multiattaches (dès aujourd'hui) ;
- sur les départs HTA :
 - dès aujourd'hui en cas de départs fortement capacitifs (presque exclusivement dans le cas du palier à relayage classique) ;

- à l'avenir sur tous les départs en raison de la mise à la terre du neutre HTA par bobine de compensation ;

- sur une arrivée HTA si tous les départs sont équipés de PWH.

2.3.6. Protection voltométrique homopolaire

Un défaut à la terre sur un réseau HTA fait apparaître une tension homopolaire. Celle-ci est variable en fonction du défaut, des caractéristiques électrotechniques du réseau et de l'impédance de mise à la terre.

On peut réaliser une détection simple de la présence d'un défaut à la terre en utilisant un relais voltométrique homopolaire, qui mesure le module de la tension homopolaire. Le réglage est habituellement exprimé en pourcentage de la tension simple du réseau (exemple : 10 ou 20%). Ce relais est alimenté par un générateur de tension homopolaire (transformateur de tension avec secondaire en triangle ouvert). Les inconvénients de ce type de relais sont les suivants :

- une sélectivité très faible : on est informé de la présence d'un défaut, mais on ne sait pas sur quelle partie de réseau. Des basculements de réseau sont à réaliser si on veut le localiser ;
- une sensibilité moyenne : quelques kilo ohms maximum.

Ces relais sont utilisés chez les producteurs autonomes, chez les clients HTA et seront utilisés en association avec d'autres protections dans le futur régime de neutre compensé.

2.3.7. Protections contre les défauts résistants

Les protections ampèremétriques à temps constant et les PWH ne permettent pas de détecter les défauts monophasés de forte impédance.

Pour ces défauts, il est donc nécessaire de prévoir un dispositif particulier : le Détecteur de Terre Résistante associé à un automatisme de Recherche de Terre Résistante.

Le détecteur de terre résistante est alimenté par un transformateur de courant inséré dans la connexion de mise à la terre du neutre HTA ; il consiste en un relais ampèremétrique associé à un relais temporisé.

Le seuil du relais ampèremétrique est réglable de 0,5 A à 2 A ; il doit être le plus bas possible mais aussi ne pas être sensible au courant permanent existant en l'absence de défaut dû :

- aux courants homopolaires harmoniques de rang 3 et supérieurs ; un filtrage de ces harmoniques est effectué et permet d'éliminer cette composante ;
- aux courants dus au déséquilibre des capacités existant entre chacune des phases et la terre ;
- au déséquilibre des tensions sur les trois phases.

Ce détecteur présente l'inconvénient de ne pas être sélectif. Il est donc associé, pour les postes à relaiage classique, à un automatisme de recherche de terre.

Pour les postes du palier 86, le détecteur est maintenu ; il vient en secours des protections sélectives EPATR et il est utilisé aussi pour le cas des Régimes Spéciaux d'Exploitation.

Conclusion

Nous avons présenté dans ce 2ème chapitre des notions générales sur les catégories des tensions, les différentes structures des réseaux, les postes et leurs compositions, en arrivant à la composition de la cellule d'un départ HTA, dans laquelle on trouve les relais et les organes concernés par les protections à calculer et à afficher. Nous avons présenté également les relais devant recevoir les valeurs qui vont être calculé par la suite. Ces relais utilisent des mesures de courant et parfois de tension issue des TC et des TP, pour cela, il est indispensable de vérifier les gammes et le raccordement de chaque élément avec ses caractéristiques techniques.

Le déploiement de ces catégories et structures serve à la connaissance précise du réseau qui alimente le départ HTA d'une part, et d'autre part, de connaître les réseaux à alimenter par le départ HTA dont on cherche à calculer leurs réglages, et cela pour assurer la sélectivité des protections.

Chapitre 3 : Réglage des protections

Introduction

Ce chapitre a pour objectif de donner des indications sur le réglage des protections du réseau HTA comportant des postes HTB/HTA.

3.1. Domaine d'application [7] [19]

La présente partie a pour but de donner des indications sur le réglage des protections du réseau HTA.

Ainsi, pour les réseaux 20 kV, les impédances de neutre sont :

3.1.1. Réseaux aériens et mixtes

- résistance 40 Ω ,
- bobine j 40 Ω ,
- résistance 40 Ω + Bobine j 40 Ω ,
- résistance 40 Ω + Bobine j 12 Ω ,
- résistance 80 Ω .

3.1.2. Réseaux souterrains

- résistance 40 Ω ,
- bobine j 12 Ω ,
- résistance 12 Ω + Bobine j 12 Ω .

3.2. Caractéristiques générales des protections [7] [19]

3.2.1. Rôle

Les protections décrites ici sont destinées à la sélection et à l'élimination des défauts d'isolement de toute forme (monophasée et polyphasée). Elles ne sauraient tenir lieu de protection de surcharge, cette fonction étant, si nécessaire, assurée par d'autres dispositifs (protection thermostatique, relais thermique, ...).

Elles doivent permettre d'éliminer l'élément défectueux parmi les éléments suivants :

- tronçon de départ HTA ;
- départ HTA ;
- jeu de barres HTA ;
- transformateurs HTB/HTA et leur liaison aux jeux de barres HTA.

3.2.2. Réalisation

Le plan de protection dans le palier classique et dans le palier 86 repose sur le principe des protections ampéremétriques. Il consiste à régler le seuil de chaque relais à une valeur inférieure à la valeur de court-circuit minimal observée sur la section de réseau surveillée.

L'ensemble des dispositifs de protection est donné par les deux schémas suivants (fig. 3.1 et fig. 3.2).

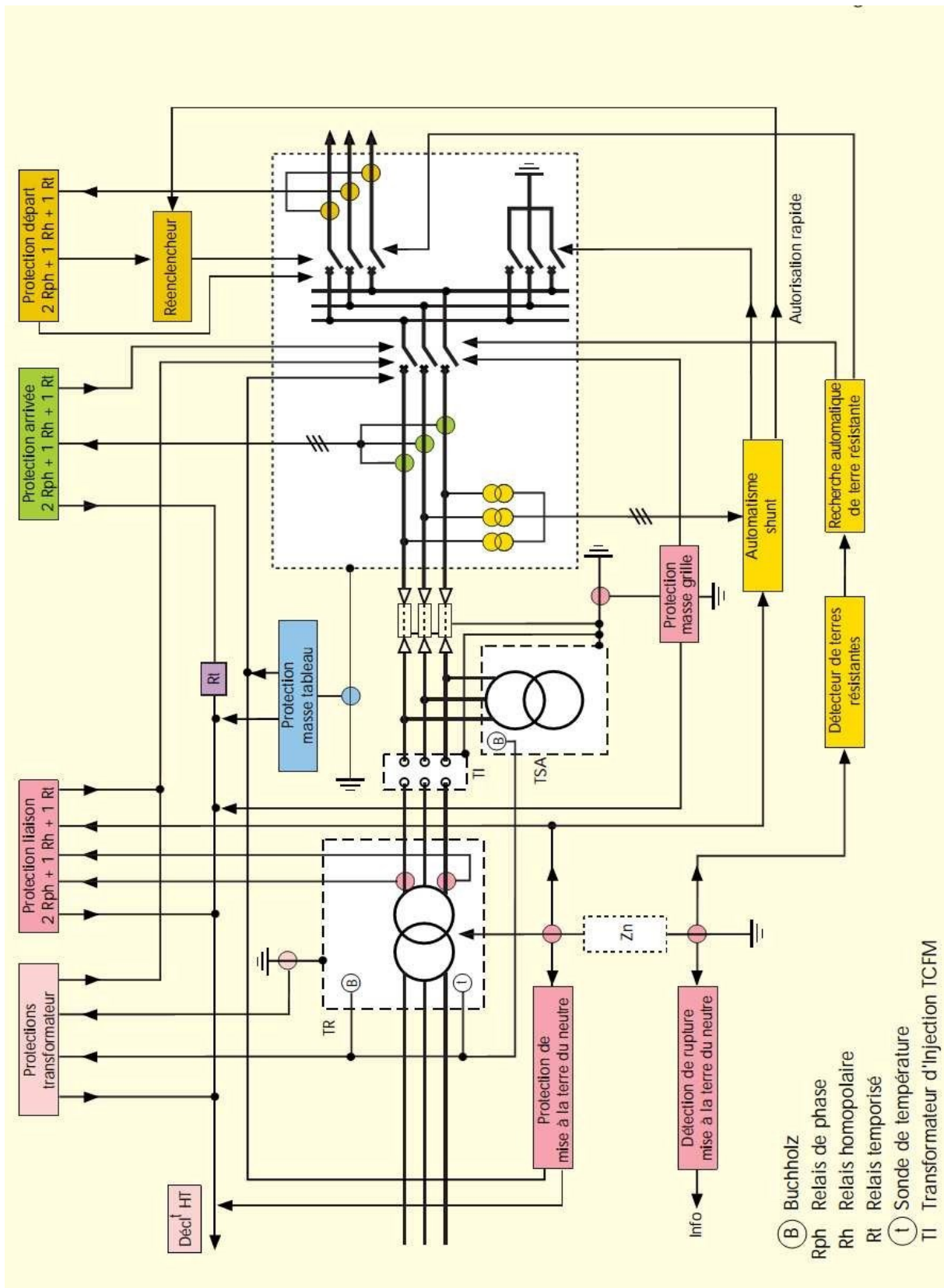


Figure 3.1 : Protection des postes HTB/HTA palier classique

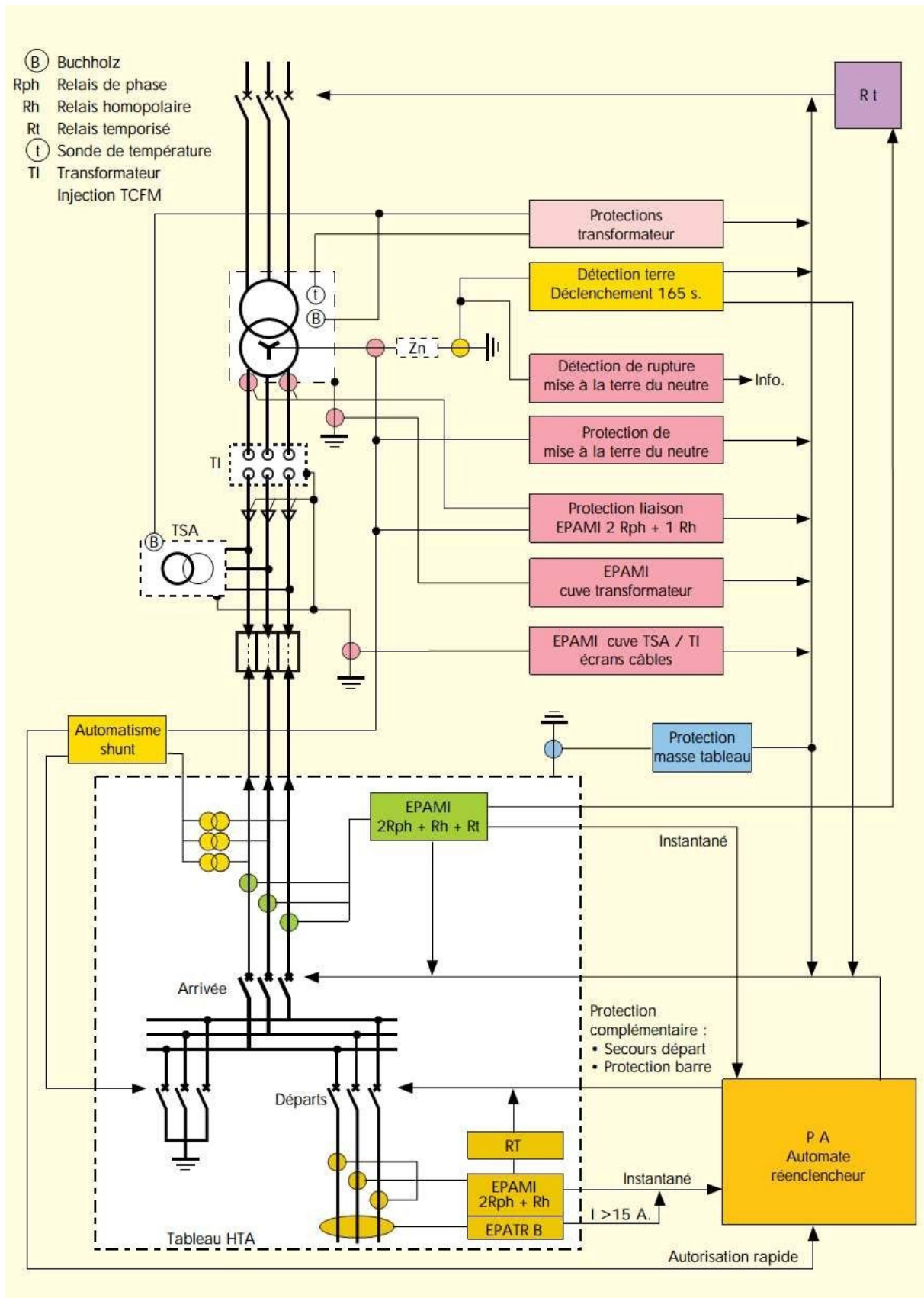


Figure 3.2 : Protection des postes HTB/HTA palier 86

3.2.3. Régimes d'exploitation

Il est insuffisant de considérer uniquement le régime normal d'exploitation pour définir les grandeurs caractéristiques du réseau (à savoir : courant de pointe, de court-circuit, de capacité homopolaire) pour le réglage des protections. Il est nécessaire de prendre en compte :

- le régime de secours normal : le régime de secours normal est celui que l'exploitant est conduit assez fréquemment à adopter. Il est prévu pour rétablir ou maintenir l'alimentation d'un élément de réseau (éventuellement plusieurs) électriquement voisin dans des conditions acceptables et durables. La mise en application de ce régime ne doit pas s'accompagner d'une modification du réglage des protections.
- le régime de secours exceptionnel : le régime de secours exceptionnel est destiné à parer à des situations délicates et difficilement prévisibles. Il correspond généralement à des indisponibilités simultanées d'éléments de réseau électriquement voisins ; il peut être alors nécessaire de modifier le réglage des protections.

3.2.4. Principes du réglage

Les relais de mesure des protections doivent détecter tous les défauts d'isolement survenant sur la fraction du réseau qu'ils surveillent, sans risque de fonctionnement intempestif.

Les protections sont placées en cascade : en principe, la sélection de l'élément du réseau en défaut s'effectue par le temps. Les protections wattmétriques homopolaires présentent de plus un caractère directionnel. En pratique, pour tenir compte du courant maximal aux différents échelons, des erreurs des transformateurs de courant et des relais de mesure, il est nécessaire d'adopter des seuils croissants d'intensité d'aval en amont. La protection amont constitue un secours de la protection aval : cependant, compte tenu de leurs réglages respectifs, le secours ne peut être assuré de façon totale. On intègre dans le réglage des protections des coefficients de sécurité (généralement 1,2 ou 0,8) qui permettent de prendre en compte les erreurs de mesures, de calcul et l'incertitude des réglages.

3.3. Réglage des protections d'un départ [7] [9] [12]

3.3.1. Relais ampèremétrique de phase

3.3.1.1- Calcul :

Les relais doivent être réglés en intensité à une valeur inférieure au plus petit courant de défaut susceptible de se manifester entre phases. Ce courant est celui qui résulte d'un défaut biphasé sans contact à la terre à l'extrémité du réseau lorsque la tension des transformateurs d'alimentation est la plus basse possible. En effet, en cas de court-circuit triphasé symétrique, seul existe le système triphasé direct (composantes symétriques).

$$I_{cc \text{ triphasé}} = \frac{E}{Z_d} \quad (3.1)$$

Avec E : FEM (phase neutre),

Z_d : Impédance directe du réseau.

En cas de court-circuit biphasé, le calcul donne, en négligeant la charge, si le défaut se situe entre les phases 2 et 3 :

$$\mathbf{J}_1 = \mathbf{0} ;$$

$$\mathbf{J}_2 = -\mathbf{J}_3 ,$$

- avec : \mathbf{J}_1 , \mathbf{J}_2 et \mathbf{J}_3 les courants circulant dans les phases 1, 2 et 3.

$$\mathbf{V}_2 = \mathbf{V}_3$$

- avec : \mathbf{V}_2 et \mathbf{V}_3 les tensions par rapport à la terre au lieu du défaut des phases 2 et 3 :

Le système homopolaire n'existe pas en l'absence de contact entre les phases en défaut et la terre, d'où les valeurs :

$$\mathbf{J}_2 = -\mathbf{J}_3 = \frac{(a^2 - a)}{Z_d + Z_i} \mathbf{E}$$

- avec : $a = e^{j2\pi/3}$

Les impédances Z_d et Z_i sont égales d'où : $I_{ccb} \text{ biphasé} = |\mathbf{J}_2| = |\mathbf{J}_3| = \frac{\sqrt{3} E}{2 Z_d}$,

$\frac{\sqrt{3}}{2}$ Étant inférieur à 1, I_{ccb} biphasé est inférieur à I_{ccb} triphasé.

Les défauts biphasés ayant une résistance négligeable, l'intensité est limitée par les impédances des éléments du réseau :

$$I_{ccb} = \frac{U_n}{2\sqrt{R_L^2 + (X_{HTB} + X_T + X_L)^2}} \quad (3.2)$$

U_n étant la tension composée du réseau HTA exprimée en volts.

R_L , X_{HTB} , X_T et X_L les impédances exprimées en ohms, définies ci-dessous :

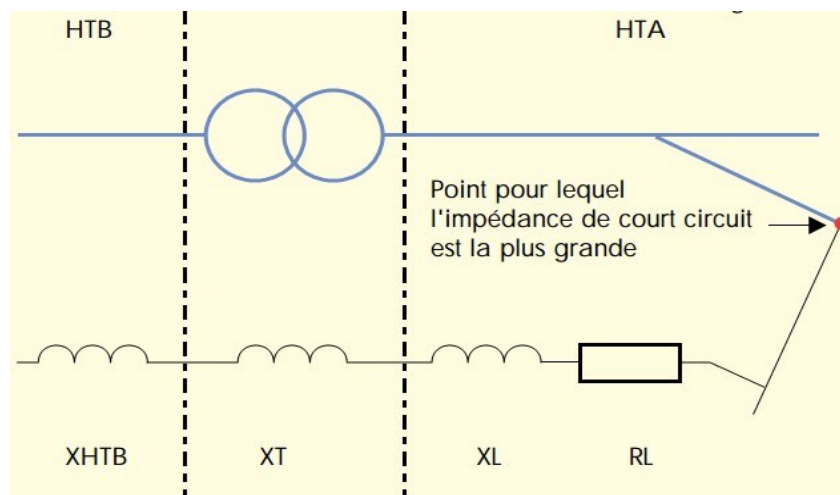


Figure 3.3 : Calcul I_{cbb}

Impédance du réseau HTB ramenée en HTA :

S_{cc} étant la puissance de court-circuit minimale (cas d'une seule ligne HTB en service par exemple) sur le jeu de barres HTB :

$$X_{HTB} = \frac{U_n^2}{S_{CC}} \quad (3.3)$$

U_n exprimé en kV ; S_{cc} en MVA ; X_{HTB} en Ω .

Impédance du transformateur HTB/HTA :

U_{cc} tension de court-circuit (en pourcentage), S_n sa puissance nominale :

$$X_T = \frac{U_{CC}}{100} \times \frac{U_n^2}{S_n} \quad (3.4)$$

U_n exprimé en kV ; S_n en MVA ; X_T en Ω .

Impédance des canalisations :

La résistance kilométrique par phase d'un conducteur de section s est donnée par les expressions approximatives suivantes :

- cuivre : $R = \frac{18}{s}$;
- aluminium : $R = \frac{30}{s}$;
- almelec : $R = \frac{33}{s}$;
- aluminium acier : $R = \frac{36}{s}$,

s est exprimé en mm^2 et R en Ω .

La valeur de la réactance kilométrique par phase est approximativement :

- **0,4 Ω** pour les lignes aériennes ;
- **0,1 Ω** environ pour les câbles souterrains (une valeur plus précise peut-être trouvée sur les catalogues des constructeurs en fonction du type du câble).

Si le départ comporte des autotransformateurs, les impédances situées à l'aval doivent bien entendu être multipliées par le carré du rapport de transformation.

Relations entre les impédances des différents étages de tension d'une installation :

Impédances fonction de la tension :

La puissance de court-circuit S_{cc} en un point déterminé du réseau est définie par :

$$S_{CC} = UI\sqrt{3} = \frac{U^2}{Z_{CC}} \quad (3.5)$$

Cette expression de la puissance de court-circuit implique par définition que S_{cc} est invariable en un point donné du réseau, quelle que soit la tension. Et l'expression $I_{CC3} = \frac{U}{\sqrt{3} \times Z_{CC}}$ implique que toutes les impédances doivent être calculées en les rapportant à la tension du point de défaut, d'où une certaine complication, source d'erreurs dans les calculs concernant des réseaux à deux ou plusieurs niveaux de tension. Ainsi, l'impédance d'une ligne HT doit être multipliée par le carré de l'inverse du rapport de transformation, pour le calcul d'un défaut côté BT du transformateur :

$$Z_{BT} = Z_{HT} \left(\frac{U_{BT}}{U_{HT}} \right)^2 \quad (3.6)$$

Une méthode simple permet d'éviter ces difficultés : celle dite des impédances relatives proposée par H. Rich.

Calcul des impédances relatives :

Il s'agit d'une méthode de calcul permettant d'établir une relation entre les impédances des différents étages de tension d'une installation électrique. Cette méthode repose sur la convention suivante : les impédances (en ohms) sont divisées par le carré de la tension composée (en volts) à laquelle est porté le réseau au point où elles sont en service ; elles deviennent des impédances relatives (Z_R).

- Pour les lignes et les câbles, les résistances et les réactances relatives sont :

$$R_{CR} = \frac{R}{U^2} \quad \text{et} \quad X_{CR} = \frac{X}{U^2} \quad (3.7)$$

avec R et X en ohms et U en volts.

- Pour les transformateurs, l'impédance s'exprime à partir de leurs tensions de court-circuit U_{cc} et de leurs puissances nominales S_n :

$$Z_{TR} = \frac{1}{S_n} \times \frac{U_{cc}}{100} \quad (3.8)$$

- Pour les machines tournantes, la formule est identique, x représente l'impédance exprimée en % :

$$Z_{MR} = \frac{1}{S_n} \times \frac{X}{100} \quad (3.9)$$

- Pour l'ensemble, après avoir composé toutes les impédances relatives, la puissance de court-circuit s'établit d'après :

$$S_{cc} = \frac{1}{\sum Z_R} \quad (3.10)$$

d'où l'on déduit l'intensité de défaut I_{cc} au point de tension U :

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \times U} = \frac{1}{\sqrt{3} \times U \times \sum Z_R} \quad (3.11)$$

$\sum Z_R$ représente la composition (et non pas la somme) de toutes les impédances relatives des éléments en amont du défaut. Donc $\sum Z_R$ est l'impédance relative du réseau amont vue du point de tension U. Ainsi, S_{cc} est la puissance de court-circuit en VA au point de tension U.

Par exemple, si l'on considère le schéma simple de la figure 3.4 au point A :

$$S_{cc} = \frac{U_{BT}^2}{Z_T \left(\frac{U_{BT}}{U_{HT}} \right)^2 + Z_c} \quad \text{d'où} \quad S_{cc} = \frac{1}{\frac{Z_T}{U_{HT}^2} + Z_c} \quad (3.12)$$

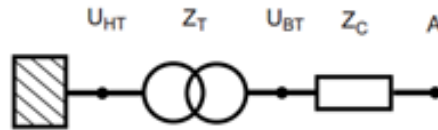


Figure 3.4 : calcul de Scc au point A

3.4.1.2– Réglage :

L'intensité de réglage I_r doit être inférieure à l'intensité I_{ccb} du courant de court-circuit biphasé apparaissant au point du départ pour lequel l'impédance de court-circuit est la plus grande, compte tenu des régimes de secours normaux voire exceptionnels. Elle est fixée à :

$$I_r < 0,8 I_{ccb} \quad (3.13)$$

Elle doit être toutefois choisie supérieure à l'intensité du courant admissible dans le départ qui peut dépendre :

- du calibre de ses transformateurs de courant (I_{NTC}) ou du courant maximal de la ligne ou du câble ($I_{c\grave{a}ble}$) ; dans le cas où l'intensité nominale de l'appareil est inférieure à I_{NTC} , c'est elle qu'il faut prendre en compte ;
- éventuellement du courant maximal admissible dans les dérivations.

Bien entendu, l'intensité de réglage I_r doit aussi être choisie supérieure à l'intensité du courant de pointe I_p appelée par le départ, compte tenu des régimes de secours prévus.

Normalement les conditions suivantes sont réalisées : $I_p < I_{c\grave{a}ble} < I_{NTC} < 0,8 I_{ccb}$

Par suite des possibilités de surcharge des transformateurs de courant, il est donc généralement possible de prendre :

$$1,3 I_{NTC} < I_r < 0,8 I_{ccb} \quad (3.14)$$

Ce réglage est valable que sur les postes qui sont de type classique (protection B100) ou de palier 1986 (EPAMI).

Les relais couramment utilisés (réglages de 4 A à 8 A ou de 3 A à 12 A, c'est-à-dire de 0,8 à 1,6 fois ou de 0,6 à 2,4 fois l'intensité nominale secondaire des transformateurs de courant) permettent un réglage correspondant à cette plage.

Remarque n°1 :

Il est toujours souhaitable, quel que soit le type de relais, d'utiliser les valeurs extrêmes des plages de réglage.

Remarque n°2 :

Dans les réseaux à forte densité industrielle, l'élimination d'un défaut HTB ou HTA, peut provoquer une chute de tension importante. Elle est alors suivie d'une surintensité dans tous les départs. Elle correspond à l'appel de courant des moteurs qui sont restés raccordés au réseau HTA. On doit donc adopter un réglage aussi voisin que possible de $0,8 I_{ccb}$.

Si les équations (3.6) ne sont pas vérifiées, le matériel (transformateurs de courant, appareillage, câbles et lignes) ou le schéma d'exploitation ne permettent pas d'obtenir un réglage entièrement satisfaisant des protections.

Dans ce cas, la valeur à adopter résulte alors d'un compromis entre les risques de déclenchements intempestifs et de destruction des matériels.

L'exploitation conduit à avoir avec un coefficient de sécurité de 1,3 :

- $1,3 I_p$ (régime normal) $< I_r$.

La sécurité conduit à avoir :

- $I_r < 0,8 I_{ccb}$ (régime normal).

Le compromis doit être établi en fonction des conditions spécifiques locales.

3.3.2. Protection ampèremétrique homopolaire à temps constant

3.3.2.1- Principe et définition de $3I_0$ et réglage :

Lorsqu'un départ est le siège d'un défaut monophasé, son relais homopolaire est traversé par un courant I_{or} qui varie en fonction de la résistance du défaut, de l'impédance de mise à la terre du neutre HTA, de la tension HTA et de la capacité homopolaire du réseau.

L'intensité de réglage I_{or} du relais homopolaire doit être la plus faible possible afin de détecter des défauts dont la résistance est la plus grande possible.

Le réglage ne peut être inférieur à 6% du calibre des transformateurs de courant en raison de la saturation de ces derniers lors des réenclenchements.

En outre, le réglage I_{or} doit être supérieur à la valeur du courant résiduel $3I_0$ du départ lorsqu'un défaut franc apparaît sur un autre départ (I_{or} étant la valeur du courant avant application des rapports de transformation des transformateurs de courant) :

$$I_{or} > k (3I_0) \quad (\text{avec } k > 1) \quad (3.15)$$

Pour les protections actuelles, la valeur de k est : $k = 1,2$

3.3.2.2- Calcul de $3I_0$:

Le calcul donne pour un défaut franc $3I_0 = 3 jC\omega V$, où C est la capacité totale du départ concerné.

Le tableau 4.1 donné au §§ 4.2.2.3 indique les valeurs moyennes des capacités homopolaires C_0 et des courants de capacité résiduelle des divers types de canalisations. Les valeurs réelles de ces grandeurs peuvent s'en écarter de 10% environ, pour des causes diverses : présence de transformateurs HTA/BT (un transformateur HTA/BT est équivalent du point de vue capacitif à une longueur comprise entre 200 et 500 m de ligne aérienne), appareillage de poste, tronçons de câble non répertoriés...

Dans le cas de réseaux comportant des autotransformateurs, le réglage doit être calculé comme si le réseau avait une capacité fonctionnant sous la tension la plus élevée de l'autotransformateur. Par exemple en cas d'autotransformateur 15/20 kV, les courants relevés dans le tableau pour la tension de service 15 kV sont à multiplier par 4/3.

3.3.2.3– Réglage :

Le calcul développé ci-dessus est applicable aux protections ci-dessous :

- Protection B100 (palier classique) et EPAMI (palier 1986) :

$$\text{Réglage } I_{or} > k \ 3 \ I_o \quad (3.16)$$

- Protection à 2 seuils B109 (palier classique) :

Elle permet de traiter un départ souterrain ou mixte de grande longueur (courant maximal de défaut de l'ordre de 100A) ; cette protection n'est plus préconisée car elle ne fonctionne pas correctement en cas de plusieurs départs de grande longueur sur la rame. Seuil haut : supérieur au courant $3I_o$ du départ (identique protection B100).

$$\text{Réglage } I_{or} > k \ 3 \ I_o \quad (3.17)$$

Seuil bas : valeur conseillée = 30 A.

3.3.3. Protection ampèremétrique homopolaire à temps dépendant (EPATR)

Par leur conception, ces protections ne demandent pas de réglage.

Seul le seuil de démarrage est réglable et en fonction du courant homopolaire circulant en permanence sur le départ : (déséquilibre) ; il doit être le plus faible possible.

Ajustage du seuil de démarrage entre **0,7 A** et **1,2 A** en fonction du courant homopolaire permanent

3.3.4. Protection wattmétrique homopolaire

Ces protections sont utilisées sur les départs fortement capacitifs en parallèle avec les protections à temps constant (palier classique). Elles sont sensibles à la puissance résiduelle active qui remonte du réseau HTA vers le transformateur HTB/HTA.

Le réglage d'une protection wattmétrique s'exprime en watts. Les protections développées ont un seuil de réglage paramétrable ; le seuil retenu est le seuil où la sensibilité est la meilleure, soit aujourd'hui :

$$0,4 \text{ W BT (8 kW avec TC de } \frac{100}{1} \text{ et TT } \frac{20000}{\sqrt{3}} / \frac{100}{\sqrt{3}})$$

La sensibilité de la protection, qui dépend du type de la mise à la terre du neutre HTA et du capacitif global du poste, est donnée par les courbes suivantes :

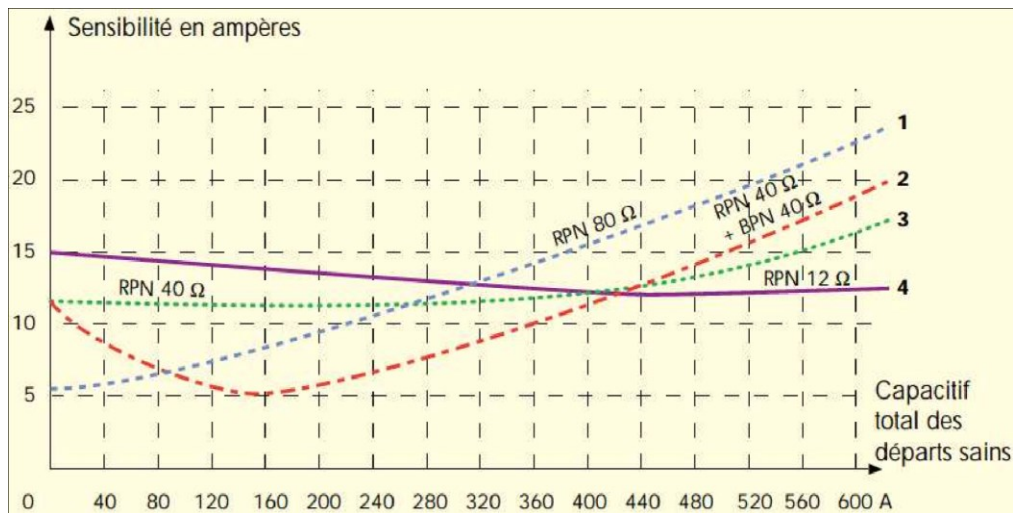


Figure 3.5 : Exemple de sensibilité en HTA pour 0,4 W en BT

Lorsque l'on augmente le réglage de la protection, la sensibilité en ampère est multipliée par la racine carrée du rapport entre la nouvelle valeur et 0,4 W.

Exemple :

Pour un nouveau réglage à 1 W, la sensibilité en courant est donc multipliée par :

$$\sqrt{\frac{1}{0,4}}, \text{ soit : } 1,58.$$

Ainsi, pour une RPN de 40 Ω et 200 A de capacitif global, la sensibilité de la protection qui était de 9 A pour 0,4 W devient 9 x 1,58 pour un réglage de 1 W.

La valeur du courant de défaut minimal détecté est de l'ordre de 10 A. Il est conseillé de maintenir l'automate de recherche de terre pour traiter les défauts dont les courants sont inférieurs à environ 10 A ; donc dans le cas où ces protections seraient installées dans un poste du palier 86 en remplacement des EPATR, un défaut résistant pourra provoquer soit le déclenchement de l'arrivée, soit une recherche de terre manuelle. Dans le cas où des PWH2 sont installées dans un poste dont le neutre est mis à la terre par résistance (courant de défaut 300 ou 150 A), il faut prévoir, par action sur un "switch" interne à la protection, de réduire son temps de retombée pour assurer la compatibilité avec le disjoncteur shunt. Si ce temps est trop long, après un coup de shunt réussi, on risque de provoquer un cycle rapide intempestif, voire un déclenchement définitif.

3.3.5. Relais de temps (protection ampèremétrique à temps constant)

3.3.5.1– Principe :

La temporisation des protections ampèremétriques à temps constant a deux rôles :

- d'une part assurer une priorité au fonctionnement de certains automatismes : disjoncteur shunt, réenclencheur, ...

- d'autre part, l'échelonnement du fonctionnement des protections du départ et des protections placées en aval (protection de DRR, protection des postes HTA/BT "clients", protection par fusible HTA).

Le réglage de la temporisation est différent suivant le type de palier (classique ou 1986).

3.3.5.2. - Réglage : palier classique :

La temporisation est identique sur seuil "phase" ou "homopolaire".

➤ Protection B 100 :

Les temps indiqués ci-après sont des temps globaux (entre l'instant d'apparition du défaut et l'ouverture du disjoncteur); toutefois, une incertitude de 50 ms subsiste puisque les protections construites à partir de 1978 sont inhibées comme suit :

- durée défaut < 60 ms : la surintensité n'est pas prise en compte ;
- durée défaut > 100 ms : la surintensité est systématiquement prise en compte.

$$t_{\text{départ}} = 0,5 \text{ s} \quad (3.18)$$

Cette temporisation est le résultat du temps d'élimination des clients HTA (0,2 s dans la NFC 13-100) augmenté de l'intervalle de sélectivité (environ 0,3 s).

Ce choix résulte d'un compromis entre la sélectivité des diverses protections en réseau et du poste source, qui impose des temporisations élevées, et la rapidité d'élimination du défaut.

Pour éviter de trop longs délais de maintien d'un défaut, il est nécessaire de limiter le nombre de protections temporisées en cascade sur un départ (un et très exceptionnellement deux, DRR excepté).

➤ Protection B 109 :

$t_{\text{départ}}$: Seuil haut : identique au réglage de la protection B100

Seuil bas (uniquement seuil homopolaire) : 1,3 s

3.3.5.3- Réglage : palier 86 :

Le fonctionnement du système de protection par EPAMI d'un départ est le suivant :

- émission par la protection d'une information "sursintensité" ;
- traitement de cette information par le calculateur qui, après temporisation, envoie un ordre d'ouverture au disjoncteur concerné : cette temporisation est réglée de la même manière que celle définie pour le palier classique (protection B100) ;
- en cas de persistance de l'information sursintensité, la protection elle-même agit sur le disjoncteur en provoquant son ouverture.

Cette temporisation est égale à la temporisation "calculateur" augmentée de 0,3 s afin de permettre un premier secours.

Le fonctionnement par EPATR est similaire mais ne nécessite pas de réglage : un décalage de 0,3 s existe par construction entre l'ordre de déclenchement fourni au calculateur (équivalent à la "surintensité" délivrée par l'EPAMI) et l'ordre de déclenchement donné directement par l'EPATR.

La protection EPATR est inhibée 150 ms, ceci pour éviter des signalisations intempestives lors de phénomènes climatiques en réseau : par exemple rosée sur les isolateurs le matin ou le soir. Pour la mise en œuvre de l'automatisme "réenclencheur" en calculateur, se reporter au chronogramme suivant (fig. 3.5).

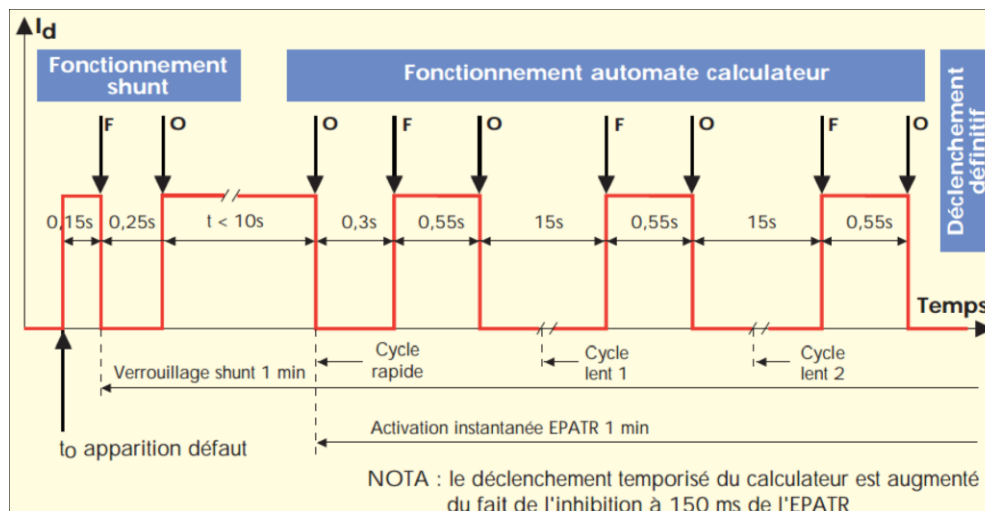


Figure 3.6 : Chronogramme d'un fonctionnement EPATR pour un défaut supérieur à 15A et inférieur au réglage du relais homopolaire du départ

Conclusion

Le réglage des protections doit préserver la sécurité des personnes et des biens, éviter la destruction des matériels et surtout assurer la meilleure continuité de fourniture de l'énergie électrique.

Chapitre 4 : Applications de réglages des protections et présentation de résultats des essais

Introduction

Afin de mieux cerner la méthode de réglage présentée dans ce projet, nous allons traiter une application qui permet de suivre toute la démarche aboutissant aux réglages des protections à temps constants. On va étudier les réglages des relais protection maximum de courant phase (court-circuit phase-phase) et maximum de courant homopolaire (court-circuit phase-terre) avec des essais réels aux départs 5 kV et 20 kV à la sous-station d'Ampopoka du Réseau Interconnecté de Fianarantsoa (RIF).

4.1. Application du calcul pour les départs 5 kV et 20 kV à la sous-station d'Ampopoka

Les réseaux électriques sont constitués d'une façon générale : d'un réseau amont (réseau d'alimentation), de transformateurs, d'alternateurs, de moteurs, de disjoncteurs, de câbles, de lignes et jeux de barres. La connaissance de l'impédance de court-circuit dépend de la connaissance des impédances de ces différents éléments le constituant. Alors à ce propos, le réseau constitué par le RIF vu des jeux de barres 5 kV et 20 kV à la sous-station d'Ampopoka est caractérisé par le schéma équivalent ci-après :

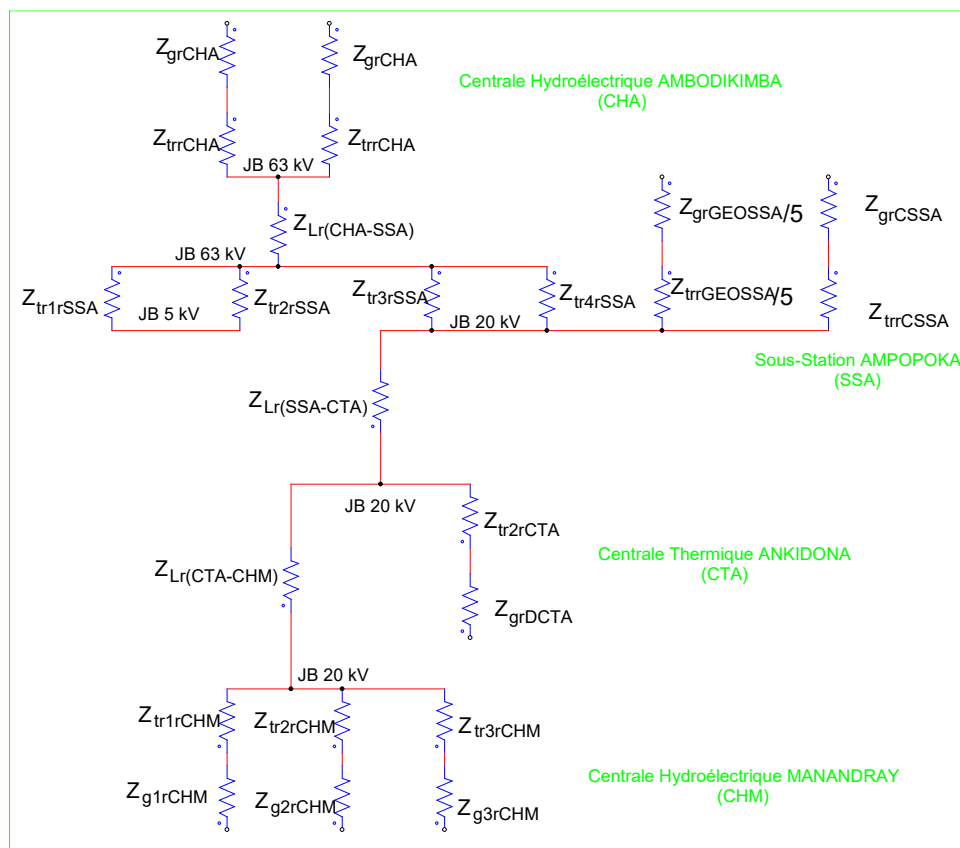


Figure 4.1 : Schéma équivalent du réseau interconnecté de Fianarantsoa

4.1.1. Détermination de diverses impédances relatives des éléments du RIF

- Impédance relative de groupe CHA (Z_{grCHA}) :

$X'd = 43 \%$, $S_n = 3,4 \text{ MVA}$, U (à vide) = 6,6 kV

$$\text{En régime transitoire : } Z_{grCHA} = \frac{1}{3,4} \times \frac{43}{100} = 0,126 \Omega / \text{kV}^2$$

- Impédance relative de transformateur CHA (Z_{trrCHA}) :

$$S_n = 3,4 \text{ MVA}, U \text{ (à vide)} = 6,3 \text{ kV}, U_{cc} = 7,6 \% \Rightarrow Z_{trrCHA} = \frac{1}{3,4} \times \frac{7,6}{100} = 0,0224 \Omega / \text{kV}^2$$

- Impédance relative de ligne aérienne 63 kV CHA vers SSA ($Z_{Lr(CHA-SSA)}$) :

$S = 80 \text{ mm}^2$, $L = 42,847 \text{ km}$, nature : ALU-ACIER, $\rho_{Alu} = 0,02941 \Omega \text{mm}^2 / \text{m}$

$$X_L = 0,4 \Omega / \text{km en HTB}, X_L = 0,4 \times 42,847 = 17,14 \Omega \Rightarrow X_{Lr} = \frac{X_L}{U^2} = \frac{17,14}{63^2} = 4,31 \cdot 10^{-3} \Omega / \text{kV}^2$$

$$R_L = \frac{0,02941 \times 42847}{3 \times 80} = 5,251 \Omega \Rightarrow R_{Lr} = \frac{R_L}{U^2} = \frac{5,251}{63^2} = 1,32 \cdot 10^{-3} \Omega / \text{kV}^2$$

$$\Rightarrow Z_{Lr(CHA-SSA)} = \sqrt{(1,32 \cdot 10^{-3})^2 + (4,31 \cdot 10^{-3})^2} = 4,51 \cdot 10^{-3} \Omega / \text{kV}^2$$

- Impédance relative de transformateur TR1 et TR2 à la SSA ($Z_{TR1rSSA}$)

$S_n = 3,4 \text{ MVA}$, U (à vide) = 5,5 kV, $U_{cc} = 10,15 \%$

$$\Rightarrow Z_{TR1rSSA} = Z_{TR2rSSA} = \frac{1}{3,4} \times \frac{10,15}{100} = 0,0299 \Omega / \text{kV}^2$$

- Impédance relative de transformateur TR3 et TR4 à la SSA ($Z_{tr3rSSA}$ et $Z_{tr4rSSA}$) :

$$S_n = 4 \text{ MVA}, U \text{ (à vide)} = 21 \text{ kV}, U_{cc} = 6 \% \Rightarrow Z_{tr3rSSA} = Z_{tr4rSSA} = \frac{1}{4} \times \frac{6}{100} = 0,015 \Omega / \text{kV}^2$$

- Impédance relative de transformateur en aval de CUMMINS SSA ($Z_{trrCSSA}$) :

$$S_n = 1600 \text{ kVA}, U \text{ (à vide)} = 400 \text{ V}, U_{cc} = 4,42 \% \Rightarrow Z_{trrCSSA} = \frac{1}{1,6} \times \frac{4,42}{100} = 0,0276 \Omega / \text{kV}^2$$

- Impédance relative de groupe CUMMINS à la SSA (Z_{grCSSA})

$S_n = 1500 \text{ kVA}$, U (à vide) = 400 V, $X'd = 33,8 \%$

$$\text{En régime transitoire : } Z_{grCSSA} = \frac{1}{1,5} \times \frac{33,8}{100} = 0,225 \Omega / \text{kV}^2$$

- Impédance relative de chaque groupe : GEO1, GEO2, GEO3, GEO4, GEO5 ($Z_{grGEOSSA}$) :

$X'd = 30,2 \%$, $S_n = 2275 \text{ kVA}$, U (à vide) = 380 V

$$\text{En régime transitoire : } Z_{grGEOSSA} = \frac{1}{2,275} \times \frac{30,2}{100} = 0,133 \Omega / \text{kV}^2$$

- Impédance relative de chaque transformateur des groupes GEO ($Z_{trrGEOSSA}$) :

$$S_n = 2500 \text{ kVA}, U \text{ (à vide)} = 380 \text{ V}, U_{cc} = 6 \% \Rightarrow Z_{trrGEOSSA} = \frac{1}{2,5} \times \frac{6}{100} = 0,024 \Omega / \text{kV}^2$$

- Impédance relative de ligne aérienne 20 kV SSA vers CTA ($Z_{Lr(SSA-CTA)}$) :

$S = 116 \text{ mm}^2$, nature : ALU-ACIER, $L = 7,879 \text{ km}$, $\rho_{\text{Alu}} = 0,02941 \text{ } \Omega\text{mm}^2/\text{m}$

$X_L = 0,3 \text{ } \Omega/\text{km}$ en HTA $\Rightarrow X_L = 0,3 \times 7,879 = 2,37 \text{ } \Omega \Rightarrow X_{Lr} = \frac{X_L}{U^2} = \frac{2,37}{20^2} = 5,92 \cdot 10^{-3} \text{ } \Omega/\text{kV}^2$

$R_L = \frac{0,02941 \times 7879}{3 \times 116} = 0,666 \text{ } \Omega \Rightarrow R_{Lr} = \frac{R_L}{U^2} = \frac{0,666}{20^2} = 1,67 \cdot 10^{-3} \text{ } \Omega/\text{kV}^2$

$\Rightarrow Z_{Lr(\text{SSA-CTA})} = \sqrt{(1,67 \cdot 10^{-3})^2 + (5,92 \cdot 10^{-3})^2} = 6,15 \cdot 10^{-3} \text{ } \Omega/\text{kV}^2$

➤ Impédance relative de transformateur TR2 CTA (Z_{tr2rCTA}) :

$S_n = 2,5 \text{ MVA}$, U (à vide) = 5 kV, $U_{cc} = 6,11 \text{ } \%$

$Z_{\text{tr2rCTA}} = \frac{1}{2,5} \times \frac{6,11}{100} = 0,0244 \text{ } \Omega/\text{kV}^2$

➤ Impédance relative de chaque groupe DEUTZ (Z_{grDCTA}) :

$X'd = 30 \text{ } \%$, $S_n = 2000 \text{ kVA}$, U (à vide) = 5 kV

En régime transitoire : $Z_{\text{grDCTA}} = \frac{1}{2} \times \frac{30}{100} = 0,15 \text{ } \Omega/\text{kV}^2$

➤ Impédance relative de ligne aérienne 20 kV CTA vers CHM ($Z_{Lr(\text{CTA-CHM})}$) :

$S = 34,4 \text{ mm}^2$, nature : ALMELEC, $L = 14,369 \text{ km}$, $\rho_{\text{Almelec}} = 0,033 \text{ } \Omega\text{mm}^2/\text{m}$

$X_L = 0,3 \text{ } \Omega/\text{km}$ en HTA $X_L = 0,3 \times 14,369 = 4,31 \text{ } \Omega \Rightarrow X_{Lr} = \frac{X_L}{U^2} = \frac{4,31}{20^2} = 0,01 \text{ } \Omega/\text{kV}^2$

$R_L = \frac{0,033 \times 14369}{3 \times 34,4} = 4,59 \text{ } \Omega \Rightarrow R_{Lr} = \frac{R_L}{U^2} = \frac{4,59}{20^2} = 0,011 \text{ } \Omega/\text{kV}^2$

$\Rightarrow Z_{Lr(\text{CTA-CHM})} = \sqrt{(0,011)^2 + (0,01)^2} = 2,21 \cdot 10^{-4} \text{ } \Omega/\text{kV}^2$

➤ Impédance relative de deux groupes 176 kVA CHM (Z_{g1rCHM} et Z_{g2rCHM}) :

$X'd = 30 \text{ } \%$, $S_n = 176 \text{ kVA}$, U (à vide) = 220 V

$\Rightarrow Z_{\text{g1rCHM}} = Z_{\text{g2rCHM}} = \frac{1}{0,176} \times \frac{30}{100} = 1,705 \text{ } \Omega/\text{kV}^2$

➤ Impédance relative de groupe 300 kVA CHM (Z_{g3rCHM}) :

$X'd = 30 \text{ } \%$, $S_n = 300 \text{ kVA}$, U (à vide) = 220 V

En régime transitoire : $Z_{\text{g3rCHM}} = \frac{1}{0,3} \times \frac{30}{100} = 1 \text{ } \Omega/\text{kV}^2$

➤ Impédance relative de deux transformateurs en aval de groupe 176 kVA CHM (Z_{tr1rCHM} et Z_{tr2rCHM}) :

$S_n = 176 \text{ kVA}$, U (à vide) = 220 V, $U_{cc} = 4 \text{ } \%$

$\Rightarrow Z_{\text{tr1rCHM}} = Z_{\text{tr2rCHM}} = \frac{1}{0,176} \times \frac{4}{100} = 0,227 \text{ } \Omega/\text{kV}^2$

➤ Impédance relative de transformateur en aval de groupe 300 kVA CHM ($Z_{tr3rCHM}$) :
 $S_n = 300 \text{ kVA}$, U (à vide) = 380 V, $U_{cc} = 4 \%$ $\Rightarrow Z_{tr3rCHM} = \frac{1}{0,3} \times \frac{4}{100} = 0,133 \text{ } \Omega / \text{kV}^2$

➤ Détermination des impédances équivalentes :

On aura le schéma équivalent suivant :

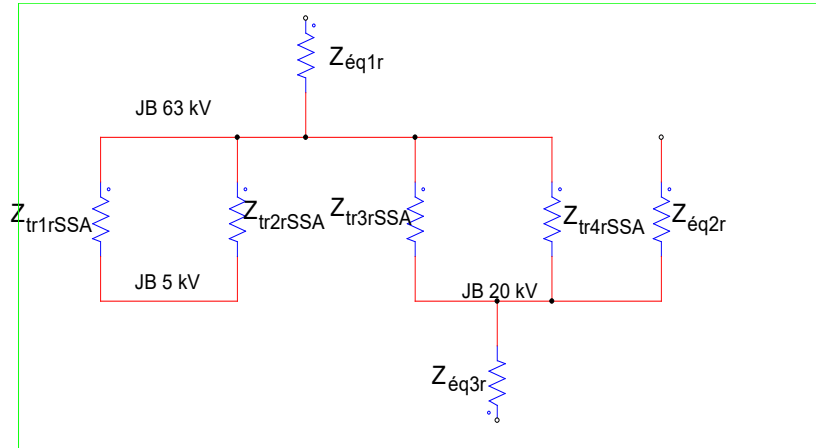


Figure 4.2 : Schéma équivalent simplifié du RIF

Avec : $Z_{ég1r} = \left(\frac{Z_{grCHA}}{2} + \frac{Z_{trrCHA}}{2} \right) + Z_{Lr(CH\text{A}-SS\text{A})} = \left(\frac{0,126}{2} + \frac{0,0224}{2} \right) + 4,51 \cdot 10^{-3} = 0,0787 \text{ } \Omega / \text{kV}^2$

$Z_{ég2r} = \left(\frac{Z_{grGEOSSA}}{5} + \frac{Z_{trrGEOSSA}}{5} \right) // (Z_{grCSSA} + Z_{trrCSSA}) = \left(\frac{0,133}{5} + \frac{0,024}{5} \right) // (0,225 + 0,0225) = 0,028 \text{ } \Omega / \text{kV}^2$

$Z_{ég3r} = \left\{ \left[\left(\frac{Z_{tr1rCHM}}{2} + \frac{Z_{g1rCHM}}{2} \right) // (Z_{tr3rCHM} + Z_{g3rCHM}) \right] + Z_{Lr(CT\text{A}-CH\text{M})} \right\} // (Z_{tr2CT\text{A}} + Z_{gDCT\text{A}}) + Z_{L(SS\text{A}-CT\text{A})} = \left\{ \left[\left(\frac{0,227}{2} + \frac{1,705}{2} \right) // (0,133 + 1) \right] + 2,21 \cdot 10^{-4} \right\} // (0,0244 + 0,15) + 6,15 \cdot 10^{-3} = 0,137 \text{ } \Omega / \text{kV}^2$

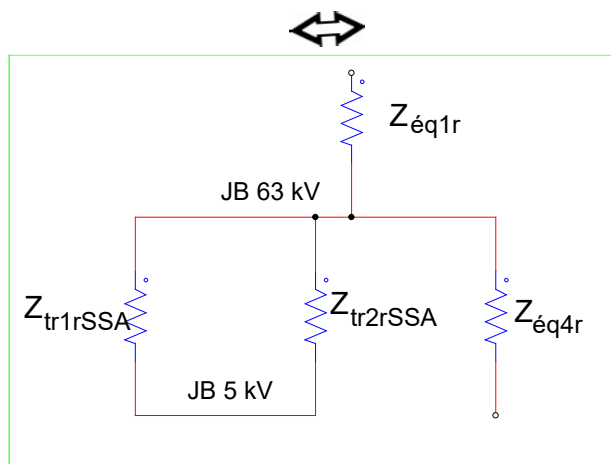


Figure 4.3 : Schéma équivalent vu de jeu de barre 5 kV à la sous-station d'Ampopoka du Réseau Interconnecté de Fianarantsoa

Avec : $Z_{\acute{e}q4r} = \left\{ \left(Z_{\acute{e}q3r} // Z_{\acute{e}q2r} \right) \right\} + \frac{Z_{tr3rSSA}}{2} = \left\{ \left(0,137 // (0,028) \right) \right\} + \frac{0,0299}{2} = 0,173 \Omega / kV^2$

4.1.2. Calcul des impédances de réseau avec les départs au SSA

Le calcul va permettre le réglage des seuils des relais de protections ampèremétriques à temps constant des départs.

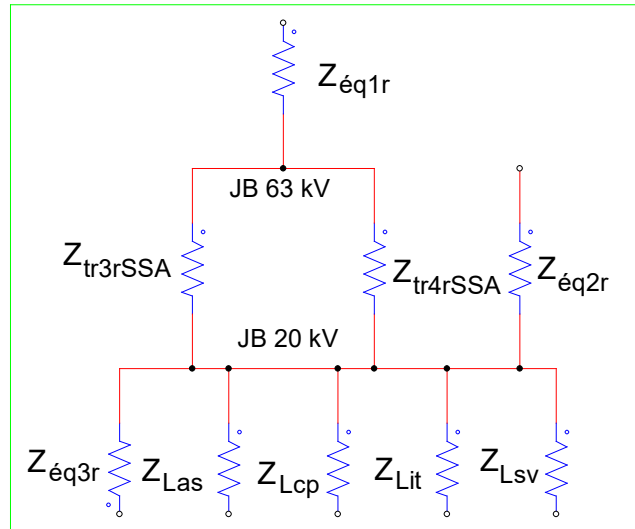
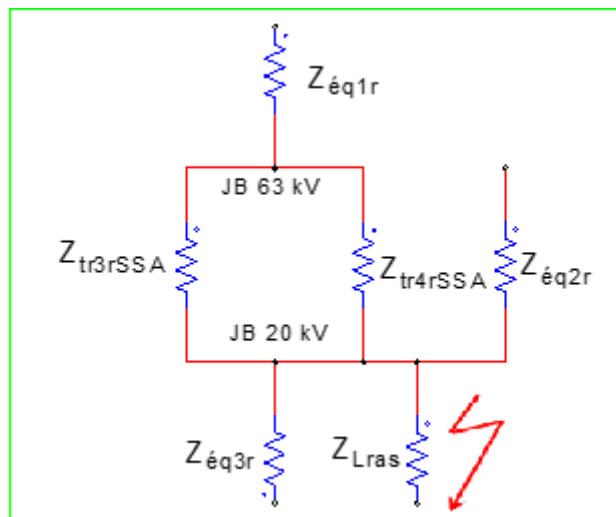


Figure 4.4 : Schéma équivalent vu de jeu de barre 20 kV avec départ à la sous-station d'Ampopoka du Réseau Interconnecté de Fianarantsoa

4.1.2.1- Pour le départ Ambohimahasoa



L'impédance des câbles est obtenue de la manière suivante :

- **Section souterraine en câble Alu (150 mm²) :**

- Partie résistive = $\frac{30}{150} = 0,2 \Omega/km$ (le conducteur et en aluminium) ;
- Partie selfique = **0,1 Ω/km** (câble souterrain).

$$Z_{sas} = (0,2 + j 0,1) \times 0,060 = (0,012 + j 0,006) \Omega,$$

- **Section aérienne en Almélec (34,4 mm²) :**

- Partie résistive = $\frac{33}{34,4} = 0,9 \text{ } \Omega/\text{km}$ (le conducteur et en aluminium acier) ;
- Partie selfique = **0,4 Ω/km** (ligne aérienne)

$$\mathbf{Z_{aas}} = (0,9 + j 0,4) \times 49,975 = (44,977 + j 19,99) \text{ } \Omega, \text{ avec :}$$

Ainsi, l'impédance des câbles constituant le départ AS est déterminée par l'expression :

$$\mathbf{Z_{Las}} = R_{as} + jX_{as}.$$

$$\mathbf{A.N.: Z_{Las}} = (0,012 + 44,977) + j(0,006 + 19,99) = (44,989 + j 19,996) \text{ } \Omega.$$

$$\mathbf{Z_{Las}} = (45 + j 20) \text{ } \Omega$$

$$| \mathbf{Z_{Las}} | = \sqrt{(45)^2 + (20)^2} = 49,24 \text{ } \Omega$$

$$\text{d'où, l'impédance relative des câbles est : } \mathbf{Z_{Lras}} = \frac{49,24}{20^2} = 0,123 \text{ } \Omega/\text{ kV}^2$$

La valeur totale de l'impédance relative du réseau de départ AS (Z_{tras}) est :

$$\mathbf{Z_{tras}} = \left\{ (Z_{\text{éq1r}} + \frac{Z_{\text{tr3SSA}}}{2}) // (Z_{\text{éq2r}} // Z_{\text{éq3r}}) \right\} + \mathbf{Z_{Lras}} = 0,019 + 0,123 = 0,142 \text{ } \Omega/\text{ kV}^2$$

4.1.2.2- Pour le départ Sahambavy

- **Section souterraine en câble Alu (150 mm²) :**

$$\mathbf{Z_{ssv}} = (0,012 + j 0,006) \text{ } \Omega$$

- **Section aérienne en Almélec (34,4 mm²) :**

- Partie résistive = $\frac{33}{34,4} = 0,9 \text{ } \Omega/\text{km}$ (le conducteur et en aluminium acier)
- Partie selfique = **0,4 Ω/km** . (Ligne aérienne)

$$\mathbf{Z_{asv}} = (0,9 + j 0,4) \cdot 19,832 = (17,84 + j 7,93) \text{ } \Omega$$

Ainsi, l'impédance des câbles constituant le départ SV est déterminée par l'expression :

$$\mathbf{Z_{Lsv}} = R_{sv} + jX_{sv}.$$

$$\mathbf{A.N.: Z_{Lsv}} = (0,012 + 17,84) + j(0,006 + 7,93) = (17,852 + j 7,936) \text{ } \Omega.$$

$$\mathbf{Z_{Lsv}} = (18 + j 8) \text{ } \Omega$$

$$| \mathbf{Z_{Lsv}} | = \sqrt{(18)^2 + (8)^2} = 19,69 \text{ } \Omega$$

$$\text{d'où, l'impédance relative des câbles est : } \mathbf{Z_{Lrsv}} = \frac{19,69}{20^2} = 0,0492 \text{ } \Omega/\text{ kV}^2$$

La valeur totale de l'impédance relative du réseau de départ SV (Z_{trsv}) est :

$$\mathbf{Z_{trsv}} = \left\{ (Z_{\text{éq1r}} + \frac{Z_{\text{tr3SSA}}}{2}) // (Z_{\text{éq2r}} // Z_{\text{éq3r}}) \right\} + \mathbf{Z_{Lrsv}} = 0,019 + 0,0492 = 0,068 \text{ } \Omega/\text{ kV}^2$$

4.1.3. Réglage des relais de phase (calcul de I_{ccb})

➤ Pour le départ AS 20 kV :

$$\text{Soit : } Z_{tras} = 0,14 \Omega / \text{kV}^2$$

D'après la formule (3.11), on obtient :

$$I_{cct} = \frac{1}{\sqrt{3} \times U \times \sum Z_R} = \frac{1}{\sqrt{3} \times 20 \times 0,14} = 0,21 \text{ kA}$$

$$I_{ccb} = 0,86 \times I_{cct} = 0,86 \times 0,21 = 0,18 \text{ kA}, \text{ soit : } I_{ccb} = 180 \text{ A}$$

La caractéristique de transformateur de courant du départ AS est : $TC = 20/5$

Après application des coefficients des capteurs :

$$\bullet I_{ccb} = 180 \times \frac{5}{20} = 45 \text{ A}$$

$$\bullet 0,8 I_{ccb} = 0,8 \times 45 = 36 \text{ A}$$

La valeur du courant de réglage I_r doit vérifier la relation :

$$\bullet 6,5 \text{ A} < I_r < 36 \text{ A} \text{ (d'après la formule (3.13)) ce qui entraîne le réglage suivant :}$$

Réglage à adopter pour le départ AS : 21 A

➤ Pour le départ SV 20 kV :

$$\text{Soit : } Z_{trsv} = 0,07 \Omega / \text{kV}^2$$

$$I_{cct} = \frac{1}{\sqrt{3} \times U \times \sum Z_R} = \frac{1}{\sqrt{3} \times 20 \times 0,07} = 0,41 \text{ kA}$$

$$I_{ccb} = 0,86 \times I_{cct} = 0,86 \times 0,41 = 0,35 \text{ kA}, \text{ soit : } I_{ccb} = 350 \text{ A}$$

La caractéristique de transformateur de courant du départ AS est : $TC = 40/5$

Après application des coefficients des capteurs :

$$\bullet I_{ccb} = 350 \times \frac{5}{40} = 43,75 \text{ A}$$

$$\bullet 0,8 I_{ccb} = 0,8 \times 43,75 = 35 \text{ A}$$

La valeur du courant de réglage I_r doit vérifier la relation :

$$\bullet 6,5 \text{ A} < I_r < 35 \text{ A ce qui entraîne le réglage suivant :}$$

Réglage à adopter pour le départ SV : 25 A

4.1.4. Réglage des relais homopolaires : Calcul de 3 I_o

Tableau 4.1 : Ordre de grandeur des capacités homopolaires C_o et des courants capacitifs résiduels 3 I_o des anciens câbles et des lignes aériennes [20]

Tension de service kV	Tension spécifiée en kV	Section (mm ²)	Câbles souterrains isolés au papier						Lignes aériennes				
			Câble à champ radial			Câble tripolaire à champ non radial			Co μF/km	3 Io A/km			
			Unipolaire	triplomb métallisé	Conducteurs ronds		Conducteurs sectoriaux						
					Co μF/km	3 Io A/km	Co μF/km	3 Io A/km	Co μF/km	3 Io A/km			
5,5	3,2	30			0,12	0,35	-	-	5 x 10-3	0,015			
		38			0,12	0,37	0,16	0,49					
		48			0,13	0,38	0,17	0,52					
		75			0,13	0,4	0,20	0,60					
		116			0,14	0,41	0,22	0,65					
		240			0,14	0,43	0,23	0,70					
10	5,8	30	0,32	1,74	0,10	0,57	0,12	0,64	5 x 10-3	0,027			
		38	0,35	1,9	0,11	0,58	0,13	0,69					
		48	0,40	2,18	0,11	0,60	0,14	0,73					
		75	0,48	2,61	0,12	0,65	0,15	0,84					
		95	0,52	2,83	0,12	0,67	0,16	0,90					
		116	0,58	3,16	0,13	0,70	0,18	0,96					
	148	0,64	3,48	0,13	0,73	0,19	1,04						
	240	0,79	4,3	0,14	0,78	0,22	1,18						
	15	8,7	30			0,09	0,77	0,11			0,87	5 x 10-3	0,04
			38			0,10	0,81	0,11			0,92		
			48			0,10	0,86	0,12			0,99		
			75			0,11	0,92	0,14			1,12		
95					0,12	0,96	0,15	1,21					
116					0,12	0,99	0,16	1,3					
148			0,13	1,04	0,17	1,39							
240			0,14	1,12	0,19	1,57							
20	11,6	30	0,21	1,72					5 x 10-3	0,054			
		38	0,24	1,96	0,08	0,91	0,09	1,13					
		48	0,27	2,21	0,09	1,01	0,10	1,23					
		75	0,33	2,69	0,10	1,09	0,11	1,41					
		95	0,36	2,94	0,11	1,19	0,13	1,51					
		116	0,41	3,35	0,11	1,24	0,14	1,61					
148	0,46	3,76	0,12	1,29	0,15	1,72							
240	0,58	4,74	0,12	1,33	0,16	1,84							
			0,58	6,32	0,13	1,44	0,18	2					

Compte tenu du régime de secours, la longueur de câble à prendre en considération : 49,975 km (départ Ambohimahasoa).

- Partie souterraine (3 Io) : $0,060 \times 5,01 \text{ A/km} = 0,3 \text{ A}$ côté HTA

- Partie aérienne (3 Io) : $49,975 \times 0,054 \text{ A/km} = 2,69 \text{ A}$ côté HTA

D'où $3 \text{ Io} = 0,3 \text{ A} + 2,69 \text{ A} = 2,99 \text{ A}$

Soit côté BT : $2,99 \times \frac{5}{20} = 0,74 \text{ A}$

Après application du coefficient de réduction des capteurs. Le coefficient k à prendre en considération est égal à 1,3 :

• $k (3 \text{ Io}) = 1,3 \times 0,74 = 0,96 \text{ A}$

Ce qui entraîne le réglage suivant :

• **Réglage à adopter** : 0,96 A (BT) correspond à **3,84 A** (MT)

4.1.5. Tableau récapitulatif des résultats des calculs

Vu à quelque définition dans le §§ 3.3, la mise en application sur les départs 5 kV et 20 kV à la sous-station d'Ampopoka du Réseau Interconnecté de Fianarantsoa, on a trouvé des résultats de ses calculs dans le tableau 4.2 suivant :

Tableau 4.2: Résultats calculs

Départ 20 kV	Réglage de relais phase	Réglage relais homopolaire
Départ Ambohimahaso (AS)	21 A	3,84 A
Départs Sahambavy (SV)	25 A	9,95A
Départ Cité des profs (CP)	49 A	9,98A
Départ Itombana (IT)	32 A	7,5 A
Départ 5 kV	Réglage de relais phase	Réglage relais homopolaire
SSA1	159 A	16 A
SSA2	158 A	16 A

4. 2. Essais de relais de la protection courant homopolaire sur un départ HTA 20 kV Itombana

Le but de cet essai est de voir le comportement d'un réglage de courant homopolaire lors d'un défaut à la terre permanent, sur un départ aérien 20 kV, relié sur un jeu de barre HTA 20 kV, issus du poste source (63/20/5 kV) du Sous-Station Ampopoka. Pour cela nous avons créé un défaut à la terre sur la phase 1 du départ 20 kV Itombana, sans résistance, à 10,8 km du jeu de barre HTA. Ce départ est protégé par un relais de protection numérique de courant homopolaire PAK 412

Pour ce test du relais homopolaire, nous avons préféré le diagramme d'affichage sous forme d'image de pointeur, afin de bien visualiser le déphasage entre les composantes et ce, pour détecter la nature et le type de court-circuit. Nous avons créé un court-circuit permanent entre la phase 1 et la terre sans résistance de défaut (fig. 4.2).

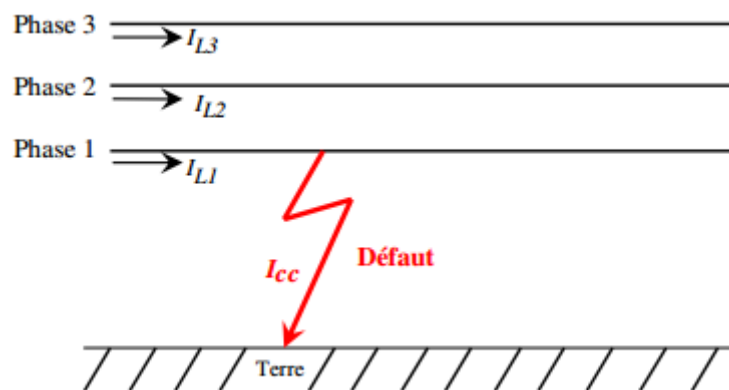


Figure 4.5 : Court-circuit phase à la terre sans résistance

4.2.1. Caractéristiques et architecture de départ Itombana 20 kV [3]

Le départ 20 kV Itombana est caractérisé par :

- tension composée nominale : $U = 20$ kV,
- section : $S = 34,4$ mm², Matériaux : Almélec,
- résistance linéique : $R = 0,958$ Ω/km,
- réactance linéique : $X = 0,39$ Ω/km,

- puissance installée : 1480 kVA,
- puissance installée : 546 kVA,

4.2.2. Réglages de protection proposés

Le seuil de réglage du courant homopolaire est calculé : $I_{réglage} = 10 \text{ A}$, la sélectivité chronométrique de la protection de courant homopolaire est assurée par une temporisation fixe réglée (temps indépendant) à 0,1 seconde, et l'arrivée du transformateur réglé à 2,7 seconde (fig. 4.3).

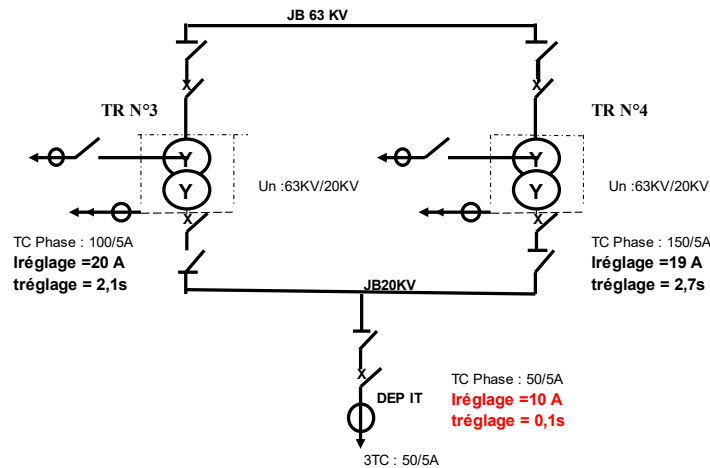


Figure 4.6: Schéma unifilaire des réglages protections proposé au départ Itombana (Source : JIRAMA)

4.2.3. Résultats pratiques

4.2.3.1- Schéma global de test

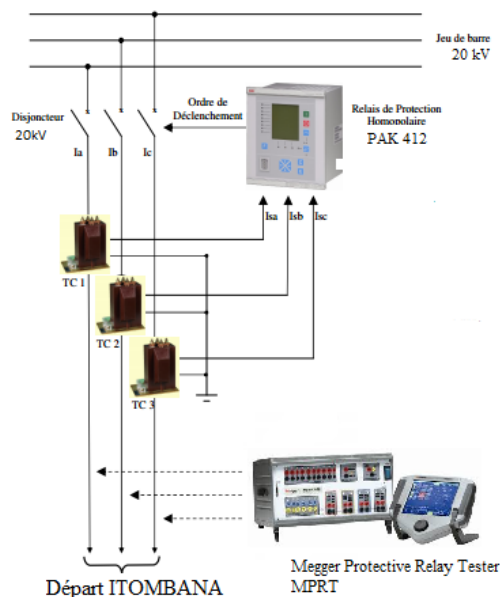


Figure 4.7 : Schéma global de test protection maximum d'homopolaire [9]

4.2.3.2. Equipements des essais :

➤ Megger Protective Relay Tester MPRT :

Le MPRT utilise une variété de fonctionnalités puissantes incluant des générateurs de tension et de courant regroupés dans le même amplificateur. Grâce à la modularité des générateurs VI, le MPRT permet de générer 4 sorties Tension et 4 sorties Courant, ou la possibilité de combiner jusqu'à 8 sorties Courant. Le hardware du MPRT s'adapte donc très facilement aux exigences multiples de test de chaque client. Le boîtier de contrôle et de télécommande et le logiciel AVTS constituent la base du système. Le boîtier de contrôle et de télécommande qui dispose d'un large écran couleur à touches tactiles permet à l'utilisateur d'effectuer rapidement et facilement des tests manuels et semi-automatiques, grâce à de test prédéfini et destiné à la plupart des relais de protection. Des tests complètement automatiques peuvent aussi être effectués en utilisant le logiciel AVTS basic qui est livré en série avec le MPRT

Le MPRT a été spécifiquement conçu pour effectuer des tests sur des relais électromécaniques et sur des relais numériques utilisés par des transporteurs et des distributeurs d'énergie et les industries lourdes. La nouvelle fonctionnalité de test selon la CEI 61850 permet des tests manuels et automatiques sur des relais CEI 61850. Il convient également aux applications militaires, installations portuaires et aéroportuaires et tertiaires. Les organismes de contrôle sont fortement intéressés par des équipements de tests de relais de protection, souples d'utilisation, et qui peuvent les aider à améliorer l'efficacité de leur travail.



➤ Relais de protection de courant phase PAK 412 :

Ce relais de protection pour arrivées et départs HTA, PAK 412 fait partie du système d'automatisation de poste électrique de la société ABB. Il utilise la technologie moderne appliquée aussi bien dans les solutions logicielles que matérielles. La performance du terminal est élevée grâce à l'utilisation de l'architecture de multiprocesseur. Le traitement numérique des signaux avec une unité centrale puissante et la gestion d'entrées/sorties (E/S) distribuée facilitent l'exécution des opérations parallèles et améliorent la précision et les temps de réponse. L'interface utilisateur IHM dotée d'un écran à cristaux liquides à vues multiples permet l'utilisation fiable et aisée du terminal PAK 412. Il enseigne l'opérateur à travers les différentes procédures du système.

4.2.3.3- Résultats

La fonction à maximum de courant homopolaire, assure la détection des défauts entre phase et terre, et doit être directionnelle et non directionnelle.

L'unité ampèremétrique du relais de protection est activée si un courant résiduel atteint le seuil de réglage. L'ordre de déclenchement, ordonné au disjoncteur, doit pouvoir être instantané ou temporisée. La temporisation doit permettre le choix entre courbe à temps constant (DT) ou à temps dépendant.

Le relais de protection doit disposer de plusieurs courbes aux choix de réglage conformes aux normes internationales notamment CEI 60255-3.

Cette protection est alimentée par la somme de trois TC phase de courant nominal 5A au secondaire. La protection doit avoir deux seuils de réglages indépendants :

- 1er seuil de réglage est dédié pour les défauts terre.
- 2ème seuil de réglage est dédié pour les défauts terre élevés.

Le relais de protection numérique doit disposer au minimum de deux seuils pouvant être programmés indépendamment comme suit : non directionnel à temps constant et directionnel à temps constant.

La protection à maximum de courant phase directionnel Arrivée MT a pour rôle d'activer le démarrage et le déclenchement de l'arrivée MT, lors d'un court-circuit Terre survenu sur le transformateur HT/MT ou sur sa liaison MT avec deux transformateurs HT/MT en parallèle (couplage fermé).

Le déclenchement par protection directionnelle sera temporisé avec un temps inférieur à celui attribué à la protection maximum phase non directionnelle tout en respectant l'écart de sélectivité.

Cette protection fonctionne selon le principe de la détection des défauts à la terre et elle est conditionnée par 3 critères :

- dépassement du seuil de courant de défaut à la terre I_d pendant un temps T Supérieur à la temporisation réglée.
- sens du courant de défaut terre situé dans la zone de déclenchement. La détermination du sens du courant de défaut est réalisée par la mesure du déphasage entre le courant résiduel mesuré dans le neutre en commun des trois TC montés en étoile et la tension résiduelle calculée à partir de l'alimentation des 3 TT $22000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$
- dépassement du seuil de la grandeur de polarisation (Tension résiduelle pour les régimes dont le neutre est mis à la terre par impédance de limitation).
- la protection de terre doit intégrer une retenue à l'harmonique deux qui permet une plus grande stabilité lors des enclenchements des transformateurs. Cette retenue bloque le déclenchement quel que soit le courant fondamental.

La protection supervision TT doit contrôler le manque de tension de phase par la mesure de tension résiduel, et bloque les protections directionnelles pendant un temps préréglé : Les deux protections directionnelle et non directionnelle seront activées simultanément avec un décalage des temporisations.

Les résultats des essais sur un départ HTA 20 kV Itombana, suivant la procédure, sont résumés dans le tableau suivant :

Tableau 4.3 : Résultats des essais sur un départ HTA 20 kV Itombana (Source : JIRAMA)

NATURE DE DEFAUT	CAPTEUR	RELAIS	ANCIEN REGLAGE	NOUVEAU REGLAGE	TEMPS	ACTION		
						DD	KL	VER
Surintensité	3TC 50/5 A	PAK 412	35 A	49 A	0,1 s	X	X	X
Homopolaire	3TC 50/5 A	PAK 412	10 A	10 A	0,1 s	X	X	X

4.3. Essais de relais de la protection maximum courant phase sur un départ HTA 5 kV N°1 (SSA1)

Le but de cet essai est de voir le comportement d'un réglage de courant phase contre un court-circuit entre les trois phases isolées sur départ MT 5 kV N°1 issu au poste répartition Ampopoka

Un court-circuit permanent entre phases (fig. 4.5).

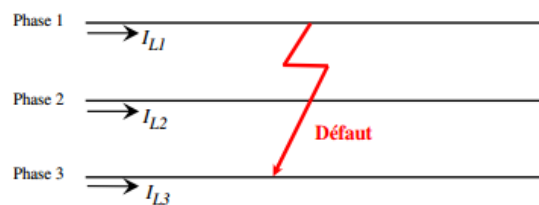


Figure 4.8 : Court-circuit triphasé symétrique isolé

4.3.1. Caractéristiques et architecture de départ SSA1 5 kV

Départ 5 kV N°1 au poste de répartition 20/5 kV Ampopoka, il est caractérisé par :

- tension composée nominale : $U = 5 \text{ kV}$,
- section : $S = 34,4 \text{ mm}^2$, Matériaux : Almélec,
- résistance linéique : $R = 0,958 \text{ } \Omega/\text{km}$,
- réactance linéique : $X = 0,39 \text{ } \Omega/\text{km}$,
- puissance installée : 225 kVA,
- puissance installée : 130 kVA,

4.3.2. Réglages de protection proposés

Le seuil de réglage du courant phase sur départ 5 kV N°1 est $I_{\text{réglage}} = 228 \text{ A}$. La sélectivité chronométrique de la protection maximum de courant phase est assurée par une temporisation

fixe réglée (temps indépendant) à 0,6 seconde, parce que l'arrivée est réglé à 1,07 seconde, avec un courant de réglage est égale 270 A (figure 4.6)

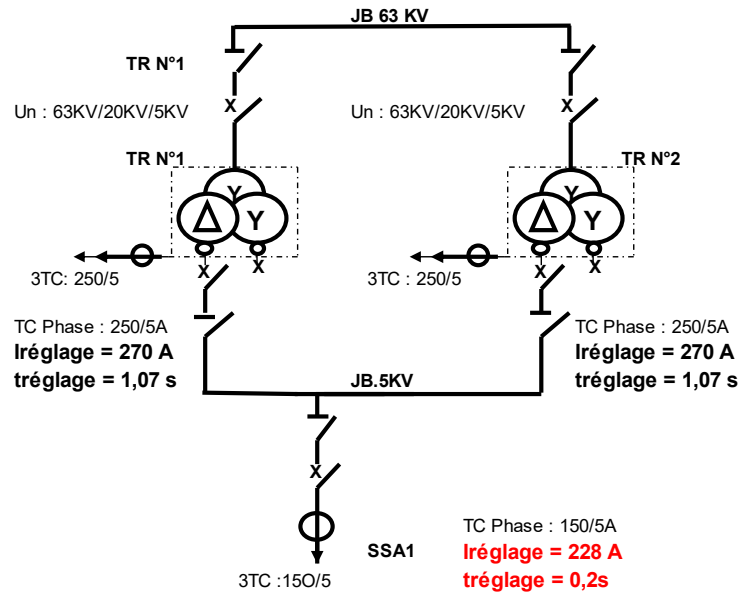


Figure 4.9 : Schéma unifilaire des réglages protections proposé au départ 5 kV N°1 Ampopoka (Source : JIRAMA)

4.3.3. Résultats pratiques

4.4.3.1- Schéma global de test :

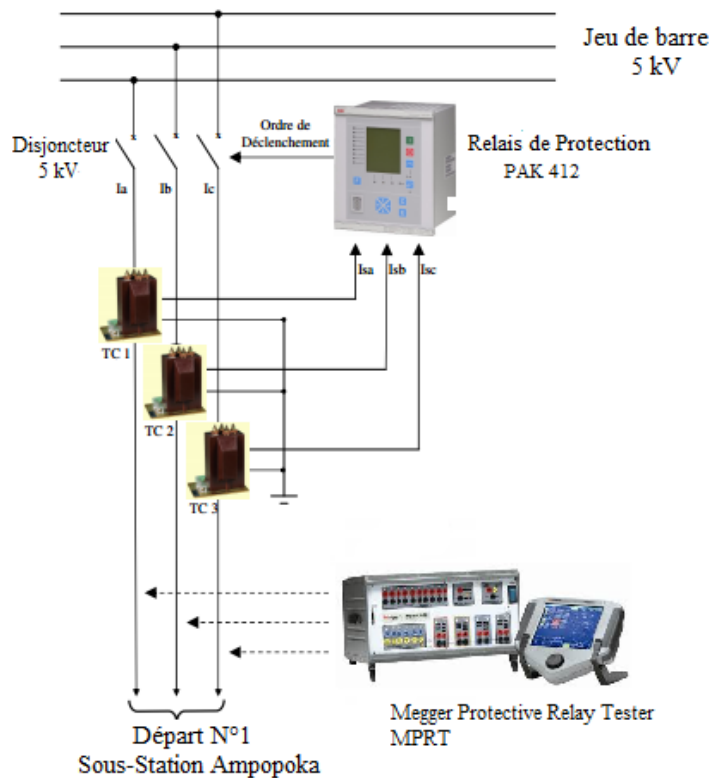


Figure 4.10 : Schéma global de test protection maximum courant phase sur un départ HTA 5 kV [9]

4.3.3.2- Equipements des essais :

On utilise le même équipement qu'au test du §§ 4.2.3.2.

4.3.3.3- Résultats et commentaires :

La fonction à maximum de courant de phase, assure la détection des défauts entre phases de type surcharge Transformateur ou court-circuit jeux de barre MT aussi elle représente un secours pour toutes protections ampérométrique installée en aval.

L'unité ampérométrique du relais de protection est activée si un, deux ou trois des courants de phases atteignent le seuil de réglage. L'ordre de déclenchement, ordonné au disjoncteur, doit pouvoir être instantané ou temporisée. La temporisation doit permettre le choix entre courbe à temps constant (DT) ou à temps dépendant.

Le relais de protection doit disposer de plusieurs courbes aux choix de réglage conformes aux normes internationales notamment CEI 60255-3

Cette protection est alimentée par trois TC dont le courant nominal au secondaire est de 5 A. La protection doit avoir trois seuils de réglage indépendants :

- 1er seuil de réglage est dédié pour les défauts de surcharge.
- 2ème seuil de réglage est dédié pour les défauts de court-circuit.
- 3ème seuil de réglage est dédié pour les défauts de court-circuit très élevé.

Le relais de protection numérique offrira au minimum le choix des protections suivantes :

- pour le 1ère seuil, 2ème et le 3ème seuil : non directionnel avec la possibilité d'avoir un temps inverse.
- un seuil à temps constant pour la protection directionnelle.

La protection à maximum de courant phase directionnel Arrivée MT a pour rôle d'activer le démarrage et le déclenchement de l'arrivée MT, lors d'un court-circuit phase survenu sur le transformateur HT/MT ou sur sa liaison MT avec deux transformateurs HT/MT en parallèle (couplage fermé).

Le déclenchement par protection directionnelle sera temporisé avec un temps inférieur à celui attribué à la protection maximum phase non directionnelle tout en respectant l'écart de sélectivité.

Elle fonctionne selon le principe de la détection des défauts phases et elle est conditionnée par 2 critères :

- dépassement du seuil de courant I_d pendant un temps T supérieur à la temporisation réglée (temps constant).
- le déphasage de la tension composée des phases saines par rapport au courant de défaut I_d est tel que ce dernier soit dans la zone de déclenchement.

Les résultats des essais sur un départ HTA 05 kV N°1, suivant la procédure, sont résumés dans le tableau suivant :

Tableau 4.4 : Résultat d'essai sur un départ HTA 05 kV N°1 Ampopoka (Source : JIRAMA)

NATURE DE DEFAUT	CAPTEUR	RELAIS	ANCIEN REGLAGE	NOUVEAU REGLAGE	TEMPS	ACTION		
						DD	KL	VER
Surintensité phase 1	3TC 150/5 A	PAK 412	160 A	228 A	0,2 s	X	X	X
Surintensité phase 2	3TC 150/5 A	PAK 412	160 A	227,4 A	0,2 s	X	X	X
Homopolaire	3TC 150/5 A	PAK 412	10 A	15 A	0,2 s	X	X	X

4.4. Tableau récapitulatif des résultats des essais

Le tableau 4.5 donne le résultat de ses essais :

Tableau 4.5 : Résultats des essais (Source : JIRAMA)

TRAVEE DEPART 20 kV CTA1									
NATURE DE DEFAUT	CAPTEUR	RELAIS	ANCIEN REGLAGE	NOUVEAU REGLAGE	TEMPS	ACTION			
						DD	KL	VER	
Surintensité	3TC 200/5 A	IRM 7000	202 A	200 A	1,7 s	X	X	X	
Homopolaire	3TC 200/5 A	IRM 7000	20 A	20 A	1,7 s	X	X	X	
TRAVEE DEPART 20 kV SAHAMBAVY									
NATURE DE DEFAUT	CAPTEUR	RELAIS	ANCIEN REGLAGE	NOUVEAU REGLAGE	TEMPS	ACTION			
						DD	KL	VER	
Surintensité phase 1	3TC 40/5 A	PAK 412	24 A	23,2 A	0,2 s	X	X	X	
Surintensité phase 2	3TC 40/5 A	PAK 412	24 A	23,68 A	0,2 s	X	X	X	
Homopolaire	3TC 40/5 A	PAK 412	5 A	7,2A	0,2 s	X	X	X	
TRAVEE DEPART 5 kV N°2									
NATURE DE DEFAUT	CAPTEUR	RELAIS	ANCIEN REGLAGE	NOUVEAU REGLAGE	TEMPS	ACTION			
						DD	KL	VER	
Surintensité phase 1	3TC 150/5 A	PAK 412	160 A	222 A	0,2 s	X	X	X	
Surintensité phase 2	3TC 150/5 A	PAK 412	160 A	223,8 A	0,2 s	X	X	X	
Homopolaire	3TC 150/5 A	PAK 412	10 A	15 A	0,2 s	X	X	X	
TRAVEE DEPART 5 kV N°1									
NATURE DE DEFAUT	CAPTEUR	RELAIS	ANCIEN REGLAGE	NOUVEAU REGLAGE	TEMPS	ACTION			
						DD	KL	VER	
Surintensité phase 1	3TC 150/5 A	PAK 412	160 A	228 A	0,2 s	X	X	X	
Surintensité phase 2	3TC 150/5 A	PAK 412	160A	227,4 A	0,2 s	X	X	X	
Homopolaire	3TC 150/5 A	PAK 412	10A	15 A	0,2 s	X	X	X	

TRAVEE TR N°3 63 kV/20 kV 4 MVA									
NATURE DE DEFAUT	CAPTEUR	RELAIS	ANCIEN REGLAGE	NOUVEAU REGLAGE	TEMPS	ACTION			
						DD 5KV	DD 20KV	KL	VER
Température eau 1 ^{ère} stade	SONDE				0 s	X	X	X	X
Température eau 2 ^{ème} stade	SONDE				0 s	X	X	X	X
Buchholz 1 ^{ère} stade	RELAIS				0 s	X	X	X	X
Buchholz 2 ^{ème} stade	RELAIS				0 s	X	X	X	X
Masse cuve	1TC 50/5 A	MICOM ITG 7105			0s	X	X	X	X
Surintensité côté 20 kV	3TC 100/5 A	MICOM	120 A	120 A	2,1 s	X	X	X	X
Homopolaire côté 20 kV	3TC 100/5 A	MICOM	20 A	20 A	2,1 s	X	X	X	X
TRAVEE TR N°4 63 kV/20 kV 4 MVA									
NATURE DE DEFAUT	CAPTEUR	RELAIS	ANCIEN REGLAGE	NOUVEAU REGLAGE	TEMPS	ACTION			
						DD 5KV	DD 20KV	KL	VER
Température eau 1 ^{ère} stade	SONDE				0 s	X	X	X	X
Température eau 2 ^{ème} stade	SONDE				0 s	X	X	X	X
Buchholz 1 ^{ère} stade	RELAIS				0 s	X	X	X	X
Buchholz 2 ^{ème} stade	RELAIS				0 s	X	X	X	X
Masse cuve	1TC 75/5 A	MICOM ITG 7105			0 s	X	X	X	X
Surintensité côté 20 kV	3TC 150/5 A	MICOM	149 A	149 A	2,7 s	X	X	X	X
Homopolaire côté 20 kV	3TC 150/5 A	MICOM	19 A	19 A	2,7 s	X	X	X	X
TRAVEE DEPART 20 KV AMBOHIMASOA									

NATURE DE DEFAULT	CAPTEUR	RELAIS	ANCIEN REGLAGE	NOUVEAU REGLAGE	TEMPS	ACTION			
						DD	KL	VER	
Surintensité	3TC 20/5 A	ITG 7196	26 A	24 A	05 s	X	X	X	
Homopolaire	3TC 20/5 A	ITG 7196	5A	5,2 A	0,55 s	X	X	X	
TRAVEE DEPART 20 KV CITE DE PROF									
NATURE DE DEFAULT	CAPTEUR	RELAIS	ANCIEN REGLAGE	NOUVEAU REGLAGE	TEMPS	ACTION			
						DD	KL	VER	
Surintensité	3TC 50/5 A	ITG 7196	52,5 A	52,5 A	0,5 s	X	X	X	
Homopolaire	3TC 50/5 A	ITG 7196	10 A	10 A	0,5 s	X	X	X	
TRAVEE TR N°2 63 kV/5,5 kV 3,4 MV									
NATURE DE DEFAULT	CAPTEUR	RELAIS	ANCIEN REGLAGE	NOUVEAU REGLAGE	TEMPS	ACTION			
						DD 5KV	DD 20KV	KL	VER
Température eau 1ère stade	SONDE			85°C	0 s	X	X	X	X
Température eau 2ème stade	SONDE			95°C	0 s	X	X	X	X
Buchholz 1ère stade	RELAIS				0 s	X	X	X	X
Buchholz 2ème stade	RELAIS				0 s	X	X	X	X
Masse cuve	1TC 50/5 A	ITG 7105	50 A	50 A	0 s	X	X	X	X
Surintensité côté 20 kV	3TC 250/5 A	ITG 7135	270 A	270 A	1,07 s	X	X	X	X
TRAVEE ARRIVEE 20 kV GROUPE FRAISE+FIRST									
NATURE DE DEFAULT	CAPTEUR	RELAIS	ANCIEN REGLAGE	NOUVEAU REGLAGE	TEMPS	ACTION			
						DD	KL	VER	
Surintensité	3TC 100/5 A	PAK 412	100 A	100 A	1,8 s	X	X	X	
TRAVEE DEPART 20 kV ITOMBANA									
NATURE DE DEFAULT	CAPTEUR	RELAIS			TEMPS	ACTION			

			ANCIEN REGLAGE	NOUVEAU REGLAGE		DD	KL	VER	
Surintensité	3TC 50/5 A	PAK 412	35 A	49 A	0,1 s	X	X	X	
Homopolaire	3TC 50/5 A	PAK 412	10 A	10 A	0,1 s	X	X	X	
TRAVEE ARRIVEE 63 kV NAMORONA									
NATURE DE DEFAUT	CAPTEUR	RELAIS	ANCIEN REGLAGE	NOUVEAU REGLAGE	TEMPS	ACTION			
						DD	KL	VER	
Surintensité	3TC 100/5 A	PAK 412	60 A	60 A	2,55 s	X	X	X	
Homopolaire	3TC100/5 A	PAK 412	14,4 A	14,4 A	2,55 s	X	X	X	

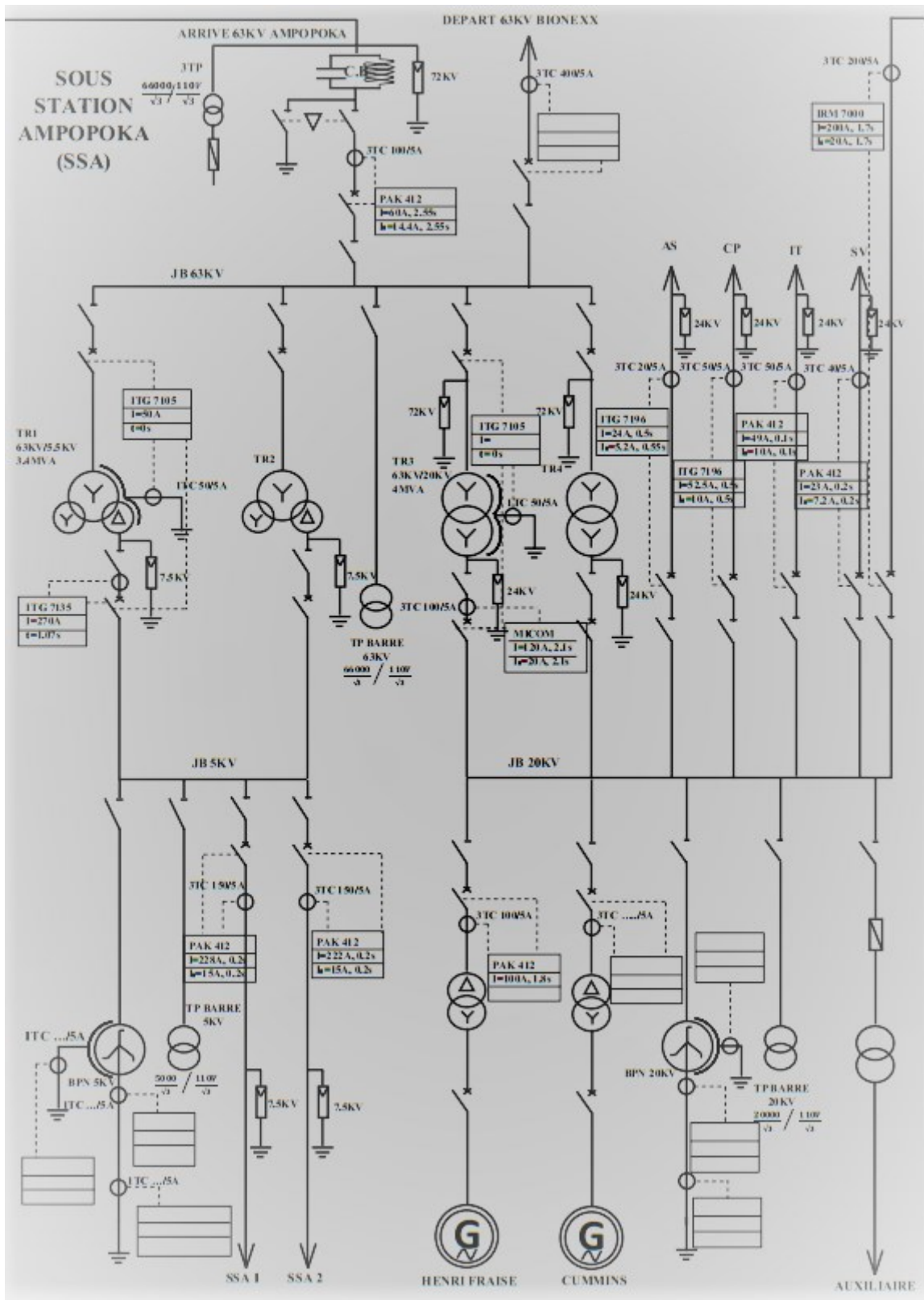


Figure 4.11 : Schéma unifilaire de la sous-station AMPOPOKA avec réglage de protection des départs 5 kV et en 20 kV (Source : JIRAMA)

Conclusion

Le réglage des protections est un exercice délicat car ces protections doivent au même temps isoler le plus rapidement possible la partie du réseau affectée par un défaut et uniquement cette partie, en laissant sous tension toutes les parties saines de ce réseau.

Conclusion générale

La protection des réseaux électriques HTA de la JIRAMA Fianarantsoa est indispensable afin d'assurer une bonne stabilité de celui-ci. En effet, la mise en œuvre du système de protection avec une sélectivité adéquate est un meilleur réglage afin d'assurer la continuité de service et de garantir une fonction de secours entre les différents éléments constitutifs de la chaîne de protection.

Tout au long de ce projet, nous avons travaillé sur la sélectivité et le réglage des protections du départ 20 kV ITOMBANA et du départ 5 kV N°1 à la sous-station d'Ampopoka de la JIRAMA Fianarantsoa. Comme il s'agit de protection, nous avons dans un premier temps calculé les courants maximum et les plus faibles courants de défaut pouvant survenir sur notre ligne. Les courants maximaux sont les courants de court-circuit triphasés et les faibles courants de défauts sont le courant de court-circuit biphasé et de court-circuit monophasé ou phase-terre ou encore homopolaire. Avec les résultats des différents calculs obtenus que nous avons eu à comparer avec ceux de l'entreprise, on a constaté une légère différence due notamment à la petite différence constatée sur les schémas d'exploitations. Cette différence des résultats n'a pas entravé la suite de notre travail. Dans un second temps, après avoir choisi notre dispositif de protection, le choix de notre mode de sélectivité qui s'est porté sur la sélectivité mixte ou combiné entre la sélectivité ampérométrique + la sélectivité chronométrique, nous avons appliqué le principe de réglage des protections relatif à notre mode de sélectivité choisi. En appliquant le principe, nous avons fait des propositions de valeurs réglage tels que le courant de réglage et la temporisation du déclenchement des protections.

La protection est un domaine très vaste qu'il n'est pas aisé de définir et qui en plus englobe d'autres secteur comme le schéma de liaison à la terre. Dans les années à venir avec le développement des réseaux électriques de la JIRAMA Fianarantsoa sera confrontée à un problème de protection notamment sur les réglages des protections. Elle sera appelée à faire une révision complète de ses réglages sur toute l'étendue de son réseau et trouver d'autres modes de sélectivité avec des matériels plus modernes, pour leur système, en vue donc d'améliorer et d'optimiser la stabilité l'ensemble du réseau.

Afin d'assurer une bonne continuité du service en énergie de notre réseau d'interconnexion HTA et de faciliter son exploitation, nous formulons les recommandations suivantes :

- pour la mise en œuvre d'une sélectivité parfaite, il y'a lieu de prévoir l'installation de système de communication entre les différents postes pour permettre la mise en œuvre de la sélectivité logique sur cette longue ligne électrique moyenne tension ;
- installer des détecteurs de défauts aériens (DDA) pour optimiser les recherches de défauts ;
- augmenter la capacité des éléments du réseau tels que les transformateurs, ou autotransformateurs lors d'une éventuelle extension du réseau.

Références bibliographiques

- [1] : « **Etude des protections électriques de la ligne HTA 33 kV KAYA – DORI** », Mémoire pour l'obtention du diplôme d'ingénieur génie électricité et énergétique par : Yiwalo John Willy Arnold BATIONO.
Date de soutenance : le 30 / 06 / 2017. Disponible sur :
www.documentation.2ieedu.org/cdi2ie/opac_css/doc_num.php?explnum_id=2472
- [2] : « **Coordination et protection des réseaux électriques** », Mémoire de fin d'étude par : REYDELLET Soanahomby, 2011.
Consultable au : www.biblio.univ-antananarivo.mg/pdfs/reydelletSoanahomby_ENSET_CPN_11.pdf
- [3] : Document technique disponible à la centrale thermique d'ANKIDONA, Service de Production Electricité (SPE), ANKIDONA.
- [4] : « **Etude de fonctionnement des centrales électriques et du réseau interconnecté de Fianarantsoa** ». Mémoire de fin d'études en vue de l'obtention de diplôme de Licence Professionnelle par RANDRIAMBAO Hery Mahandriarisoa. Date de soutenance : 25 / 05 / 2018.
- [5] : LIGNE D'ENERGIE ELECTRIQUE A 63 000 Volts
RANOMAFANA–FIANARANTSOA
MEMOIRE DESCRIPTIVE
- [6] : « **Etude des paramètres de réglage d'une protection de distance de ligne haute tension (HT) : Cas de la ligne HT 63kV reliant Ségou à Point A dans le Mali** », Mémoire de fin d'études en vue de l'obtention de diplôme de master spécialisé en génie électrique et énergies renouvelables par : YEHOUENOU Victorin.
Date de soutenance : le 03 / 11 / 2011. Disponible sur : documentation.2ie-edu.org/cdi2ie/opac_css/doc_num.php?explnum_id=1783
- [7] : « **Réglage des protections des Réseaux HTA** », Mémoire de fin d'études en vue de l'obtention de diplôme de master professionnel par : Mr. Karim TAREB.
Date de soutenance : le 25 / 09 / 2017. Disponible sur :
<https://dl.ummtto.dz/bitstream/handle/ummtto/8708/TarebKarim.pdf?sequence=1>
- [8] : Groupe Sonelgaz, XD « **Guide Technique de Distribution** », Document technique de Groupe SONELGAZ, 1984.
- [9] : « **Etude des protections des réseaux électriques MT (30 & 10 kV)** », Mémoire présenté pour l'obtention du diplôme MAGISTÈRE en électrotechnique par Mr. ZELLAGUI Mohamed. Date de soutenance : le 01 / 07 / 2010. Consultable au :
<https://bu.umc.edu.dz/theses/electrotec/ZEL5709.pdf>

- [10] : W.D. STEVENSON, « **Elements of Power System Analysis** », 4th edition, McGraw Hill Book 1982.
- [11] : SIEMENS, « **Power Engineering Guide - Transmission and Distribution** » 4th Edition, 2005.
- [12] : J.M. DELBARRE, « **Postes à HT et THT - Rôle et Structure** », Techniques de l'Ingénieur, Traité Génie électrique, D 4570, 2004.
- [13] : Schneider Electric, « **Architecteur de Réseau de Distribution** », 2007.
- [14] : Informations pour le Site WEB de la JIRAMA. Disponible sur : <http://fr.scribd.com/doc/15058746/Reseau-Na>
- [15] : Fonction alimenté : réseau national. Consultable au : <http://www.jirama.mg/index.php?w=scripts&f=Jirama-page.php&act=synelec>
- [16] : « **Standards techniques et normes en vigueur à Madagascar** », par : Organe de Régulation de l'Electricité (ORE)
Site web : www.ore.mg/.../Normes/StandardsTechniquesEtNormesEnVigueur.pdf
- [17] : Ph. CARRIVE, « **Réseaux de Distribution - Structure et Planification** », Techniques de l'Ingénieur, Traité Génie électrique D 4210, 2006.
- [18] : Guide Technique de Distribution de l'Electricité B.61-21 « **Principe** » février 1994.
- [19] : Guide technique de la distribution d'électricité B.61-22 « **réglage des protections** » février 1994.
- [20] : Guide technique de la distribution d'électricité B.61-24 « **Electrotechnique de réseau** » février 1994.

Annexes

Annexe 1 : Caractéristiques de réseau de distribution MT

1.1. Poste 63/20/05 kV

1.1.1. Caractéristiques des transformateurs de puissance et transformateurs de mesure Ankidona

Fianarantsoa

Matériels	Marque	Constructeur	type	Puissance ou Tension et intensité	Observations
10 -TRANSFO DES MESURES ET PROTECTIONS					
TP	RTH6	France		300 VA	Nbr: 6 /TR2/20 kV
TP	SADTEM		Y12P	50 VA	Nbr:3 /TP 5 kV
TP	MERLIN GERIN		TPRC1	300 VA	Nbr:5 /AGO
TC	SADTEM				Nbr:9 /DEPART 5 kV N°1/DEPART 5 kV N°2/DEPART 5 kV N°3
TC	WALTER		SW44C	200/5 A	
TC	WALTER			300/5 ET 250/5	Nbr: 9 /AR TR2/AR TR1/AR MAN
TC	WALTER			X	Nbr:9 / TR1/20 kV MN /AGO
Transformateur	ALSTHOM SAVOISIEN NE		G 6466001	2500 kVA	Nbr:1 (TR2)
	ABB			500 kVA	Nbr:1 (TR3)
	TRANSFO France		95935	1700 kVA	Nbr:1 (TR1)

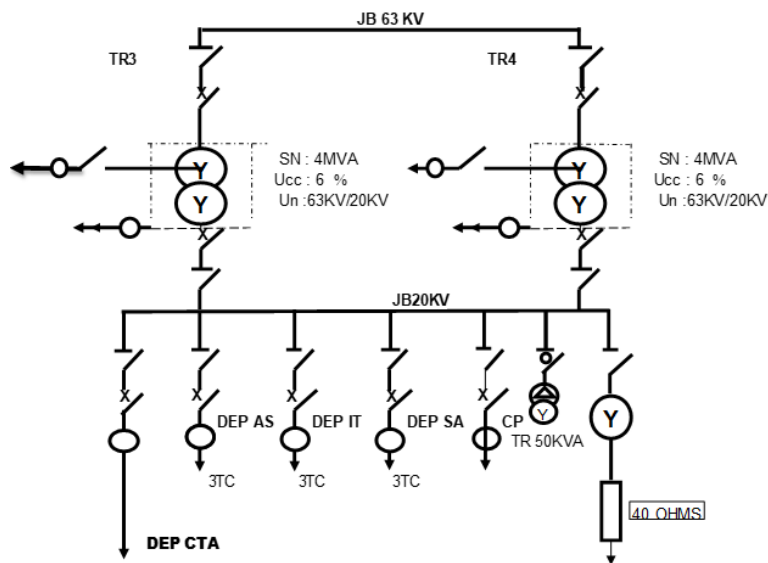
ALSTHOM SAVOISIEN NE		H 61450.12	1700 kVA	Nbr:1
TRANSFO		TNC 90N0549	100 kVA	Nbr:1
PAUWELS TRAFO	BELGIUM	TRC 91N3507	50 kVA	Nbr:1
UNINDO ALSTOM	INDONESIA	1982	100 kVA	Nbr:1
PAUWELS TRAFO	BELGIUM	9114684	86,6 kVA	Nbr:1

1.1.2. Caractéristiques des transformateurs de puissance et transformateurs de mesure Ampopoka
Fianarantsoa

Materiels	Marque	Constructeur	type	Observations
Transformateur de courant(TC)	MERLIN GERIN		TPRS 3	Nbr:3/N1°:7834142/N2°:7834143/N3°:7834141
	ALCE		AB 24	Nbr: 3/N° 2009/7833
	DELLE		TSR 6S/1	Nbr:3 ; N°1/N°2/N°3
	MERLIN GERIN		TCR1	Nbr:15/N° 7834111
	SADTEM		TEZ	Nbr:3 ; N°91-660195/N°91-660193/N°91660194
	SADTEM		SW 44	Nbr:3 ; N°99-944196/N°99-944197/N°99-944198
Transformateur de tension(TI)				
Transformateur /Condensateur de tension	NISSIN ELECTRIC		PDB-6E-2A	Nbr:3/ N°325607/C:0,008 µF
Tt	MERLIN GERIN		TPRS 1	Nbr:3 ; N°7834573/N°7834137/N°7834572

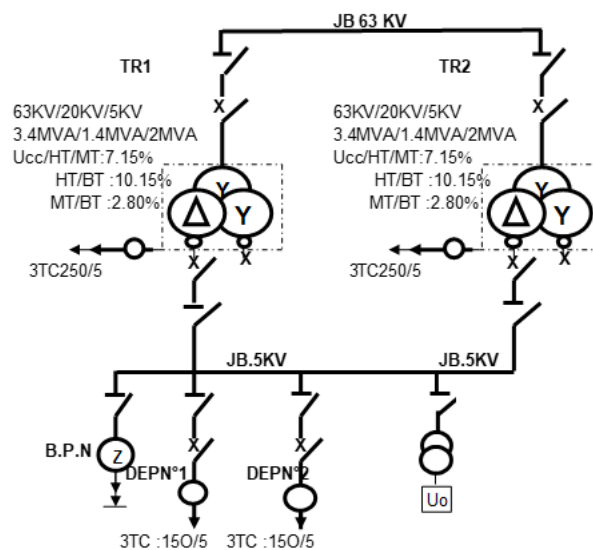
10 -TRANSFO DES MESURES ET PROTECTIONS				
- Transfo masse stator défaut terre				
- Transfo différentiel				
- Transfo protection phase surintensité				
-Transfo de régulation (TPEX)				
Transformateur	FRANCE TRANSFO	France		Nbr:2/ N° 35301/ N° 37785
	CO POWER SYSTEM	BELGUIM	OLS	Nbr:1/N°4/140
	CEM	France	NITR Electro mecaniq ue	Nbr:1/N° H25274
	TRANSFIX	SOCIETE NOUVELLE TRANSFIX	L3 OE24/2 50	Nbr:1/N° DA0894 BPN 20 kV
	POWELTRAFO	BELGUIM	OSS09/ 20	Nbr:1/N° 911-4686 BPN 5 kV
	TSA	SEINE MARITIME	TEH	Nbr:1/N° P06444 A AUXILIAIRE

1.1.2. Schémas unifilaires des étages 20 kV et 5 kV



Légende :

DEP	Départ
DEP AS	Départ Ambohimahaso
DEP IT	Départ Itombana
DEP SA	Départ Sambavy
DEP CP	Départ Cité de Prof
DEP CTA	Départ Centrale Thermique Ankidona
TC	Transformateur de courant
JB	Jeu de barre
TR	Transformateur



Annexe 2 : Calcul des courants des courts-circuits

1) Forme d'un court-circuit aux bornes de l'alimentation de distribution :

Le réseau amont d'un court-circuit peut se mettre sous la forme d'un schéma équivalent constitué d'une source de tension alternative d'amplitude constante E et d'une impédance en série Z_{cc} .

Z_{cc} est l'impédance de court-circuit, elle est égale à l'impédance équivalente aux câbles, aux lignes et aux transformateurs parcourus par le courant de court-circuit. Toutes les impédances doivent être ramenés à la tension simple E . L'impédance Z_{cc} est alors équivalente à une réactance X et une résistance R en série.

$$Z_{CC} = \sqrt{(R^2 + X^2)}$$

Avec : $X = L\omega$

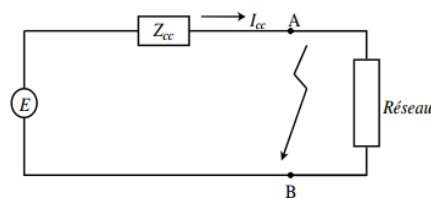


Schéma équivalent du réseau amont au court-circuit.

Ainsi, lors d'un court-circuit on applique une tension $e = E \cdot \sqrt{2} \cdot \sin(\omega t + \alpha)$ à un circuit composé d'une réactance et d'une résistance en série.

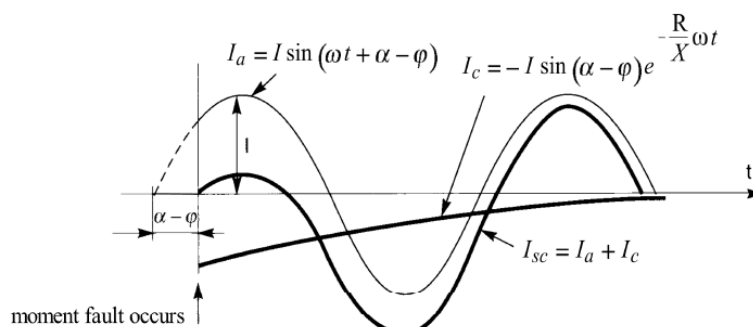
α est l'angle d'enclenchement, il définit la phase de la tension à l'instant d'apparition du court-circuit.

Appelons φ le déphasage entre la tension et le courant en régime établi, on a alors :

$$\operatorname{tg}(\varphi) = \frac{X}{R}$$

On démontre que l'expression du courant de court-circuit est :

$$I_{cc} = \frac{E\sqrt{2}}{Z_{cc}} \left[\sin(\omega t + \alpha - \varphi) - \sin(\alpha - \varphi) e^{-\frac{R}{X} \omega t} \right]$$



Décomposition du courant de court-circuit.

Le courant I_{cc} est donc la somme d'un courant sinusoïdal :

$$I_a = \frac{E\sqrt{2}}{Z_{cc}} \cdot \sin(\omega t + \alpha - \varphi)$$

Et d'un courant apériodique tendant vers 0 de façon exponentielle :

$$I_c = -\frac{E\sqrt{2}}{Z_{cc}} \cdot \sin(\alpha - \varphi) e^{-\frac{R}{X} \cdot \omega t}$$

La valeur efficace du courant en régime établi est donc :

$$I_{eff} = \frac{E}{Z_{cc}}$$

Si l'angle d'enclenchement $\alpha = \varphi$, la composante apériodique est nulle, le régime est dit symétrique. Si l'angle d'enclenchement $\alpha \neq \varphi$, la composante apériodique est maximale, le régime est dit asymétrique maximal : c'est la condition qui entraîne la plus grande valeur de crête du courant, on a alors :

$$I_{cc} = \frac{E\sqrt{2}}{Z_{cc}} \left[\sin\left(\omega t + \frac{\pi}{2}\right) - e^{-\frac{R}{X} \cdot \omega t} \right]$$

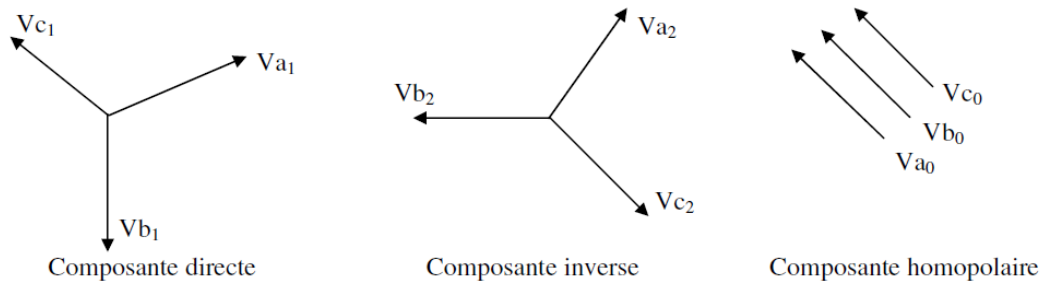
Donc, la valeur crête maximale du courant est donc :

$$\hat{I} = \frac{E\sqrt{2}}{\sqrt{R^2 + X^2}} \cdot \left[1 + e^{-\frac{R}{X} \cdot \pi} \right]$$

Remarque : En général, le rapport $\frac{R}{X}$ est compris entre 0,05 et 0,030 en HTA, et entre 0,30 et 0,60 en BT

La théorie de composant symétrique s'applique tout aussi bien à des vecteurs tournants tels que des tensions et des courants qu'à des vecteurs fixes tels que des impédances ou des admittances même si la théorie son développé pour des tensions, elle a tout aussi peut être démontrée pour des courants ou des, impédances doit on ne mentionnera que les équations intéressantes. Les composantes symétriques permettent surtout d'étudier le fonctionnement d'un réseau polyphasé de constitution symétrique lorsque l'on branche en un de ses points un récepteur déséquilibré. Soit parce qu'il s'agit effectivement d'une charge non équilibrée soit plus fréquemment lorsque se produit un défaut. Cette méthode est celle des *composantes symétriques* qui est applicable aux tensions, courants, puissances ... etc.

Les composants symétriques comportent trois systèmes de vecteurs équilibrés, indépendants l'une de l'autre au point de vue amplitude et angle de phase. Un système triphasé déséquilibré quelconque peut être décomposé en composants symétriques [appelés système Direct (V_1), Inverse (V_2), Homopolaire (V_0)]



Système déséquilibré des trois phases obtenu en trois systèmes équilibré.

2) Calcule le courant de court-circuit :

Les courants et les tensions des phases en fonction de type de court-circuit :

Types de Défauts	Les courants électriques			Les tensions électrique		
	I_{L1}	I_{L2}	I_{L3}	V_{L1}	V_{L2}	V_{L3}
Triphasés symétriques isolé	$\frac{E}{Z_1}$	$a^2 \cdot \frac{E}{Z_1}$	$a \cdot \frac{E}{Z_1}$	0	0	0
Biphasés isolés (Ph2-Ph3)	0	$\frac{E \cdot (a^2 - a)}{Z_1 + Z_2}$	$\frac{E \cdot (a - a^2)}{Z_1 + Z_2}$	$\frac{2 \cdot E \cdot Z_2}{Z_1 + Z_2}$	$\frac{E \cdot Z_2 \cdot (a^2 + a)}{Z_1 + Z_2}$	$\frac{E \cdot Z_2 \cdot (a^2 + a)}{Z_1 + Z_2}$
Biphasés à la terre (Ph2-Ph3-T)	$3 \cdot E \cdot \frac{Z_1 + Z_0}{\alpha + \beta + \gamma}$	$\frac{E \cdot [Z_2 \cdot (a^2 - 1) + Z_0 \cdot (a^2 - a)]}{\alpha + \beta + \gamma}$	$\frac{E \cdot [Z_1 \cdot (a - 1) + Z_0 \cdot (a - a^2)]}{\alpha + \beta + \gamma}$	$\frac{3E(Z_1 + Z_0)}{\alpha + \beta + \gamma}$	0	0
Monophasés Ph 3 à la terre ($Z_n = 0$)	$\frac{3 \cdot E}{K}$	0	0	0	$\frac{EZ_2(a^2 - a) + EZ_0(a^2 - 1)}{K}$	$\frac{EZ_2(a - a^2) + EZ_0(a - 1)}{K}$
Monophasés Ph 3 à la terre ($Z_n \neq 0$)	$\frac{3 \cdot E}{K + 3 \cdot Z_n}$	0	0	$\frac{3 \cdot E \cdot Z_n}{K + 3 \cdot Z_n}$	$\frac{EZ_2(a^2 - a) + EZ_0(a^2 - 1)}{K + 3 \cdot Z_n}$	$\frac{EZ_2(a - a^2) + EZ_0(a - 1)}{K + 3 \cdot Z_n}$

Les courants et les tensions symétrique en fonction de type de court-circuit :

Types de Défauts	Les courants symétrique			Les tension symétrique		
	I_1	I_2	I_0	V_1	V_2	V_0
Triphasés symétriques isolé	$\frac{E}{Z_1}$	0	0	0	0	0
Biphasés isolés (Ph2-Ph3)	$\frac{E}{Z_1 + Z_2}$	$\frac{-E}{Z_1 + Z_2}$	0	$\frac{E \cdot Z_2}{Z_1 + Z_2}$		0
Biphasés à la terre (Ph2-Ph3-T)	$\frac{E \cdot (Z_2 + Z_0)}{\alpha + \beta + \gamma}$	$\frac{-EZ_0}{\alpha + \beta + \gamma}$	$\frac{EZ_2}{\alpha + \beta + \gamma}$	$\frac{E \cdot (Z_1 + Z_0)}{\alpha + \beta + \gamma}$		
Monophasés Ph 3 à la terre ($Z_n = 0$)	$\frac{E}{K}$			$\frac{E \cdot (Z_2 + Z_0)}{K}$	$\frac{-E \cdot Z_2}{K}$	$\frac{-E \cdot Z_0}{K}$
Monophasés Ph 3 à la terre ($Z_n \neq 0$)	$\frac{E}{K + 3 \cdot Z_n}$			$\frac{3E(Z_2 + Z_0 + 3Z_n - 2Z_1)}{K + 3 \cdot Z_n}$	$\frac{-3 \cdot E \cdot Z_2}{K + 3 \cdot Z_n}$	$\frac{-3 \cdot E \cdot (Z_0 + Z_n)}{K + 3 \cdot Z_n}$

Avec :

$$K = Z_1 + Z_2 + Z_0, \quad \alpha = Z_1.Z_2, \quad \beta = Z_1.Z_0 \quad \text{et} \quad \gamma = Z_2.Z_0.$$

Table des matières

Curriculum vitae	
Remerciements	I
Liste des illustrations	V
Photos	V
Figures	V
Tableaux	VI
Liste des abréviations	VII
Glossaire	IX
Résumé	XI
Introduction générale	1
Chapitre 1 : Cadre du projet	2
1.1. Présentation de la société JIRAMA	2
1.2. Faculté des Sciences et la mention Génie des Systèmes Electriques, Energétique et Hydraulique	2
1.3. Présentation du site d'étude	2
1.3.1. Présentation de la Centrale Thermique ANKIDONA	3
1.3.2. Présentation de la Centrale Hydroélectrique MANANDRAY	4
1.3.3. Présentation de la Centrale Hydroélectrique AMBODIKIMBA	4
1.3.4. Présentation du Réseau Interconnecté de Fianarantsoa	5
1.3.5. Présentation de la Sous-Station AMPOPOKA	7
1.4. Méthodologie appliquée et moyens matériels	9
1.4.1. Rappel du thème de l'étude.....	9
1.4.2. Aperçu sur les différents défauts de ligne HT	9
1.4.3. Aperçu sur les différentes protections de ligne HT	10
1.4.4. Méthodologie de dimensionnement des paramètres de réglage	11
1.4.4.1- Caractéristiques de la ligne (tronçon à protéger) :	12
1.4.4.2- Caractéristiques du poste :	12
1.4.4.3- Les caractéristiques des réducteurs de mesure :	12
1.4.4.4- Les principaux paramètres de réglage :	12
Chapitre 2 : Généralités sur les réseaux HTA et les protections par relais	15
Introduction	15
2.1. Le réseau de distribution HTA	15
2.1.1. Modes de distribution des réseaux HTA.....	16
2.1.2. Différents types de réseaux électriques.....	16
2.1.2.1- Réseaux de transport et d'interconnexion	16
2.1.2.2- Réseaux de répartition.....	17

2.1.2.3- Réseaux de distribution	17
2.1.3. Gamme des tensions utilisées	18
2.1.4. Modes d'alimentation des postes HTA	18
2.1.4.1- Un jeu de barres avec une source	19
2.1.4.2- Un jeu de barres sans couplage avec deux sources	19
2.1.4.3- Deux jeux de barres avec couplage et deux sources	20
2.1.4.4- Un jeu de barres sans couplage et trois sources	20
2.1.4.5- Trois jeux de barres avec couplages et trois sources	21
2.1.4.6- Sources et départs en " DUPLEX "	21
2.1.4.7- Deux jeux de barres avec deux attaches par départ et deux sources	22
2.1.4.8- Deux doubles jeux de barres couplés entre eux	23
2.1.5. Architectures des postes HTA/BT supérieurs à 630 kVA	23
2.1.5.1- Généralités	23
2.1.5.2- Alimentation en coupure d'artère	24
2.1.5.3- Alimentation en double dérivation	25
2.2. Protections contre les défauts entre phases	25
2.2.1. Principe de réglage en intensité des relais de courant de phase.....	25
2.2.2. Fonctionnement et sélectivité	26
2.3. Protections contre les défauts entre phase et terre	28
2.3.1. Rappel électrotechnique : impédance de limitation 300 A ou 150 A	28
2.3.2. Protection ampèremétrique à temps constant	29
2.3.3. Protection ampèremétrique à deux seuils homopolaires à temps constant.....	30
2.3.4. Protection ampèremétrique à temps dépendant (ou à temps inverse).....	32
2.3.5. Protection wattmétrique homopolaire.....	32
2.3.5.1- Conséquences d'une mise à la terre du neutre HTA par bobine de compensation : Rappel électrotechnique.....	32
2.3.5.2- Principe	33
2.3.5.3- Utilisation	35
2.3.6. Protection voltmétrique homopolaire	36
2.3.7. Protections contre les défauts résistants.....	36
Conclusion.....	37
Chapitre 3 : Réglage des protections	38
Introduction	38
3.1. Domaine d'application	38
3.1.1. Réseaux aériens et mixtes	38
3.1.2. Réseaux souterrains	38

3.2. Caractéristiques générales des protections	38
3.2.1. Rôle	38
3.2.2. Réalisation.....	38
3.2.3. Régimes d'exploitation.....	41
3.2.4. Principes du réglage	41
3.3. Réglage des protections d'un départ	41
3.3.1. Relais ampèremétrique de phase.....	41
3.3.1.1- Calcul	41
3.3.1.2- Réglage	45
3.3.2. Protection ampèremétrique homopolaire à temps constant	46
3.3.2.1- Principe et définition de $3I_o$ et réglage	46
3.3.2.2- Calcul de $3I_o$	46
3.3.2.3- Réglage :	47
3.3.3. Protection ampèremétrique homopolaire à temps dépendant	47
3.3.4. Protection wattmétrique homopolaire.....	47
3.3.5. Relais de temps (protection ampèremétrique à temps constant).....	48
3.3.5.1- Principe	48
3.3.5.2. - Réglage : palier classique.....	49
3.3.5.3- Réglage : palier 86	49
Conclusion.....	50
Chapitre 4 : Applications de réglages des protections et présentation de résultats des essais	51
Introduction	51
4.1. Application du calcul pour les départs 5 kV et 20 kV à la sous-station d'Ampopoka ..	51
4.1.1. Détermination de diverses impédances relatives des éléments du RIF	52
4.1.2. Calcul des impédances de réseau avec les départs au SSA	55
4.1.2.1- Pour le départ Ambohimahasoa	55
4.1.2.2- Pour le départ Sahambavy	56
4.1.3. Réglage des relais de phase (calcul de I_{ccb}).....	57
4.1.4. Réglage des relais homopolaires : Calcul de $3 I_o$	57
4.1.5. Tableau récapitulatif des résultats des calculs	58
4. 2. Essais de relais de la protection courant homopolaire sur un départ HTA 20 kV	
Itombana	59
4.2.1. Caractéristiques et architecture de départ Itombana 20 kV	59
4.2.2. Réglages de protection proposés.....	60
4.2.3. Résultats pratiques	60

4.2.3.1- Schéma global de test.....	60
4.2.3.2. Equipements des essais :	61
4.2.3.3- Résultats.....	62
4.3. Essais de relais de la protection maximum courant phase sur un départ HTA 5 kV N°1	63
4.3.1. Caractéristiques et architecture de départ SSA1 5 kV	63
4.3.2. Réglages de protection proposés.....	63
4.3.3. Résultats pratiques	64
4.4.3.1- Schéma global de test	64
4.3.3.2- Equipements des essais	65
4.3.3.3- Résultats et commentaires	65
4.4. Tableau récapitulatif des résultats des essais.....	66
Conclusion.....	72
Conclusion générale	73
Références bibliographiques	74
Annexes	i
Annexe 1 : Caractéristiques de réseau de distribution MT.....	i
Annexe 2 : Calcul des courants des courts-circuits	v
Table des matières.....	ix