

MEMOIRE DE PROJET DE FIN D'ETUDE

Pour l'obtention du diplôme de master

Systemes Microélectroniques, de Télécommunications et de l'Informatique
Industrielle

Evolution des systèmes de protection :

Sélectivité Logique

Réalisé par :

 Mme Sara Laiymani

Encadré par :

 Pr Es-sbai Najia (FST.Fès)

 Pr. LekhaleHassane(ONEE)

Soutenu le : 24 Juin 2013

Devant le jury composé de:

 Pr . Es-sbai Najia

(FST.Fès)

 Pr. Abdi Farid **(FST.Fès)**

 Pr. Lamcharfi Tajeddine**(FST.Fès)**

 Pr. LekhalHassane **(ONEE Fès)**

ANNEE UNIVERSITAIRE : 2012/2013

Remerciements

Tout d'abord je tiens à remercier Mr. CHAMA Jaouad le directeur de la Direction Provinciale Distribution Fès (DRF) qui m'a offert la possibilité d'intégrer ce stage, ainsi que tout le corps administratif et technique qui m'a aidé et soutenu pendant cette période.

Mes remerciements s'adressent également au Département Génie Électrique, et aussi à tout le corps enseignant du Master SMTII, pour avoir assuré ma formation.

Je tiens à témoigner toute ma reconnaissance à Monsieur LEKHAL Hassan, pour l'expérience enrichissante et pleine d'intérêt qu'il m'a fait vivre durant ce stage au sein de l'ONE, sachant répondre à toutes mes interrogations.

Je remercie également Mme. Es-sbai Najia pour avoir bien voulu encadrer ce modeste travail, ainsi que pour ses encouragements et son fort soutien, ses précieux conseils et pour l'intérêt avec lequel elle a suivi la progression de mon stage.

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à :

- 🌀 Mon cher mari, qui a fait preuve de soutien et de patience tout au long de la formation en Master.*
- 🌀 Ma petite fille Nour, lumière de ma vie ...*
- 🌀 Ma famille, principalement mes parents, qui étaient toujours à mes côtés pour m'encourager et me soutenir.*
- 🌀 Ma belle-famille pour tous les efforts fournis et l'aide apportée.*

RESUME :

Dans le cadre que s'inscrit mon travail qui a pour objectif d'améliorer les systèmes de protections en étudiant les réglages des postes sources 60/22kV et faire face aux phénomènes :

- a- Phénomène du réglage du courant de court-circuit
- b- Phénomène du réglage du courant capacitif homopolaire
- c- Phénomène de la permutation automatique des transformateurs
- d- Phénomène du cumul de temps

Pour mener à bien mon travail, j'ai suivi la démarche suivante :

1. Connaître les activités de l'exploitation transport et distribution
2. Connaître les principes de fonctionnement des protections installées dans les postes sources
3. Etude des réglages des postes sources
4. Etude de la sélectivité entre départ 60KV,22KV et transformateur 60/22KV

Par la suite, nous proposons à l'issue de ce projet un ensemble des recommandations résumées comme suit :

- * les systèmes de protection électromécanique et statique doivent être substitués par des systèmes de protection numérique .
- * Eviter le cumul de temps entraînant le déclenchement intempestif de l'arrivée 22 KV lors de la succession d'un ou plusieurs défauts sur départs 22KV, par la mise en service de la sélectivité logique aux postes numériques.
- * Eviter le déclenchement par surcharge du transformateur de secours ayant reçu un ordre de mise en service de l'ATLT du 2ème transformateur en défaut par l'insertion d'un automatisme de sélectivité pour assurer un délestage provisoire , puis un relestage après la mise en service du transformateur de secours.

SUMMARY

In the context of my study which is intended to improve protection systems by studying the settings of sets 60/22kV, I dealt with the following issues:

- a- Setting of the short circuit of electric current phenomenon,
- b- Setting the capacitive zero sequence current phenomenon,
- c- Automatic switching of transformers phenomenon,
- d- The Accumulated time phenomenon,

To carry out my work, I followed these steps:

1. Studying the operating transmission and distribution activities;
2. Studying the operating principles of protecting the substations;
3. Studying the substations' settings;
4. Studying the selectivity process between starting 60KV, 22kv transformer and 60/22KV

Afterwards, I propose at the end of the project's report a set of recommendations summarized as follows:

- * The Electromechanic and static protection systems should be replaced by digital protection ones.
- * Avoiding the accumulation of time causing false triggering of the arrival of 22 KV as a consequence of the succession of one or more defects on 22kV sources. This can be done by putting in place the logical selectivity of digital sets.
- * Avoiding the overload triggering of the back-up transformer that received an request of activation from the second faulty transformer's ATLT. This is done by the introduction of a selectivity automatism which insures a temporary load shedding; then, a reconnection after the activation of the back-up transformer takes place.

Sommaire

Résumé.....	3
Summary.....	4
Abréviations.....	7
Liste des figures.....	8
Liste des tableaux.....	9
Introduction Générale.....	10
Cahier de charges.....	11
Chapitre I : Présentation de l'ONEE (Branche Electricité)	
I. Introduction	12
II. L'ONE, premier distributeur du pays.....	12
III. Présentation de la Direction Régionale Fès.....	15
IV. Description du réseau actuel de la DRF	15
Chapitre II : Réseau de distribution MT de l'ONE	
Introduction.....	19
I. Poste de transformation.....	19
II. Présentation du réseau MT.....	21
III. Etude descriptive d'un poste HT/MT	23
IV. Défauts affectant le réseau MT.....	25

Chapitre III : Les systèmes de protection du réseau MT

Introduction.....	29
I. Définition d'un système de protection	29
II. Structure d'un système de protection.....	31
III. Les caractéristiques d'un système de protection	34
IV. Les protections d'un système de protection.....	39
1) Protections des défauts internes.....	39
2) Protections des défauts externes.....	42
3) Protections de l'arrivée MT.....	44
4) Protections des lignes MT.....	45
V. Les limites d'un système de protection	46
A- Réglage du courant de court-circuit.....	47
B- Réglage du courant homopolaire.....	54

Chapitre IV : Dysfonctionnement du plan de protection actuel

Introduction.....	57
I. Permutation automatique des transformateurs.....	57
II. Cumul de temps.....	59
Conclusion générale.....	68
Bibliographie.....	69
Synthèse.....	70
Recommandations.....	72

Abréviations

THT : Très haute tension

HT : Haute tension

MT : Moyenne tension

BT : Basse tension

TC : Transformateur de courant

TT : Transformateur de tension

I_{ph} : Courant de phase

I_n : Courant nominal

I_{ccb} : Courant de court-circuit biphasé

I_r : Courant de réglage

Max I : Maximum d'intensité

DDI : Division de Distribution

DRR : Disjoncteur Réenclencheur Réseau

TST : Travaux sous tension

JDB : Jeu de Barre

Listes des figures

- Fig1** : Organigramme de la Direction Générale de l'ONEE
Fig2 : Organigramme de la Direction Régionale de Fès
Fig3 : Transformateur HT/MT
Fig4 : Acheminement de l'énergie électrique de la centrale de production jusqu'au abonnés Basse Tension
Fig5 : Structure maillée et structure arborescente
Fig6 : Poste 60/22 KV SAIS
Fig7 : Nature et répartition des courants lors d'un défaut homopolaire sur un départ
Fig8 : Types de défauts entre phases
Fig9 : Principe de fonctionnement d'un système de protection
Fig10 : Automatisation de protection
Fig11 : Cycle de réenclenchement
Fig12 : Principe de la sélectivité ampérométrique
Fig13 : Principe de la sélectivité chronométrique
Fig14 : Principe de la sélectivité logique
Fig15 : Relais Buchholz régleur et Relais Buchholz transformateur
Fig16 : Sondes de températures
Fig17 : Détecteur d'arrêt de pompe
Fig18 : Protection par masse cuve
Fig19 : Eclateurs placés sur les pôles HT
Fig20 : Emplacements des TC sur les pôles secondaires du transformateur HT/MT
Fig21 : Résistance du neutre $42,5 \Omega$ et emplacements d'un TC spécial 1/1 A
Fig22 : Relais ampérométrique type électromécanique
Fig23 : Relais ampérométrique type numérique
Fig24 : Schéma d'un départ MT
Fig25 : Départ SAIS Séfrou
Fig26 : Calcul d'Iccb aux différents points A, B, C, D et E
Fig27 : Départ Dayet IFRAH
Fig28 : Emplacement d'un DRR à 45.37KM
Fig29 : Départ triphasé
Fig30 : Schéma d'un poste 60/22KV avec 8 départs
Fig31 : Schéma type d'un automatisme de permutation
Fig32 : Schéma de deux défauts simultanés
Fig33 : Déclenchement de l'arrivée
Fig34 : Poste SAIS
Fig35 : Principe de cette sélectivité logique
Fig36 : Poste SAIS avec la barre d'attente logique
Fig37 : Visite au poste SAIS
Fig38 : Dispatching Régional

Liste des tableaux

- Tab1** : poste source HT/MT SAIS
- Tab2** : Tableau des régimes du neutre
- Tab3** : Classements des courts-circuits
- Tab4** : Comparaison des 3 types de technologies de protection
- Tab5** : Les différentes technologies utilisées dans les postes HT/MT à Fès
- Tab6** : Seuils minimums des détections des TC
- Tab7** : Caractéristiques de lignes
- Tab8** : Calcul des I_{ccb}
- Tab9** : Valeurs des I_{ccb} à A, B, C et E
- Tab10** : Calcul d' I_{ccb} pour les 3 départs en défauts
- Tab11** : Les réglages proposés pour les 3 départs en défauts
- Tab12** : Valeurs des capacités en fonction des sections
- Tab13** : Les longueurs aériennes et souterraines des 8 départs du poste SAIS
- Tab14** : Réglages proposés
- Tab15** : Tableau de vérité pour le 1er RAM
- Tab16** : Tableau de vérité pour le 2ème RAM
- Tab17** : Tableau de Karnaugh

INTRODUCTION GENERALE

La satisfaction de la clientèle et le service public constituent deux axes prioritaires de l'Office National d'Electricité (ONE) qui œuvre sans cesse pour l'amélioration de la qualité du service tant au niveau technique que commercial.

Pour desservir sa clientèle répartie à travers tout le pays, l'ONE s'appuie sur un large réseau moyenne et basse tension de distribution en plein développement qui a connu une croissance importante grâce notamment au programme de l'électrification rurale.

L'une des caractéristiques principales du réseau de distribution est la multitude d'avaries et de contraintes qu'il subit ce qui en fait le responsable, en grande partie, de la détérioration de la qualité de fourniture d'énergie électrique aux divers clients.

Ce réseau nécessite un Plan de Protection efficace et en mesure :

- De préserver la sécurité des personnes et des biens,
- D'éviter la destruction partielle ou totale du matériel (en particulier les câbles et les transformateurs).
- D'assurer la meilleure continuité de fourniture d'énergie.

L'ONE a adopté un plan de protection s'étalant sur dix ans (2000 - 2010), encore en exploitation actuellement, basé sur les protections numériques (microcontrôleur traitant les données fournies pour décider de l'action à mener selon le réglage effectué) afin de surmonter les imperfections et les limitations des protections statiques et électromécaniques. Mais le plan de protection appliqué en réalité présente certaines limites face à la nouvelle exploitation du réseau Moyenne tension.

Il faut donc :

- Relever les dysfonctionnements constatés sur l'efficacité du plan de protection actuel.
- Analyser ces constatations.
- Tenter d'améliorer le plan de protection actuel.

Ce rapport est réparti en 4 chapitres, dans le 1^{er} chapitre nous donnons une présentation du lieu de stage à savoir l'ONEE ainsi que les objectifs, dans le 2^{ème} chapitre, on va faire une étude descriptive du réseau moyenne tension (MT) et de ses composantes. Ensuite, on fera une étude des systèmes de protections et leurs limites. Dans le dernier chapitre, on a proposé des solutions pour pouvoir dépasser le dysfonctionnement du plan de protection actuel.

CAHIER DES CHARGES

Le cahier de charges se résume dans les étapes suivantes:

1/ Etude des systèmes de protections du réseau MT s'articulant principalement sur deux axes :

- Amélioration des réglages :
 - ❖ Réglage des relais des courants de court-circuit
 - ❖ Réglage des relais du courant capacitif homopolaire

2/ Etude du dysfonctionnement du plan de protection actuel :

- Amélioration du système de protection
 - ❖ Permutation automatique des transformateurs
 - ❖ Problème du cumul de temps
 - ❖ Sélectivité Logique

Chapitre I :

Présentation de l'ONEE (Branche Electricité)

I. Introduction :

L'Office National de l'Eau et de l'Electricité a été créé pour remplacer la société Electrique du Maroc à qui était confiée depuis 1924, la concession d'une organisation de production, de transport et de distribution de l'énergie électrique.

L'ONE (Branche Electricité) est un établissement public à caractère industriel et commercial, doté de la personnalité civile et de l'autonomie financière et a investi depuis sa création en exclusivité dans la production et le transport de l'énergie.

L'ONE assure également la distribution de l'énergie électrique dans la majorité des provinces du royaume et dans le monde rural. Ainsi, la production et le transport de l'énergie électrique sur le territoire national sont assurés depuis 1963, par ONE, qui est placé sous la tutelle du ministère de l'énergie et des mines. En 1994 une partie de la production a été concédée au privé.

A la fin de l'année 2011, La consommation électrique au Maroc dépasse les 28751,9 GWh et évolue à un rythme de 7% par an en moyenne. Cette tendance haussière de la demande reflète le dynamisme socio-économique que connaît notre pays et résulte de l'effet induit par la forte amélioration de l'accès aux services socio-économiques de base dont notamment l'électricité dans le cadre du Programme d'Electrification Rurale Global (PERG).

II. L'ONE, premier distributeur du pays :

Actuellement, l'organisation du secteur de l'énergie électrique s'articule autour de l'ONE qui en est le principal opérateur.

1- Production :

L'office se positionne en tant qu'unique acheteur d'énergie électrique auprès des divers producteurs et il assure également la répartition de l'énergie produite au niveau des distributeurs nationaux.

L'ONE dispose de 26 usines hydroélectriques totalisant une puissance installée de 1265 MW, de 5 centrales thermiques vapeur totalisant 2385 MW, de 6 centrales à turbine à gaz et plusieurs centrales diesel totalisant 3 469 MW et un parc éolien de 113.9 MW, soit une puissance installée totale de 5 311 MW.

2- Transport :

Le réseau de transport, relie les moyens de production aux centres de consommation, il couvre une très grande partie du territoire national. Il est, par ailleurs, interconnecté avec le réseau algérien au moyen de deux lignes 225 KV et avec le réseau espagnol par deux câbles 400 KV sous-marins.

La coordination de la gestion de l'ensemble du réseau de l'ONE est assurée à partir du dispatching National, implanté à Casablanca et doté de moyens modernes permettant une surveillance continue et une exploitation optimale.

3- Distribution :

Elle est caractérisée par une organisation partagée. Les grandes agglomérations telles que Rabat, Casablanca, Tanger, Tétouan, Fès, Marrakech, Meknès, El Jadida, Safi, Larache ou encore Kenitra sont desservies par des opérateurs locaux de distribution. Dans la plupart des cas, il s'agit de régies autonomes intercommunales de distribution d'eau et d'électricité, mais aussi d'opérateurs privés. Donc la distribution de l'énergie électrique est assurée :

- Soit directement par l'ONE, notamment en zone rurale et dans plusieurs centres urbains.
- Soit par les Régies municipales ou intercommunales, placées sous la tutelle du Ministère de l'Intérieur pour les grands centres urbains (R.A.D.E.E.F). Le prix de l'énergie électrique distribuée est fixé par Décret du premier Ministre dans les deux cas.
- Soit en gestion déléguée pour la distribution d'énergie électrique dans les villes de Casablanca et de Rabat qui est assurée par deux opérateurs privés. Le prix de l'énergie électrique distribuée est fixé dans ce cas contractuellement.

4- Organigramme:

L'organigramme de la direction générale de l'ONEE et est donné sur la figure 1 ci-après:

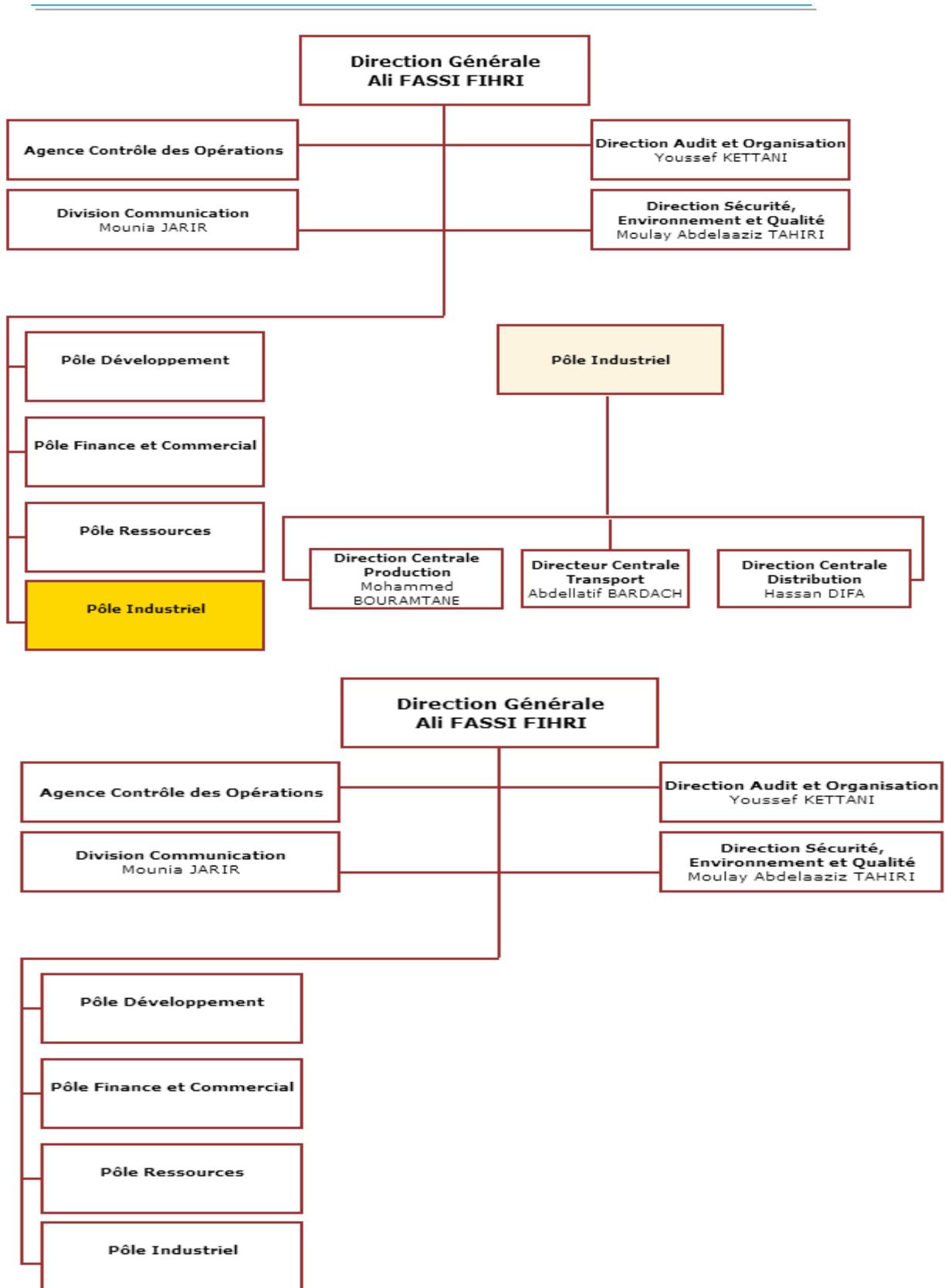


Figure 1: Organigramme de la direction générale de l'ONEE

III. Présentation de la Direction Régionale de Fès (DRF) :

L'organigramme de la direction régionale de Fès est donné sur la figure ci-dessous, ses missions résident dans le fait d'assurer la planification et la réalisation des travaux de maintenance et d'entretien des ouvrages de distribution dans le territoire couvert par la Direction Régionale dans les meilleures conditions de sécurité, qualité et de coût.

L'agence de distribution est constituée des équipes suivantes :

- Equipe Maintenance postes HT/MT et MT/BT
- Equipe Contrôle électrique
- Equipes Maintenance Lignes MT et BT
- Equipes TST MT et BT
- Equipes comptages MT et BT
- Equipe EP

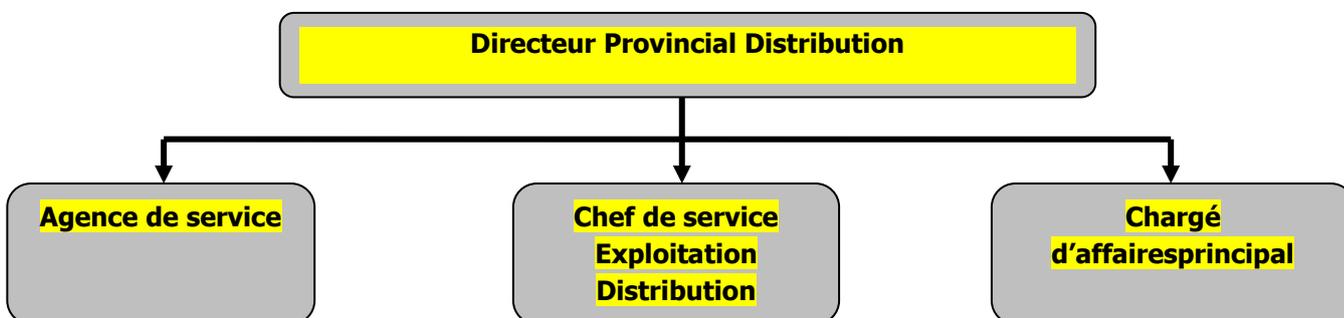


Figure 2: Organigramme de la direction régionale de Fès

IV. Description du réseau actuel de la DRF :

Jour après jour, le développement socio-économique de la région exige l'accroissement de la production électrique, et beaucoup d'investissement au niveau des infrastructures des réseaux électriques.

Comme le réseau électrique est le canal d'acheminement d'énergie depuis les centrales électriques jusqu'aux clients, il est nécessaire d'engager assez d'investissements pour assurer sa rentabilité et sa fiabilité. Les objectifs des gestionnaires des réseaux électriques sont :

- Garantir l'acheminement et la distribution de l'énergie électrique aux clients avec un meilleur prix et de bonne qualité.
- Maintenir le fonctionnement du réseau de distribution.
- Optimiser les investissements des infrastructures des réseaux et les coûts de gestion de l'activité exploitation et l'optimisation des pertes.

1- INFRASTRUCTURE DU RESEAU DE LA DRF :

Le réseau de distribution de la DRF est composé de :

• **Postes sources HT/MT :**

- ◆ 17 postes sources HT/MT et un poste mobile alimentés du réseau de transport d'une puissance installée de 575 MVA, leur alimentation au 60KV provient des postes THT/HT
- ◆ 68 départs de 22KV d'une puissance installée de 575 MVA

On s'intéresse au poste source HT/MT SAISS, les principales données sur ces postes sont inscrit dans le tableau suivant :

P. installée (MVA)	Départs MT	P. installée (KVA)
2 * 40	Sais-MyYaacoub	22 317
	Sais-Ben Souda	21155
	Sais-SIMEF	6 905
	Sais-Sidi Harazem	9 235
	Sais-Résidance Sebou	11 247
	Sais-Sefrou	18 228
	Sais-Imouzzer	29 033

Tab.1: Poste source HT/MT SAISS

• **Constitution des postes HT/MT**

Les postes HT/MT sont destinés à la distribution de l'énergie électrique, ils sont composés en général de :

◆ **Travées haute et moyenne tension**

Les travées haute et moyenne tension sont composées par des réducteurs de courant, des réducteurs de tension, des organes de coupure et d'isolement tels que : les disjoncteurs, les sectionneurs, etc.

Les différentes travées d'un poste 60/22kV sont :

- Un ou plusieurs départs 60KV
- Un jeu de barres 60kV
- Un à plusieurs transformateurs 60/22kV de puissance
- Un à plusieurs transformateurs 22/0.4kV des services auxiliaires
- Un jeu de barres 22kV
- Une à plusieurs arrivées 22kV

- Plusieurs départs 22kV
- Une à plusieurs arrivées 60kV

◆ Tranches basse tension

Les tranches basse tension sont constituées par un ensemble d'appareillage de mesure, de protection, d'automatisme, et de relayage auxiliaire assurant des fonctions définies en tenant compte des principes retenus dans le plan de protection en vigueur, des particularités de l'installation et des contraintes imposées par l'exploitation du réseau.

Les tranches BT qu'on retrouve dans un poste HT/MT sont comme suit :

- Une ou plusieurs tranches départ 60kV
- Une Tranche barre 60kV,
- Deux tranches transformateur 60/22kV
- Deux tranches arrivée 22kV
- Plusieurs tranches départ 22kV
- Une tranche générale

◆ Services auxiliaires

Les services auxiliaires sont composés en général de :

- Un ensemble de batteries 127V avec deux redresseurs chargeurs, dont un est en service en exploitation normale, le deuxième est de secours
- Un ensemble de batteries 48V avec chargeur correspondant
- Des armoires métalliques pour les services auxiliaires alternatifs et continus qui sont :
 - ⇒ Armoire de la permutation automatique des services auxiliaires 220/380V
 - ⇒ Armoire des services auxiliaires 220/380Vca
 - ⇒ Armoire des services auxiliaires 127Vcc
 - ⇒ Armoire des services auxiliaires 48Vcc

• Conduite des postes HT/MT :

Les postes HT/MT sont gardés, télé-alarmés, ou télé-conduits.

• Qualité de l'alimentation électrique :

La satisfaction de la clientèle et le service public constituent deux axes prioritaires de l'ONE qui œuvre sans cesse pour l'amélioration de la qualité de service à la clientèle tant au niveau de l'alimentation électrique qu'au niveau du service commercial.

L'ONE s'efforce de relever constamment les performances du service offert au client pour répondre au mieux à ses attentes. Cet effort se traduit par la recherche d'une meilleure qualité des prestations rendues et par l'apport de réponses appropriées aux demandes les plus spécifiques, aussi bien pour la clientèle rurale, le grand public que pour les entreprises.

• Les attentes de la clientèle :

Les attentes de la clientèle en matière d'alimentation électrique sont :

- Généralisation de l'accès à l'électricité.
- Installation sécuritaire.
- La réduction des pannes et délais de réparation.
- Distribution des avis de coupure à l'avance en cas d'interruptions programmées pour entretien du réseau ou autre.
- Meilleure qualité et une continuité de fourniture en électricité.

Chapitre II :

Réseau de distribution MT de l'Office National de l'Electricité

Introduction :

Dans ce chapitre, pour améliorer les systèmes de protection on va détailler le réseau de distribution MT de l'ONE dans la région de Fès, en tenant compte des contraintes d'exploitation et les réglementations suivies par l'ONE.

I- Postes de transformations :

Le transport de l'énergie électrique du centre de production jusqu'aux consommateurs se fait sur un réseau électrique. Ce transport d'électricité génère des pertes dues à des effets de Joule, qui dépendent de l'intensité I appelée par les consommateurs, de la tension U en bout de ligne et de l'impédance Z de la ligne, puissance apparente S en triphasé en raison de l'économie exigée sur la quantité de cuivre qui est alors de 30%.

Les pertes joules sont données par : $P_{\text{pertes Joules}} = RI^2$ (1)

Or la puissance apparente S est : $S = \sqrt{3} U I \rightarrow I = \frac{S}{\sqrt{3} U}$ (2)

Alors : $P_{\text{pertes Joule}} = \frac{R S^2}{3 U^2}$ (3)

On sait que : $P_a = V I \cos \varphi$ (4)

Et $\rho = \frac{P_{\text{pertes Joules}}}{P_a}$ (coefficient de pertes) (5)

Alors $\rho = \frac{R I^2}{P_a}$ (6)

On obtient $\rho = z \frac{P_a}{V^2 \cos^2 \varphi}$ (7)

Ce coefficient doit être le plus petit possible pour causer le minimum de pertes dans la ligne, ceci impose que V et $\cos \varphi$ soient de plus grandes valeurs possibles. Donc pour une même puissance électrique transmise par ligne, plus on augmente la tension, plus les pertes Joules diminuent.

En outre on peut transporter l'énergie électrique avec le minimum de pertes sur une ligne à tension élevée.

Cette tension élevée ne peut pas être utilisée directement par le consommateur, ce qui nécessite la transformation vers une tension adéquate pour l'utilisateur, rôle des postes de transformations.

Les postes de transformations sont constitués des transformateurs et d'appareillages électriques, dans ce travail nous nous intéressons aux postes HT/MT.

Transformateur HT /MT :

C'est un appareil abaisseur de tension et élévateur de courant qui garde constantes : la fréquence et la puissance. Le transport de l'énergie électrique est effectué en THT, puis en HT, cette tension est dangereuse donc un système d'isolation exceptionnelle est nécessaire.

La distribution de l'énergie est effectuée sous des tensions beaucoup plus faibles donc des systèmes d'isolation simples, à la portée de tous et moins coûteux pour les utilisateurs. Ces tensions varient en général de 220 à 400 V. Seuls les transformateurs peuvent assurer cette opération de façon économique.



Fig.3 : Transformateur HT/MT du poste Sais

Acheminement de l'énergie électrique:

Sur la figure 4 nous montrons l'acheminement de l'énergie électrique de la centrale de production jusqu'aux abonnés Basse Tension.

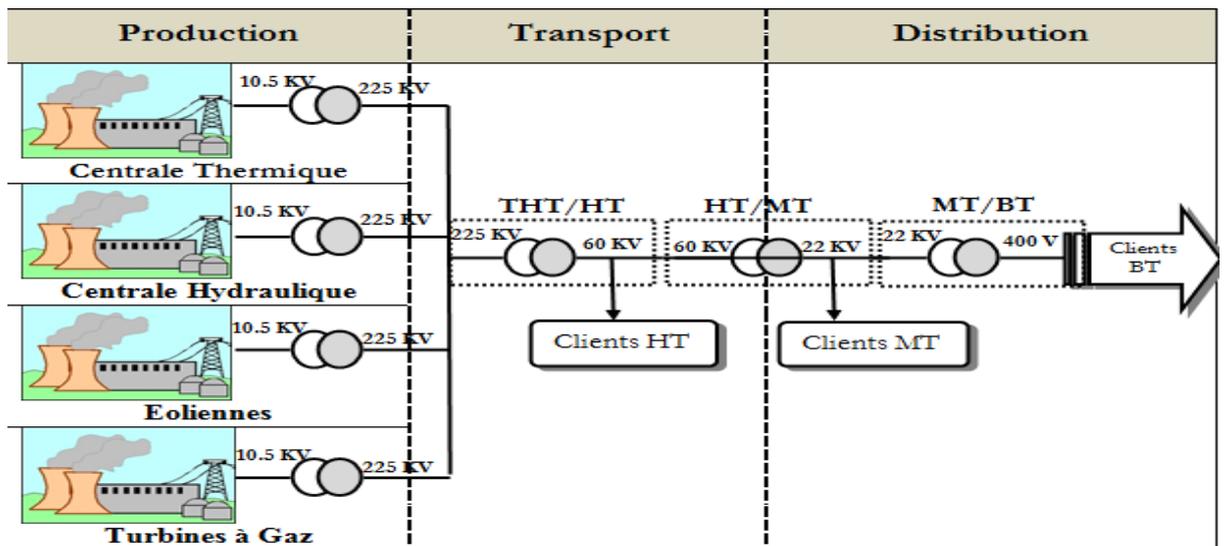


Fig.4:Acheminement de l'énergie électrique de la centrale de production jusqu'aux abonnés Basse Tension.

II- Présentation du réseau MT :

La distribution couvre historiquement au Maroc les réseaux à moyenne tension (MT), et les réseaux à basse tension (BT). La frontière avec les réseaux de transport se situe dans les postes sources au niveau du transformateur HT/MT. La frontière avec les installations clients se situe en général au niveau de l'appareil de coupure en aval du comptage, par exemple en aval du disjoncteur BT chez le client.

Ce réseau assure l'alimentation de :

- Postes de distribution publiques alimentant les réseaux de distribution publique BT.
- Postes d'abonnés MT dont la puissance s'échelonne de 50 KVA jusqu'à 1200 KVA.
- Postes de livraison.

a-Régime adopté par l'ONE :

Au Maroc, les réseaux de distribution MT obéissent à certaines règles générales :

- ✓ Les réseaux moyenne tension ont une forme arborescente, non maillées (voir figure 5).
- ✓ Les postes sources disposent en général de deux alimentations et d'un transformateur de secours pour faire face à la panne d'un des éléments d'alimentation.
- ✓ Le réseau MT est bouclable lorsqu'il est construit en souterrain ou dans les zones de forte densité, de façon à permettre la réalimentation des clients en cas de panne d'un des tronçons d'alimentation normale.

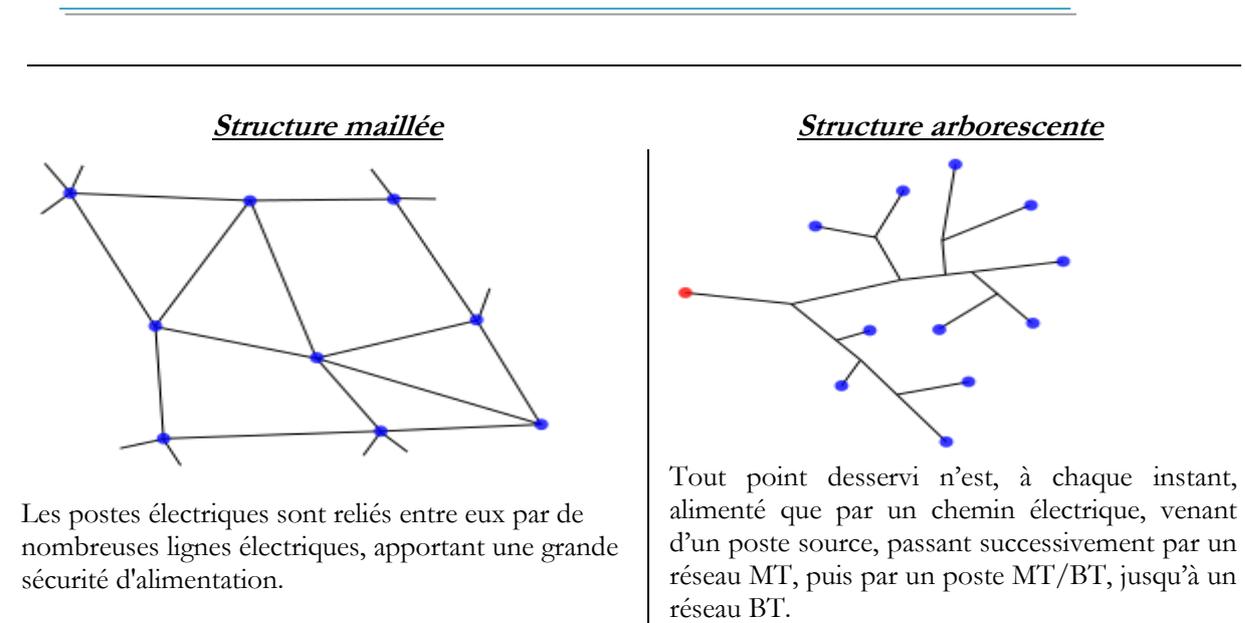


Fig.5: Structure maillée et structure arborescente

b-Régime du neutre adopté par l'ONE :

Différentes régimes	Neutre isolé	Par impédance de compensation	Par résistance limitatrice de courant (42.5)	Par réactance limitatrice	Directement à la terre
Courant de défaut	$I_d < 30 \text{ A}$	Quelque dizaines d'A	300 A	Quelques centaines d'A	Quelques milliers d'A
Maitrise des surtensions et perturbations induites	Bonne	Bonne	Moyenne	Moyenne	Mauvaise
Sensibilité des protections	Moyenne	Bonne	Bonne	Bonne	Moyenne
Qualité de Service	Moyenne à bonne	Bonne	Moyenne	Moyenne	Moyenne à mauvaise
Niveau d'isolement du réseau	Bon	Bon	Moyen	Moyen	Mauvaise

Tab.2: Tableau des régimes du neutre

Ce tableau effectue une comparaison entre les 5 régimes du neutre. En effet, on a deux types du régime du neutre du réseau MT à l'ONE :

Les neutres des transformateurs de groupe sont tous mis directement à la terre. (Si la puissance de court-circuit est inférieure à 5MVA)

Le neutre coté 22 KV d'un transformateur 60/22KV est mis à la terre via une résistance R_N qui limite le courant de défaut à la terre à 300 A. Le neutre coté 60 KV est isolé. (Si la puissance de court-circuit est supérieure à 5MVA)

-Pour un réseau aérien ou mixte :

$$R_N = \frac{U_{2n}}{\sqrt{3}I_{neutre}} = \frac{22000}{\sqrt{3} * 300} = 42.3 \Omega$$

-Pour un réseau souterrain :

$$R_N = \frac{U_{2n}}{\sqrt{3}I_{neutre}} = \frac{22000}{\sqrt{3} * 1000} = 12.7 \Omega$$

III- Etude descriptive d'un poste HT/MT :

4.1 Constitution des postes HT/MT :

Les réseaux MT sont alimentés à partir de postes sources où est réalisée la transformation haute tension/moyenne tension (HT/ MT).L'architecture de ces postes est comme suit:

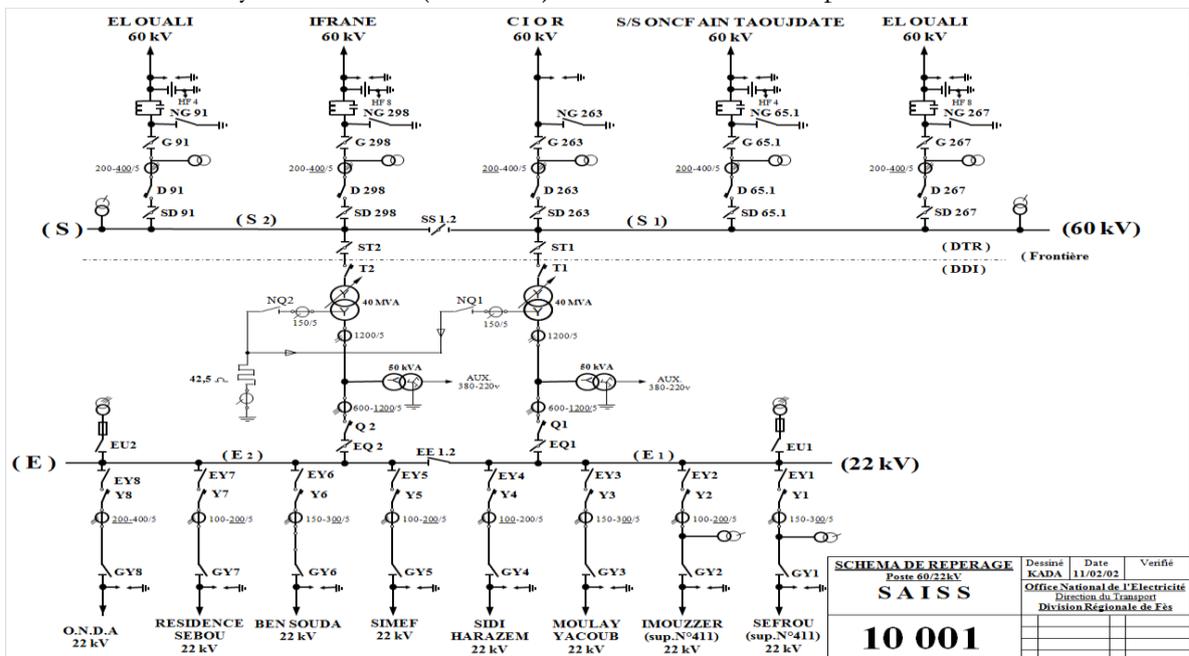


Fig.6 : Poste 60/22 KV Sais

Les différentes travées d'un poste 60/22kV sont :

- Un ou plusieurs départs 60kV,
- Un jeu de barres 60kV.
- Un à plusieurs transformateurs 60/22kV de puissance
- Un à plusieurs transformateurs 22/0.4kV des services auxiliaires
- Un jeu de barres 22kV,
- Une à plusieurs arrivées 22kV,
- Plusieurs départs 22kV.
- Une à plusieurs arrivées 22kV

4-2 Services auxiliaires :

- Les services auxiliaires sont composés en général comme suit :
 - Un ensemble de batteries 127V avec deux redresseurs chargeurs, dont un est en service en exploitation normale, le deuxième est de secours.
 - Un ensemble de batteries 48V avec chargeur correspondant.
 - Des armoires métalliques pour les services auxiliaires alternatifs et continus.
- Le poste HT/MT peut être gardienné, avec téléalarme ou télé conduit. Il est alimenté par un réseau de tension 60KV, qui est transformée au moyen du transformateur de puissance à une tension MT égale à 22kV pour usage industriel, agricole, domestique ou autre.
- Au retour de la tension alternative, le redresseur assure, outre ses fonctions normales, la charge à fond de la batterie.

4-3 Transformateur de puissance :

Le transformateur de puissance est l'élément principal dans un poste de transformation. En général, les postes HT/MT sont équipés de deux transformateurs de puissances dont un est en service, le second étant disponible et prêt à être mis en service en cas de défaut internes ou d'avarie du premier, leur permutation peut se faire, soit manuellement, ou par un dispositif de permutation automatique ou ATLT.(Automatisation de Transfert des Lignes et des Transformateurs)

Les transformateurs des postes HT/MT sont couplés étoile/étoile, le neutre du côté MT étant relié à la terre à travers une résistance limitatrice à 300 A.

Remarque :

Vu l'augmentation de la demande en énergie électrique, la plupart des postes relevant de la région de Fès fonctionnent avec les deux transformateurs en parallèle.

- **BATTERIES :**

Au retour de la tension alternative, le redresseur assure, outre ses fonctions normales, la charge à fond de la batterie. Cette dernière se charge d'alimenter les équipements de protection.

4-4 Système de comptage:

Chaque départ est pourvu d'un compteur numérique de l'énergie consommée. La tension est puisée depuis le transformateur de tension du jeu de barres (TT). Alors que le courant est pris depuis le secondaire des transformateurs de courant de chaque départ (TC).

Appareils de coupure :

- Disjoncteur
- Coupe circuit à fusibles HT-MT

Appareils de sectionnement :

- Sectionneur

IV- Défaits affectant le réseau MT :

Comme tous les réseaux électriques, les réseaux MT sont soumis aux perturbations atmosphériques : foudre, tempête et pollution.

Les techniques utilisées dans le réseau MT (aériens) induisent une typologie particulière de défauts dont les plus courants sont:

- Les court-circuits,
- La rupture de conducteurs,
- Les surcharges,
- Les défauts internes au transformateur.

5.1 Les court-circuits :

Le courant de court-circuit est une surintensité produite par un défaut ayant une impédance négligeable entre des conducteurs actifs présentant une différence de potentiel en service normal. Parmi les causes des courts-circuits, on cite les hauteurs au-dessus du sol, les distances d'isolement entre phases et les lignes de fuite des isolateurs rendent les lignes aériennes particulièrement sensibles à l'environnement : **végétation**, **oiseaux** et **pollution**. En plus, les sections des conducteurs utilisés entraînent une tenue mécanique moindre que pour les ouvrages HT et THT, il s'ensuit de nombreuses ruptures de conducteurs. Ces défauts sont très dangereux pour les tiers et doivent être éliminés rapidement. En ce qui concerne les types de court-circuit, il y a ce qu'on appelle les défauts homopolaire et les défauts entre phases:

a- Défaut homopolaire :

L'expérience montre que 70 à 80 % des courts circuits se produisent, ou tout au moins débutent par un défaut entre phase et terre. Pour cette raison le traitement de ce type de défaut relève d'une importance majeure dans l'élaboration du plan de protection.

La figure 7 présente la nature et la répartition des courants lors d'un défaut monophasé à la terre :

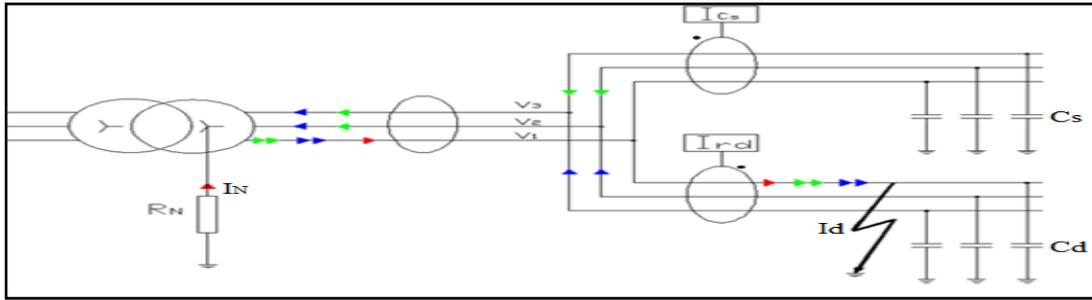


Fig.7: Nature et répartition des courants lors d'un défaut homopolaire

I_N : Courant qui apparaît dans le neutre du transformateur lors d'un défaut homopolaire.

I_C : Courant capacitif homopolaire total du réseau.

I_{C_s} : Courant capacitif homopolaire dans le départ sain.

Le courant capacitif I_C est défini comme étant le courant dérivé par la **réactance modélisant l'effet capacitif** total des lignes, et des câbles du départ lors d'un court-circuit avec la terre.

En effet, le courant du défaut homopolaire I_D est composé du capacitif I_C du réseau et du courant dans le neutre I_N .

$$I_D = I_N + I_C \quad (8)$$

$$\text{Avec: } I_N = -\frac{V_r}{3R_N} \quad (9); \quad I_C = -jC\omega V_r \quad (10) *$$

*(D'après le document interne de l'ONEE)

b- Défaut entre phases :

Ils regroupent tous les défauts causés par un contact entre conducteurs :

-**Biphasé** s'il s'agit d'un contact entre deux conducteurs par l'intermédiaire de la terre ou non.

-**Triphasé** si le contact est entre les trois phases par l'intermédiaire de la terre ou non.

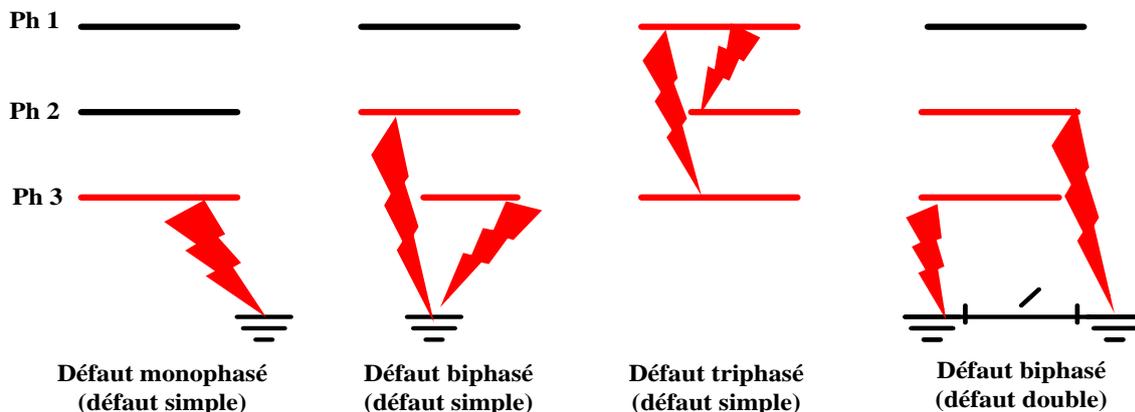


Fig.8: Types de défauts entre phases

5-2 Classement des courts-circuits :

On peut regrouper les défauts de court-circuit selon leurs natures en fonction du fonctionnement des réenclencheurs :

- **Auto-extincteurs** : qui disparaissent avant la réaction de la protection, durée inférieure à 100ms.
- **Fugitifs** : nécessitent l'intervention de la protection, ils sont éliminés par les automatismes de reprise de service (réenclencheurs), après une ouverture de 0,3s (ou par un disjoncteur shunt s'il s'agit d'un défaut homopolaire).
- **Semi permanents** : sont détectés par les protections, ils sont éliminés à l'issue du premier ou le deuxième réenclenchement lent.
- **Permanents** : ne sont pas éliminés par les automatismes de reprise de service, ils nécessitent l'intervention directe du l'exploitant.

Le tableau suivant résume le classement des courts-circuits :

Type court-circuit	Durée
Auto-extincteur	$D < 100 \text{ ms}$
Fugitif	$10 \text{ ms} < D < 1 \text{ s}$
Semi-permanent	$1 \text{ s} < D < 1 \text{ min}$
Permanent	Selon l'intervention

Tab.3: Classement des courts-circuits.

5-3 Rupture du conducteur :

L'ouverture d'une phase produit un déséquilibre sur le réseau qui entraîne un faible courant de défaut qui ne peut pas être détecté par les protections ampéremétriques. La rupture du conducteur peut être causée soit par :

- Une mauvaise fermeture d'un interrupteur (réseau MT).
- Fonctionnement incorrect d'un pôle de sectionneur.
- Rupture de fusible placé dans les postes maçonnés.
- Rupture d'une bretelle.

5-4 Surcharge :

Le courant de surcharge est une surintensité se produisant dans un circuit électrique, qui n'est pas due à un défaut électrique. C'est un courant puisé par la charge de valeur supérieure à la valeur assignée de fonctionnement nominale. Elle a des effets purement thermiques et les équipements les plus attaqués par ce phénomène sont les lignes et parfois les transformateurs.

La norme IEEE donne neuf risques pouvant exister si on surcharge le transformateur de puissance au-delà de ses grandeurs nominales. En général, la surcharge des transformateurs peut causer la réduction de l'intégrité des éléments diélectriques, un échauffement excessif, et réduction de la résistance mécanique des isolants des conducteurs et de la structure du transformateur.

La surcharge prolongée est traduite par un échauffement excessif produit par effet joule ; directement proportionnelle au carré de l'intensité du courant intégré dans le temps. Donc on peut avoir une image thermique du câble ou de transformateur à partir du courant qui le traverse.

5-5 Défaits internes au transformateur :

Les défauts pouvant se présenter dans les transformateurs sont généralement répartis en trois catégories :

- Défauts dans les enroulements et aux bornes.
- Défauts dans les circuits magnétiques.
- Conditions anormales de fonctionnement tel que surtensions, flux excessif et surcharge.

En guise de conclusion, nous avons présenté dans ce chapitre une vue détaillée de toutes les composantes du réseau de distribution MT de l'ONE depuis le poste HT/MT, en passant par les lignes MT ainsi que les défauts pouvant affecter son bon fonctionnement. Ce réseau subit des contraintes engendrées par sa structure spéciale, à savoir :

- La structure arborescente,
- La multitude des défauts en nature et en nombre,
- La proximité des clients qui exige un niveau élevé en qualité de service.

Par conséquent, un tel réseau nécessite la mise en place d'un plan de protection particulier qui doit prendre ces contraintes en compte.

Chapitre III :

Les systèmes de protection du réseau MT

Introduction :

Protéger un appareil ou une installation c'est prendre toutes les dispositions en vue de les prémunir contre tout défaut pouvant les détériorer, les empêcher à remplir leur fonction et limiter la portée de l'incident une fois arrivé. Ce chapitre décrit l'organisation et les principes du plan de protection actuel de l'ONE.

I. Définition d'un système de protection HT/MT :

Un plan ou un système de protection du réseau MT a pour but de préserver le matériel constituant le réseau MT contre les perturbations, et les déséquilibres provoquant sa défaillance.

Il participe à la qualité de fourniture de l'énergie électrique. Il consiste à mettre en œuvre un ensemble de protections distribuées sur le réseau selon ses caractéristiques, fonctionnant en concordance et en cohérence afin d'éliminer tous les défauts affectant tous les points du réseau MT, dans le délai le plus court, et par la protection la plus proche.

1- Objectifs du plan de protection :

Un plan de protection doit :

- Préserver la sécurité des personnes et des biens
- Eviter la destruction partielle ou totale du matériel.
- Assurer la meilleure continuité de service.

2- Principe de fonctionnement d'un système de protection :

Une installation est alimentée par différentes grandeurs. Comme c'est illustré sur la figure 9, protéger une installation consiste à :

- Surveiller ces grandeurs,
- Les Mesurer
- Comparer la valeur mesurée à la référence
- Agir en conséquence

Toute protection, et dans n'importe quel domaine, agit selon ce principe.

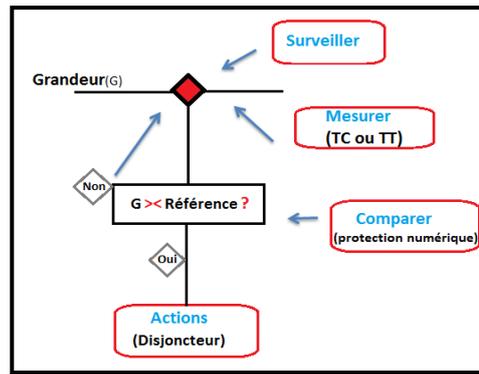


Fig.9: Principe de fonctionnement d'un système de protection

Il y a 3 types de technologies de protection qui sont: la protection électromécanique, la protection statique et la protection numérique, dans le tableau ci-après on donne les inconvénients, les avantages et la périodicité de chaque technologie:

Pallier	Inconvénients	Avantages	Périodicité maintenance
Électromécanique	<ul style="list-style-type: none"> -Technologie dépassée (orientation du marché vers les systèmes de protections numériques) -Pertes de sensibilité et précision aux mesures à causes des durcies -Action et temps de réponse longs -Consommation d'énergie importante des relais -Affichage des réglages difficile -Matériel encombrant et lourd -Matériel nécessitant trop de câblage. -Nécessité des réducteurs à puissance élevée 	<ul style="list-style-type: none"> -Intervention facile sur les équipements -Autonomie des protections -Insensibilité aux parasites -Tenue aux surtensions parfaites -Maîtrise de cette technologie par le personnel 	<p>1 fois Par an</p>
Statique	<ul style="list-style-type: none"> -Pas d'auto diagnostique -Sensibilité aux perturbations électromagnétiques et nécessités de filtrage des grandeurs d'entrées -Nécessité d'avoir des cartes de rechanges pour chaque type de protection -Changement entier de la protection en cas panne 	<ul style="list-style-type: none"> -Encombrement réduit -Amélioration du temps de réponse des relais (augmentation de la rapidité d'élimination des défauts) -Faible consommation de l'énergie -Précision d'affichage des réglages 	<p>1 fois Par 2 ans</p>

Numérique	<ul style="list-style-type: none"> -Evolution très rapide de la technologie ce qui exige un suivi et une adaptation du plan de contrôle commande à cette technologie -Mise à niveau des personnels de l'ONE ce qui exige une maîtrise de l'outil et réseau informatiques -Problèmes de suivi des versions des logiciels -Changement entier en cas de défaillance 	<ul style="list-style-type: none"> -Grande disponibilité du matériel par la fonction d'Auto diagnostique et information en temps réel sur son état de fonctionnement -Rapidité d'élimination des défauts -Multiplicité de ses fonctions ce qui implique une grande diminution des nombres de boîtiers de protection -Analyses rapides des défauts grâce à la fonction d'enregistrement et de la perturbographie -Suivi en temps réel de l'historique des défauts -Faible consommation de l'énergie -Sécurité d'utilisation : Accès par un mot de passe, -Moins coûteuses -Ouverture vers un système de supervision 	<p>1 fois</p> <p>Par</p> <p>4 ans</p>
-----------	--	---	--

Tab.4 : Comparaison des 3 types de technologies de protection

II. Structure d'un système de protection :

Les protections sont des automates qui détectent l'apparition d'un défaut à partir d'un critère directement mesurable.

1- Principe :

Le relais détecte l'existence de conditions anormales par la surveillance continue à partir des données qu'il reçoit des transformateurs de courant ou de tension, puis il élabore un ordre de déclenchement au disjoncteur en fonction du type de la protection (seuil de déclenchement, la temporisation, le sens de circulation de courant...).

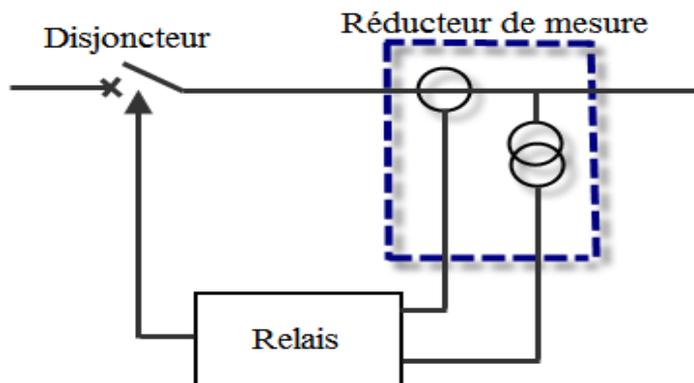


Fig.10 : Automatisme de protection

2-Réducteur de mesure:

Dans le réseau MT on peut distinguer deux types de réducteur de mesure :

- Les transformateurs de tension (**TT**)
- Les transformateurs de courant (**TC**)

Ces transformateurs délivrent sur leurs secondaires une tension et courant admissibles par les appareils de et de protection (qui ne peuvent pas supporter la moyenne tension délivrée par le transformateur HT/MT) ce qui rend leur utilisation nécessaire à l'alimentation de ces dispositifs.

✓ Leur but consiste à :

- Isoler du réseau les dispositifs précités, qui sont d'un niveau d'isolement inférieur,
- Délivrer à ce faible niveau d'isolement des courants (5A ou 1A) et des tensions (100V ou $100/\sqrt{3}$ V) par transformation des grandeurs primaires correspondantes du réseau.

Dans le réglage des protections on doit tenir compte des caractéristiques des TC, qui présentent certaines limites pour les performances des protections : (la norme CEI 600444)

- Pour éviter la saturation de circuit magnétique le courant primaire de TC ne doit pas dépasser 2 à $3I_n$; I_n : le courant d'emploi de TC.
- Le temps d'un ordre de déclenchement ne doit pas être inférieur à L_s/R_s ;
- L_s/R_s est le temps de réponse de TC.

Les TT sont destinés à alimenter les appareils de mesure, de contrôle, et de protection, leur primaire reçoit la tension du réseau, et le secondaire restitue une tension image égale à 100 V entre phases lorsque la tension primaire est égale à la tension nominale.

2-Relais :

Ce sont des dispositifs actionnés par des grandeurs électriques et qui sont destinés à commander des organes de coupure, de signalisation ou d'automatisme.

Les technologies utilisées dans les relais ont évolué depuis la technologie électromécanique vers la technologie statique (électronique analogique) et puis actuellement la technologie numérique. Dans les postes relevant la région de Fès, on trouve:

Poste 60/22 KV	Type d'appareil protection	Type Technologie
Sais (2 X 40 MVA)	IDS	Numérique
El Ouata (2x10 MVA)	Alsthom	Statique
Sefrou (2 X10 MVA)	ICE	Statique
Boulemane (1 X 5 MVA)	MIC 11	Elec-mécanique
Missour (1 X 10 MVA)	MIC 11	Elec-mécanique

Tab.5 : Les différentes technologies utilisées dans les postes HT/MT de la région de Fès

Les relais numériques offrent plus de simplicité (affichage facile par utilisation des logiciels et connexion directe avec un ordinateur), d'assiduité, de performance, et une large gamme de fonctions de protection. Ils sont dotés de grandes capacités d'enregistrement d'informations sur l'état et le comportement du système électrique par l'utilisation d'enregistrements de défauts et de perturbographie.

Ils sont dotés de tous les types de protections, l'ajout ou la suppression d'un type de protection se fait sur ordinateur via un logiciel approprié, selon le plan de protection établi.

3-Disjoncteur:

Ce sont des appareils d'enclenchement et de déclenchement en charge. Ils peuvent utiliser différentes technologies de coupure. Ceux adoptés par l'ONE fonctionnent par coupure dans le gaz SF6 à commande mécanique à ressort réarmé électriquement par un moteur. Cette technique est la plus récente mais aussi la plus utilisée dans le monde entier.

4-Réenclencheur:

Le réenclencheur est un automatisme de reprise de service, il est associé au disjoncteur du départ MT. Il est mis en route par les contacts des relais de protection. On peut distinguer deux types de cycle de réenclenchement :

a- Cycle de réenclenchement automatique rapide :

Il a pour but d'éliminer les défauts fugitifs monophasés ou polyphasés. Il provoque le réenclenchement rapide du disjoncteur de façon à ce que le temps d'isolement du départ en défaut soit de 0,3 seconde ; meilleur compromis entre l'intérêt évident d'un réenclenchement aussi rapide que possible pour l'ensemble des utilisateurs et la nécessité de laisser le réseau hors tension suffisamment de temps pour que le trajet de l'arc soit déionisé, ce cycle est nécessaire dans les départs aérien ; puisque plus que 65% des défauts sur une ligne aérienne sont de type fugitifs.

b-Cycle de réenclenchement automatique lent :

Ce mode de réenclenchement a pour but de réduire, dans la mesure du possible, les répercussions dues aux défauts semi permanents. Ces défauts possèdent la propriété de réapparaître après un cycle de réenclenchement rapide du disjoncteur du départ MT.

En pratique, on prend une temporisation de 30 secondes. Dans les réseaux souterrains soit qu'on passe directement à ce cycle ou on peut inhiber le réenclencheur ; puisque la majorité des défauts affectant le réseau souterrain sont des défauts permanents.

La simulation d'un cycle de réenclenchement est donnée sur la figure 11, ce cycle est composé d'un cycle rapide plus deux lent (1R+2L), sur un défaut permanent :

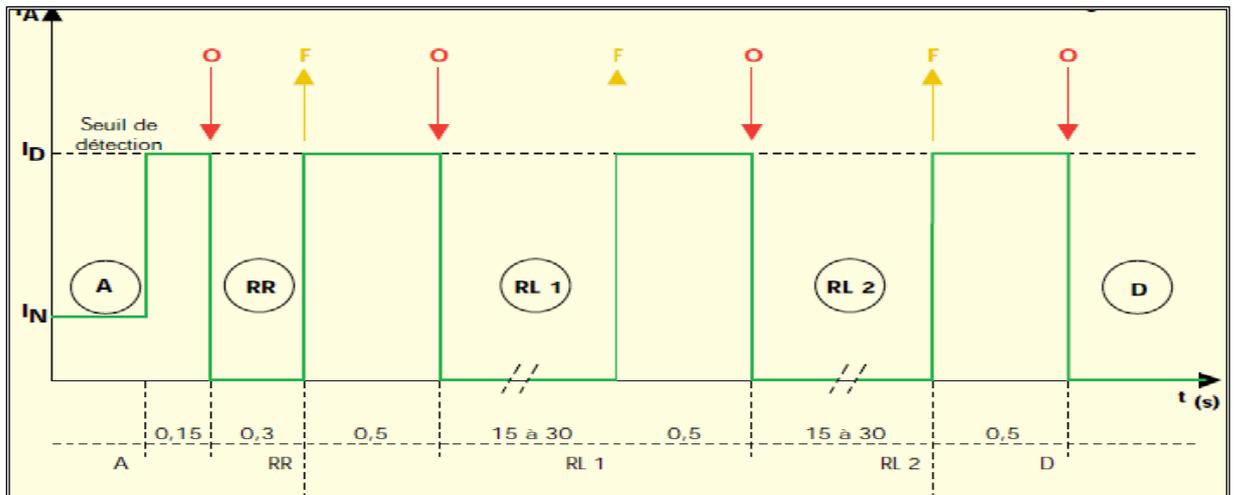


Fig.11: Cycle de réenclenchement

Où :

I_N : courant avant défaut ;

R : cycle Rapide ;

I_D : courant de défaut ;

D : Déclenchement Définitif.

L1 : 1er cycle Lent

L2 : 2ème cycle Lent

III. Caractéristiques d'un système de protection :

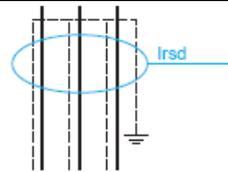
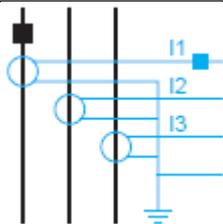
Les caractéristiques principales du plan de protection d'un réseau MT sont:

- ⚡ La Sensibilité
- ⚡ La Rapidité
- ⚡ La Fiabilité
- ⚡ La Simplicité
- ⚡ La sélectivité

La conception du plan de protection repose sur la recherche d'un compromis entre les caractéristiques précédentes.

1-La sensibilité :

C'est l'aptitude des protections à détecter les défauts, notamment les défauts très résistants qui peuvent mettre en péril la sécurité des tiers. Il dépend de la sensibilité de chaque protection du plan de protection.

Capteurs de mesure	Seuils de détection minimums	Montage
Tore homopolaire spécifique	1A (MT)	
3TC sommateur	10%I _n : pour un relais à temps constant. 5%I _n : pour un relais à temps inverse.	

Tab.6 Seuils minimums de détection des TC

2- La Rapidité :

Un plan de protection doit permettre l'élimination rapide des défauts d'isolement de toutes formes en séparant l'élément défectueux par le disjoncteur le plus proche, afin de réduire les conséquences des court-circuits.

Le temps d'élimination de tout courant résultant, d'un court-circuit se produisant en un point quelconque du réseau ne doit pas être supérieur au temps portant la température des conducteurs à la limite admissible.

D'après la norme NF C 15-100 ce temps est estimé à $t_1 = \left(\frac{S.K}{I_{ccmax}}\right)^2$.

S : Section de la canalisation en mm²,

K : Constante en fonction du type d'isolation,

I_{ccmax} : Courant de court circuit triphasé calculé au **début de la canalisation** ; on prend I_{ccmax} égal au courant de défaut maximal qui peut affecter le réseau MT, il correspond alors au défaut triphasé proche du transformateur HT/MT :

$$I_{ccmax} = \frac{U_a}{\sqrt{3} (X_T + X_j)} \quad (11) *$$

Avec : X_j L'impédance équivalente du réseau amont : $X_j = \frac{U_n^2}{S_{ccmax}} \quad (12) *$

X_T l'impédance interne du transformateur : $X_T = u_{cc} \frac{U_n^2}{S_n} \quad (13) *$

*(D'après le document interne de l'ONEE)

U_{cc} : pourcentage de la tension primaire à appliquer au secondaire en court-circuit pour qu'il soit traversé par un courant nominal.

3- La fiabilité :

L'aptitude des protections à éviter les déclenchements intempestifs, tel que le déclenchement d'un départ MT par défaillance de la sélectivité transversale (déclenchement par sympathie).

4- Simplicité :

Un système de protection doit être simple et d'une technologie maîtrisable pour faciliter la mise en œuvre et assurer une meilleure maintenance.

5- La sélectivité :

L'ensemble des protections d'un réseau constitue un système. La sélectivité a pour but d'isoler le plus rapidement possible la branche en défaut, et d'éviter de couper injustement des branches saines. C'est-à-dire éviter les déclenchements intempestifs qui peuvent toucher des réseaux sains. Il existe 3 types de sélectivité :

a- La sélectivité ampérométrique : La sélectivité ampérométrique repose sur des réglages de courant de déclenchement décroissant vers l'aval du réseau. Plus on est près du consommateur, plus le courant réglé sera faible.

Elle met en œuvre des appareillages de protection instantanée (disjoncteurs rapides). Elle est basée sur le fait que l'intensité de court-circuit est d'autant plus élevée que le défaut est proche de la source, d'où par principe: $I_{r-D2} > I_{r-D1}$

En conséquence, elle est surtout utilisée en basses tensions, où les impédances de liaisons ne sont pas négligeables.

Sur le schéma de la figure 12, en désignant par I_r les valeurs de réglage du déclenchement instantané et par I_{ccA} la valeur maximale du courant de court-circuit pouvant s'établir au point A et sachant qu'il n'y a déclenchement que lorsque $I_{défaut} > I_r$:

- si : $I_{rD2} > I_{ccA} > I_{rD1}$, la sélectivité est totale.
- si : $I_{ccA} > I_{rD2}$, il n'y a pas sélectivité ampérométrique totale, la sélectivité est dite partielle car le fonctionnement ne sera sélectif que si $I_{défaut} < I_{rD2}$.

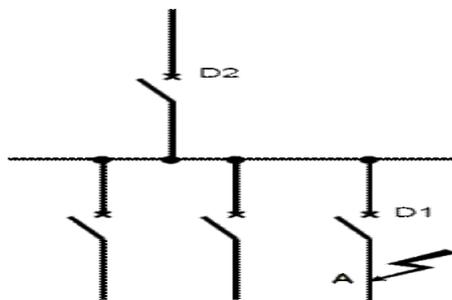


Fig.12: Principe de la sélectivité ampérométrique

Ainsi réglée, chaque protection ne fonctionne que pour les défauts situés immédiatement en aval de sa position, à l'intérieur de la zone surveillée.

Pour des tronçons de lignes séparés par un transformateur, ce système est avantageusement utilisé car simple, de coût réduit et rapide (déclenchement sans retard).

La protection située en amont (A) n'assure pas le secours de la protection située en aval (B).

De plus, en pratique, il est difficile de définir les réglages de deux protections en cascade.

c- La sélectivité chronométrique:

Appelée aussi la sélectivité par le temps, elle consiste à retarder le fonctionnement de la protection amont pour que la protection avale ait le temps d'isoler la partie en défaut. Les temporisations sont d'autant plus longues que la protection est plus proche de la source.

Le réseau MT de la distribution électrique ONE est muni d'une sélectivité chronométrique. Elle consiste à donner des temporisations décroissantes du poste source HT/MT jusqu'aux départs MT. La différence des temps de fonctionnement ΔT entre deux protections successives est appelée intervalle de sélectivité. Le minimum de l'intervalle de sélectivité est de 0.3 s pour les relais électromécaniques et 0.2 s pour les protections numériques.

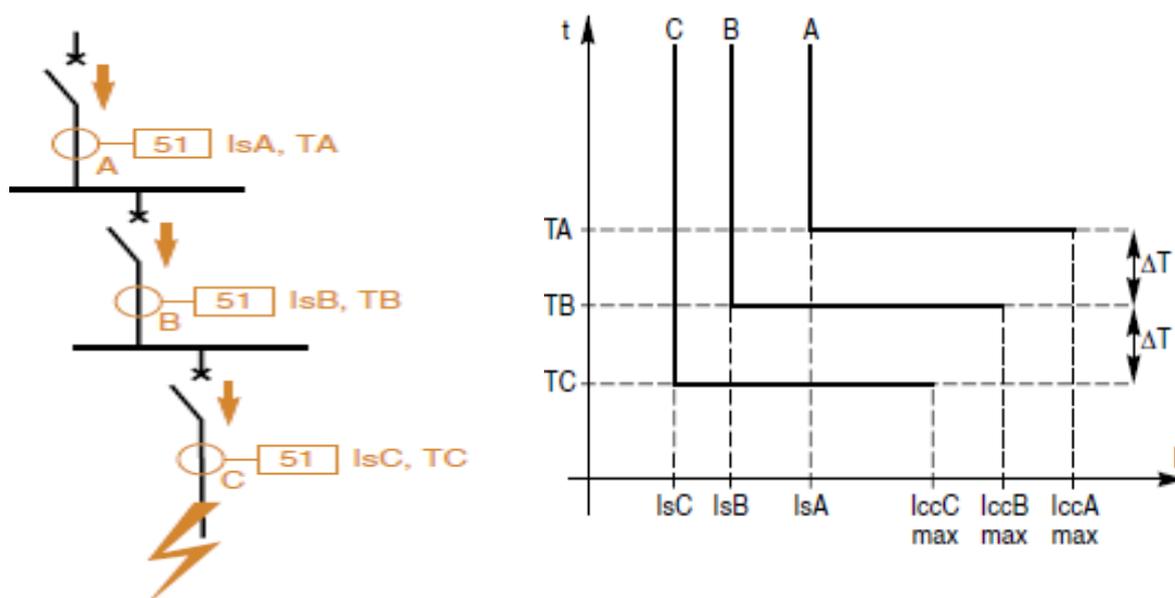


Fig.13: Principe de la sélectivité chronométrique

Les conditions à respecter sont : $I_{sA} > I_{sB} > I_{sC}$ et $T_A > T_B > T_C$.

L'intervalle de sélectivité ΔT est classiquement de l'ordre de 0,3 seconde.

Avantages :

Ce système de sélectivité a deux avantages :

- il assure son propre secours ; par exemple si la protection D est défaillante, la protection C est activée ΔT plus tard.
- il est simple.

Inconvénients : Sa limite est 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.

c- La sélectivité logique :

La sélectivité logique requiert un échange d'informations entre les différents organes de protection. En effet, la première protection détectant un défaut envoie un ordre de « blocage » aux autres protections, les empêchant ainsi de déclencher.

Ce système a été développé pour remédier aux inconvénients de la sélectivité chronométrique.

Ce principe est utilisé lorsque l'on souhaite obtenir un temps court d'élimination de défaut, et c'est grâce à cette sélectivité logique, qu'on va essayer d'améliorer le dysfonctionnement du plan de protection actuel, vu ses avantages par rapport aux autres technologies de protection.

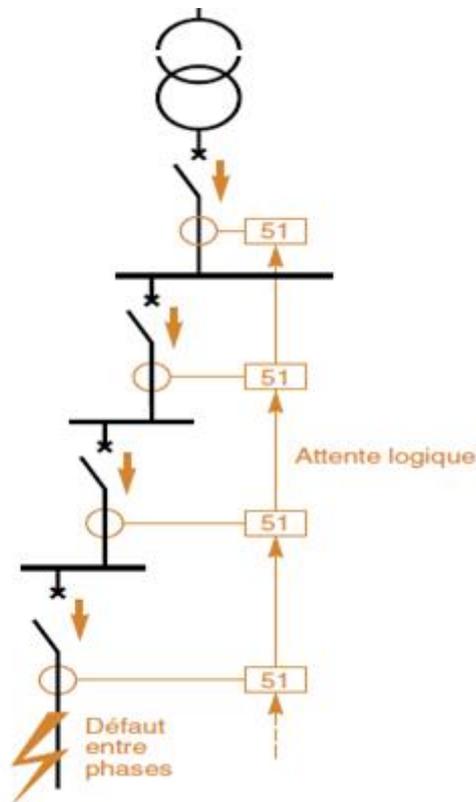


Fig.14:Principe de la sélectivité logique

Le temps de déclenchement est indépendant de la position du défaut dans la cascade de sélectivité, et du nombre de protections en cascade.

Ce principe est souvent utilisé pour protéger des réseaux MT comportant des antennes avec de nombreux étages de sélectivité.

IV. Protections d'un système de protection :

1-Protection des défauts internes :

- Protection par relais BUCHHOLZ :

Quand un arc électrique ou une surchauffe se développe à l'intérieur des enroulements, il y a dégagement de gaz par vaporisation de l'huile. Ces relais ont deux modes différents de détection :

- Sur une accumulation lente de gaz, due probablement à une surcharge, le gaz s'accumule dans la partie supérieure. Une détection est utilisée dans ce cas pour générer un signal d'alarme.
- Si un arc se forme, l'accumulation de gaz est rapide. Un commutateur normalement actionnera un disjoncteur pour arrêter (isoler) l'appareil avant que le défaut ne crée plus de dommages.

Un **relais Buchholz** est un dispositif de sécurité monté sur les transformateurs de puissance à baignoir d'huile. Le rôle de ce relais est de détecter les anomalies internes, la présence de gaz dans le transformateur suite à un défaut interne ou à une entrée d'air.

Le relais Buchholz est inséré entre la Cuve du Transformateur et du Ballonnet.

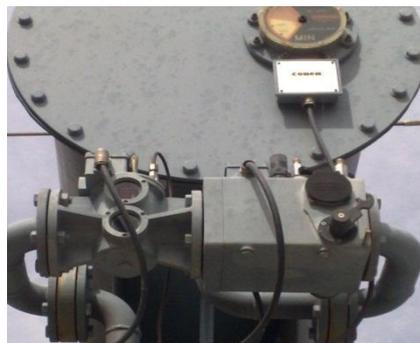
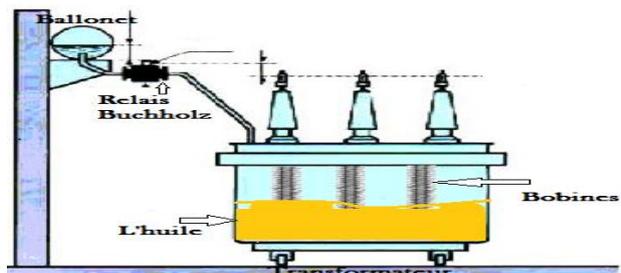


Fig.15: Relais Buchholz réglé et Relais Buchholz transformateur

- **Protection thermométrique de cuve :**

Une élévation excessive de la température est signe de défauts du transformateur. Parmi les causes de ce phénomène, une baisse du rendement du système de refroidissement et une montée excessive de la température (Pointe de chaleur en mois Aout)

La montée de la température du transformateur peut causer une dégradation de l'isolement avec le temps, qui peut provoquer un claquage sur spires MT' .

Donc une protection thermométrique contre cette montée est nécessaire, les sondes de température sont immergées dans l'huile (Voir fig.16). Elles sont à deux seuils :

- Alarme si la température est de **80°**
- Déclenchement si la température est de **90°**



Fig.16: Sondes de température

- **Protection par manque de circulation d'huile :**

Un arrêt de circulation d'huile ou non fonctionnement d'un aéro-réfrigérant peut entraîner l'échauffement du transformateur. Il existe un détecteur d'arrêt de pompe qui nous informe sur son état (voir fig.16) En cas de manque de circulation d'huile, la séquence de déclenchement est effectuée après une temporisation de 20 mn conditionnée par une charge appelée dépassant les 20 % de la charge nominale du transformateur :



$I_{\text{appelé}} > 20\% \times I_{\text{nominal}}$

Fig.17: Détecteur d'arrêt de pompe

- **Protection par masse cuve:**

La cuve est reliée au circuit de terre du poste par une seule connexion sur laquelle est installée un TC avec son rapport indiqué (200/1 A) (Voir fig.17).



Fig.18: Protection par masse cuve

Tout amorçage d'éclateur, ou tout défaut à la masse d'un enroulement produit un courant détecté par le relais.

La protection masse-cuve protège le transformateur HT/MT, en effet elle désigne :

- Un anti-amorçage interne à la masse.
- Une décharge atmosphérique entraînant le fonctionnement des éclateurs peut causer un déclenchement par masse cuve.

Le fonctionnement de ce relais de courant provoque :

- ⇒ le déclenchement des disjoncteurs encadrant le transformateur.
- ⇒ la signalisation « déclenchement masse cuve ».

Le relais de protection ampérométrique masse-cuve de réglage, fixé généralement entre 80 et 100A, est à temporisation instantanée.

- **Protection à Manque Courant Continu(MCC) :**

Dans les postes non gardiennés une défaillance des auxiliaires « continu » batterie – redresseur aura pour conséquence le non fonctionnement des protections sur défaut avec tous les dégâts que cela peut engendrer.

Pour remédier à ce genre d'incident, une protection dite à « manque C.C. » a été conçue pour faire déclencher les transformateurs de puissance dès que la tension « continu » chute au-dessous du seuil de fonctionnement normal des protections.

- **Protection de surpression :**

Lors d'une avarie interne grave, il se produit un violent dégagement gazeux qui provoque à l'intérieur du transformateur un gonflement du diélectrique. Cette surpression est détectée et va provoquer le basculement d'un contact.

Il existe deux solutions afin de faciliter le dégagement, soit par l'utilisation d'un reniflard ou par une porte d'explosion.

2- Protections externes :

- Protection contre les surtensions atmosphériques :

La foudre tombant sur les lignes ou d'autres événements comme l'ouverture ou la fermeture de disjoncteurs dans le réseau peuvent causer des surtensions aux bornes des enroulements du transformateur.

On protège les transformateurs par les procédés suivants :

- a) soit par des dispositions constructives internes.
- b) soit par des parafoudres à résistance variable.
- c) soit par des éclateurs généralement placés entre l'entrée des traversées isolantes du transformateur et la cuve ou deux bornes d'une chaîne d'isolateurs.

La protection contre la surtension est assurée par des éclateurs placés sur les pôles primaires HT du transformateur HT/MT.



Fig.19: Éclateurs placés sur les pôles HT

Un éclateur est constitué par deux électrodes reliées l'une au conducteur sous tension, l'autre à la masse ou à la terre disposées suivant le même axe et écartées d'une distance qui détermine la tension d'amorçage à laquelle est lié le niveau de protection.

- Protection homopolaire:

Elle est réalisée par un relais homopolaire désensibilisé à l'harmonique 3, alimenté par le TC Bushing placé sur le neutre du transformateur.

Le réglage doit être coordonné avec le réglage du relais homopolaire ampérométrique de l'arrivée

$$I_{r(\text{transformateur})} > 1,2 I_{r(\text{arrivée})} \max \quad (14) *$$

MT :

La temporisation est celle des arrivées MT augmentée de 0,3 s, elle est généralement 3s :

$$T_{(\text{transformateur})} = T_{(\text{arrivée})} + 0,3s \quad (15) *$$

*(D'après le guide technique de protection de l'ONEE)

Un relais à deux seuils permet d'éviter de déclencher le transformateur par des défauts résistants.

- **Protection ampérométrique à maximum d'intensité :**

La protection à maximum d'intensité protège le transformateur contre les courts circuits polyphasés et contre la surcharge, par l'intermédiaire de deux TC Brushings placés sur deux phases du transformateur côté MT.

Elle est réglée en général à :

- ✚ 1.2 In du transformateur s'il n'y a pas de protection de surcharge ;
- ✚ jusqu'à 2 In si le transformateur est équipé de protection de surcharge ;
- ✚ Temporisation réglée en général à 2,5 s ;



Fig.20: Emplacement des TC sur les pôles secondaires du transformateur HT/MT

- **Protection contre les défauts résistants :**

Les protections à temps constant des départs ne permettent pas de détecter des courants de défaut homopolaire inférieurs à leur seuil de réglage. Ces défauts sont dus essentiellement à :

- ✚ Un conducteur tombé au sol
- ✚ Un contact du conducteur avec des branches d'arbres,...
- ✚ Des défauts d'isolement : neige, givre, isolateur fêlé.

Cette protection sera raccordée sur un TC installé après la résistance de mise à la terre du neutre.

Le principe retenu est la mesure du courant circulant dans la mise à terre du neutre MT du transformateur HT/MT par un Détecteur de Terre Résistante (DTR) alimenté par un tore spécial de rapport 1/1 A, qui sature pour une valeur de 10A environ afin de protéger son circuit secondaire.

Le réglage du détecteur de terre doit être le plus faible possible ; il est compris entre 0,5A et 1,5A et il est fonction du courant homopolaire permanent et transitoire.

$$0,5A < I_{r(DTR)} < 1,5A \text{ (le plus faible possible)}(16)$$

Si le seuil 1,5A s'avère insuffisant, il convient d'identifier le phénomène en cause (déséquilibre des charges,..) et d'y remédier.



Fig.21: Résistance du neutre 42,5 Ω et emplacement TC spécial 1/1 A

3- Protections de l'arrivée MT (Arrivée 22KV) :

- Protection contre les surintensités et les courts circuits entre phases :

Cette protection est assurée par des relais qui protègent la barre 22Kv contre les courts circuits et contre la surcharge, par l'intermédiaire de deux transformateurs de courant. L'intensité de réglage I_r doit satisfaire aux deux conditions suivantes :

- ✓ Etre assez élevée pour permettre d'utiliser les possibilités de surcharge du transformateur 60/22Kv sans risque de déclenchement intempestif.
- ✓ Etre aussi faible que possible pour que la protection d'arrivée assure un certain secours des protections des départs.

Le réglage doit être calculé par rapport à l'intensité nominale du transformateur **Inom**.

$$I_r > 1.6 \times I_{nom}(17)$$

- Protection homopolaire:

Réalisée par un relais homopolaire désensibilisé à l'harmonique 3 alimenté par la somme des courants secondaires de trois transformateurs de courant placés sur les phases A, B et C. Le réglage

de base est :

$$I_{0r} = \frac{1,2 I_{0r} \max}{\beta} \quad (18)$$

Où, $I_{0r} \max$ est le seuil de réglage du relais homopolaire du départ le plus élevé.

Le coefficient β est introduit pour effectuer correctement le réglage de l'arrivée.

Il faut savoir que le courant vu par la protection homopolaire de l'arrivée n'est pas le même que celui vu par la protection du départ en défaut. Il est en général plus faible, sauf dans le cas où le réseau est compensé.

Le rapport entre le courant résiduel du départ ($3I_0D_d$) et le courant résiduel de l'arrivée ($3I_0A$) :

$$\beta = \frac{3I_0D_d}{3I_0A} \quad (19) *$$

*(D'après le document de réglage de protection de l'ONEE)

La temporisation est réglée en général à 2 s.

4- Protections des lignes MT (Départs 22KV) :

Le rôle fondamental des protections d'un réseau électrique est de détecter un défaut électrique et de mettre hors tension la portion du réseau qui est le siège de ce défaut - portion la plus limitée possible après l'apparition d'un défaut. Il convient de prévoir toujours deux systèmes de protections : l'un pour les défauts entre phases et l'autre pour les défauts à la terre.



Fig.22: Relais ampérométrique type électromécanique



Fig.23: Relais ampérométrique type numérique

● Protection contre les surintensités et les courts circuits entre phases :

La protection contre les courts circuits et les surcharges est assurée par deux relais ampérométriques alimentés par les courants secondaires de deux TC placés sur deux phases, A et C, du départ.

Un seul seuil est réglé, il assure les deux fonctions surcharge et court-circuit. Le réglage généralement adopté est le courant maximum de charge majoré de 20%.

La protection de court-circuit doit être indépendante de la protection de surcharge. Pour cela les nouvelles générations de protections disposent de deux seuils, un seuil de surcharge et un seuil de court-circuit. Le réglage du courant de court-circuit est le courant minimal de défaut biphasé.

● Protection contre les courts - circuits monophasés à la terre :

Réalisée par un relais homopolaire alimenté par la somme des trois courants de phase selon le schéma du circuit alternatif ci-dessus.

Le seuil de ce relais devrait être théoriquement nul mais il y a deux phénomènes qui influencent le réglage de ce seuil à savoir :

- ✓ L'effet capacitif de la ligne protégée ;
- ✓ La consommation propre du relais de protection en fonction de la puissance de précision du TC.

V. Limites du système de protection :

Pendant l'étude du plan de protection actuel adopté par l'ONE pour les réseaux de distribution MT, on peut constater qu'il présente certaines limites qui diminuent son efficacité face aux différentes situations et expansion du réseau.

1- Définition d'un incident :

Un incident est une défaillance des équipements dû à un fonctionnement des installations électriques. Ceci peut être dû à plusieurs facteurs notamment :

- Mauvaise conception de l'architecture du réseau de la protection (nature des conducteurs par exemple)
- Mauvaise utilisation (mauvais réglage, surexploitation)
- Environnement
- Vétusté de l'équipement.

2- Impact des incidents :

Lorsqu'un incident survient, il peut engendrer plusieurs impacts :

- Défaut matériel (Pertes économiques)
- Interruption de courant (Continuité de service)
- Dégradation de la qualité de service
- Mécontentement de la clientèle

3- Intérêt de l'analyse des incidents :

L'analyse des incidents ou des disfonctionnement du plan de protection figure un élément essentiel puisqu'un mauvais diagnostic établi suite à un incident signifie que celui-ci va sûrement se répéter et avec des conséquences encore plus grave.

Il est donc nécessaire d'analyser ces défauts pour pouvoir établir des propositions d'amélioration.

Les constatations faites sur le plan de protection actuel sont axées sur :

- Le réglage du courant de court-circuit
- Le réglage du courant capacitif homopolaire
- Le défaut rupture du conducteur
- Le déclenchement du poste suite au cumul de temps

A-Réglage du courant de court-circuit :

a. Constatations :

Le réglage des défauts entre phase se fait selon l'inégalité suivante :

$$1,2 * I_{n TC} < I_r < 0,8 * I_{ccb} \quad (20) *$$

*(D'après le document de réglage de protection de l'ONEE)

$I_{n TC}$: Intensité nominale du TC, seuil de déclenchement du disjoncteur

I_r : Intensité de réglage de protection

I_{ccb} : Intensité de court-circuit biphasée.

Le calcul du courant de réglage de la protection dépend du courant de court-circuit minimum $I_{ccb min}$.

Exemple : Calcul I_{cc} à Excel

$$I_{ccb} = \frac{U_n}{2 \sqrt{(R_L^2 + (X_{HT} + X_{Tr} + X_L)^2}} \quad (21) *$$

*(D'après le document de réglage de protection de l'ONEE)

R_L : La résistance de la ligne

X_{HT} : L'impédance en Haute Tension

X_{Tr} : L'impédance du transformateur

X_L : L'impédance de la ligne

$U_n = 23.6$ KV la tension nominale tout au long de la ligne

I_{ccb} est alors inversement proportionnel à l'impédance de la ligne:

$$Z = \sqrt{(R_L^2 + (X_{HT} + X_{Tr} + X_L)^2)} \quad (22)$$

X_{HT} et X_{Tr} restent constantes tout au long de la ligne, l'impédance de la ligne dépend de R_L et X_L qui sont fonctions de la longueur des conducteurs.

I_{ccb} Est alors minimal pour une impédance maximale, c'est-à-dire le bout de la ligne.

Schématisons un départ MT comme suit :

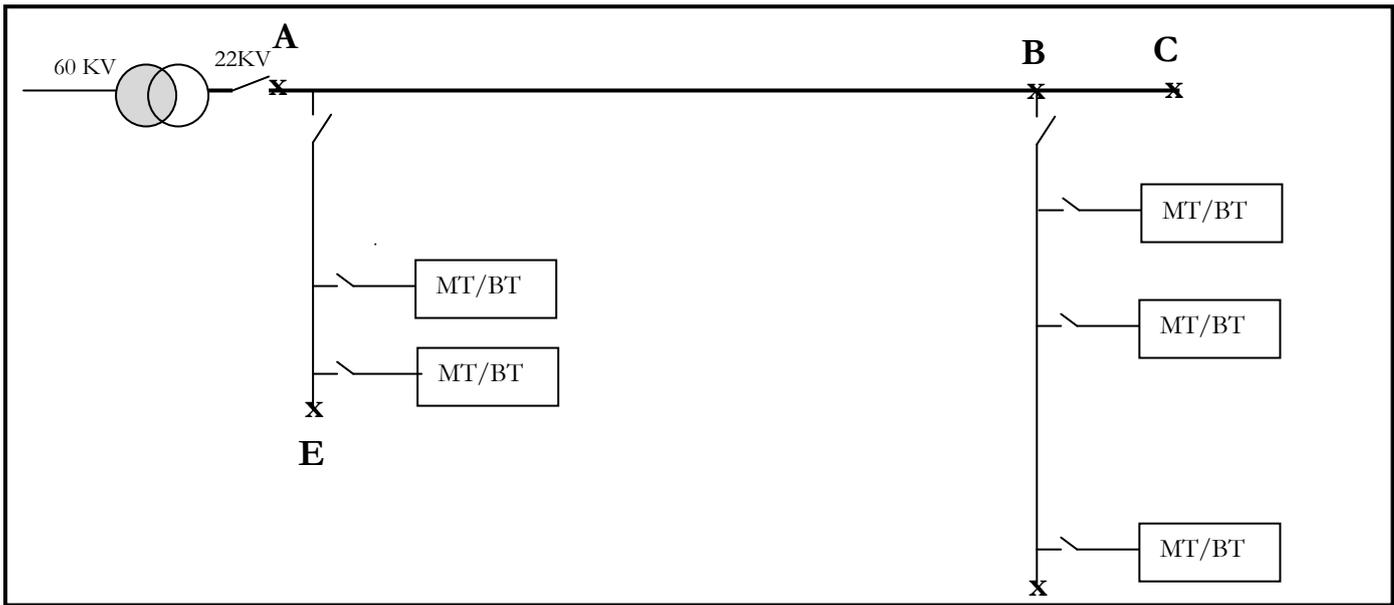


Fig.24: Schéma d'un départ MT^D

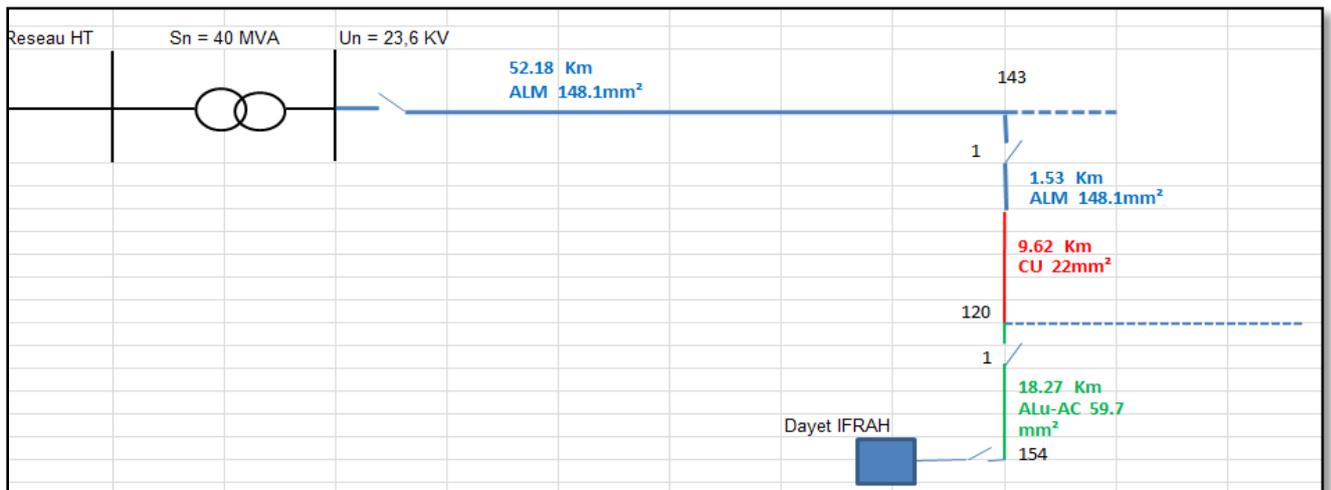


Fig.25 : Départ Sais Sefrou

La ligne principale de ce départ MT commence du départ (point A) jusqu'au point C, mais ce point ne figure pas le point le plus loin du réseau. D'après ce schéma l'impédance maximale de la ligne se trouve au point D.

$$\text{Alors : } \mathbf{Z_{max} = Z_{AB} + Z_{BD}} \quad (23)$$

Ainsi en calculant l'impédance au point le plus loin de réseau on aura le courant I_{ccb} minimal nécessaire pour déterminer le courant de réglage de la protection.

b. Analyse d'un départ :

Pour pouvoir analyser le problème de réglage du courant de court-circuit, nous prenons comme exemple le départ Sais-Sefrou du poste Sais

Le courant de court-circuit minimal de ce départ est calculé à Dayet IFRAH (Le point le plus loin de la ligne). Les caractéristiques de ligne sont représentées sur la figure suivante :

Section (mm²)	148,1	59,7	22
L(km)	53,71	18,27	9,62
RL(Ω)/km	0,224	0,765	0,816
XL(Ω)/km	0,350	0,350	0,350
R(Ω)	12,031	13,97655	7,850
X(Ω)	18,7985	6,3945	3,367
R_{totale}(Ω)	33.85		
X_{totale}(Ω)	28.56		

Tab.7: Caractéristiques de ligne

$$\mathbf{S_{cc} = \sqrt{3} * U_n * I_{cc} = 10.4 \text{ MVA}} \quad (24)$$

$$\mathbf{X_{HT} = \frac{U_n^2}{S_{cc}} = 0.82 \Omega \text{ et } X_{Tr} = \frac{U_{cc}}{100} * \frac{U_n^2}{S_{cc}} = 1.68 \Omega} \quad (25)$$

$$\text{Tout calcul fait : } \mathbf{I_{ccb} = 256.82 \text{ A}} \quad (26)$$

$$\text{Ainsi } \mathbf{0.8 * I_{ccb} = 205.45 \text{ A}} \quad (27)$$

Selon le plan de protection, pour que la ligne soit bien protégée contre les défauts de court-circuit, on doit respecter l'inégalité (28):

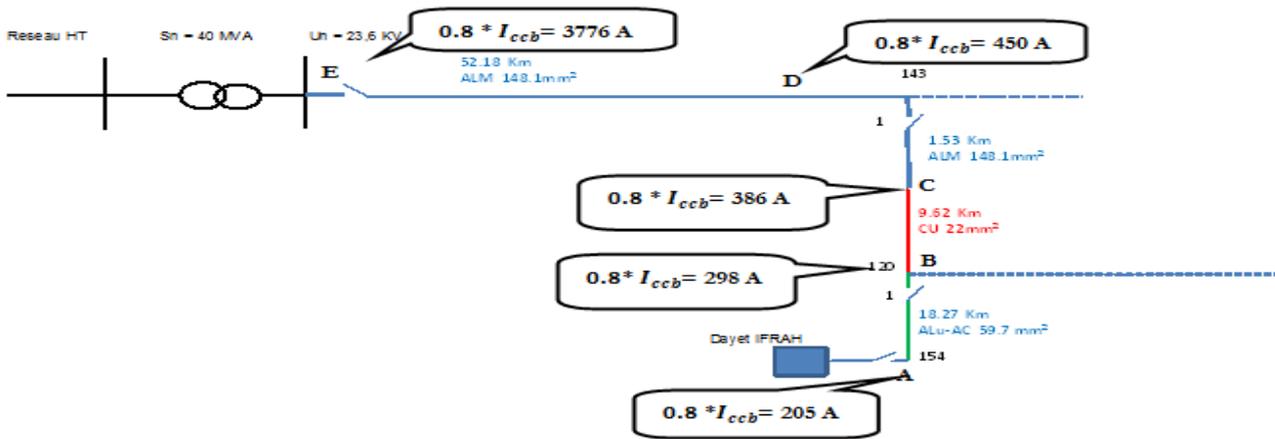


Fig26 : Calcul de I_{ccb} aux différents points : A, B, C, D et E

$$I_r \leq 0,8 * I_{ccb}^{(28)*}$$

*(D'après le document de réglage de protection de l'ONEE)

Or le courant de réglage de la protection de ce départ est : $I_r = 450 \text{ A}$

Si un défaut survient au bout de la ligne, $0,8 * I_{ccb} = 205 \text{ A}$:

$$\text{Or : } I_{ccb} < I_r$$

Alors la protection ne détectera pas le défaut puisqu'il n'atteint pas le seuil de déclenchement. Ce n'est qu'au bout de 5 s que la protection 1^{er} seuil va déclencher le défaut, temps suffisent pour causer la dégradation partielle du conducteur et diminuer sa durée de vie.

La même méthodologie de calcul a été adoptée pour calculer I_{ccb} de tous les départs du poste SAISS.

Départ	I_r (A)	I_p (A)	$0,8 * I_{ccb}$ (A)
Séfrou	450	265	205
Imouzzer	400	198	371
Sidi Harazem	200	82	529
Ben Souda	400	306	1024
MyYacoub	450	202	279
SIMEF	170	107	555
Sebou	200	90	1041

Tab.8 : Calcul d' I_{ccb}

$0,8 * I_{ccb}$: courant de court circuit calculé selon l'état actuel du réseau

I_r : Courant de réglage (actuel) de la protection

I_p : Courant de pointe enregistré en période de pointe de l'année (enregistrement juillet 2010)

Nous constatons d'après le tableau 7, que pour le total des départs, seuls les départs de **Sefrou**, **Imouzzer** et **MyYacoub** qui ont un problème de réglage de la protection, autrement dit, même si l'on doit régler la protection (Sefrou comme exemple) à 205 A, ceci est impossible un réglage pareil entrainera un déclenchement répétitif et permanent du départ puisque le courant appelé par les clients dépassera toujours ce seuil. Actuellement l'équipe Contrôle et Commande du Service Distribution de l'ONE Fès opte pour une augmentation du seuil de protection pour satisfaire les besoins des clients en énergie électrique, ceci en dépit de la durée de vie des conducteurs.

✓ **Recherche de la limite de la protection sur la ligne :**

Pour pouvoir remédier au problème de dégradation des conducteurs, on cherche la limite où la protection fonctionne correctement, c à d on cherche le point où l'on a le courant

$$0.8 * I_{ccb} = I_r$$

Pour le départ Sefrou :

$$I_r = 450 \text{ A} = 0.8 * I_{ccb} \rightarrow I_{ccb} = 562.5 \text{ A} \text{ (29)}$$

✓ **Calcul du courant de court-circuit aux points A, B, C et E :**

	A	B	C	E
$I_{ccb} \text{ (A)}$	205.45	298	386	3776.5

Tab.9 : Valeurs d'Iccb À A, B, C et E

$$I_{ccb} \text{ (Point C)} = 386 \text{ A et } I_{ccb} \text{ (point E)} = 3776.9 \text{ A}$$

Alors le point recherché se trouve entre le point **C** et **E**, sur le tronçon du câble **ALMELEC** 148.1 mm^2

On sait que
$$I_{ccb} = \frac{U_n}{2\sqrt{(R_L^2 + (X_{HT} + X_{Tr} + X_L)^2}} \text{ (30)}$$

Alors
$$R_L^2 + (X_{HT} + X_{Tr} + X_L)^2 = \left(\frac{U_n}{2I_{ccb}}\right)^2 \text{ (31) *}$$

$$R_L = 0.22 * L$$

$$X_L = 0.35 * L$$

On pose
$$X = X_{Tr} + X_L$$

Alors
$$(0.22 L)^2 + (X + 0.35 L)^2 = \left(\frac{U_n}{2I_{ccb}}\right)^2 \text{ (32)}$$

En développons on trouve :

$$L = \frac{1}{0.415} \sqrt{\left(\frac{U_n}{2I_{ccb}}\right)^2 - 0.29X^2 - 0.842X} \text{ (33)}$$

Tout calcul fait on obtient $L = 45.37 \text{ Km}$

Le point D se trouve à une distance 45.37 Km du départ de la ligne, où le courant de court-circuit est de 450 A. à partir de ce point (entre D et A), le courant de court-circuit est inférieur au courant de réglage, et même en présence de défaut la protection ne va pas déclencher la ligne.

*(D'après le guide technique de protection de l'ONEE)

c. Solutions au problème :

Face à ce problème du courant de court-circuit, on doit satisfaire :

✓ **Condition :** $I_r < 0.8 * I_{ccb} = 205 \text{ A}$

Méthode :

En adoptant cette solution, on satisfait la demande en énergie de tous les clients raccordés sur le départ.

En maintenant la demande en énergie, le courant de pointe dépasse le courant de court-circuit en bout de ligne, on procède à l'installation d'une protection en cascade pour décomposer la ligne et diminuer ainsi son impédance.

Diminuer l'impédance de la ligne \Rightarrow **Augmentation de I_{ccb}**

Ainsi I_{ccb} augmente et on aura $I_r \leq I_{ccb}$ tout au long de la ligne.

Les protections seront installées aux points **D** de chaque départ (point limite de la protection de la ligne pour un courant de réglage donné) pour assurer la protection de la tranche en avale et qui subissait une dégradation partielle.

Pour le départ SAISS-SEFROU traité comme exemple le schéma de la ligne devient :

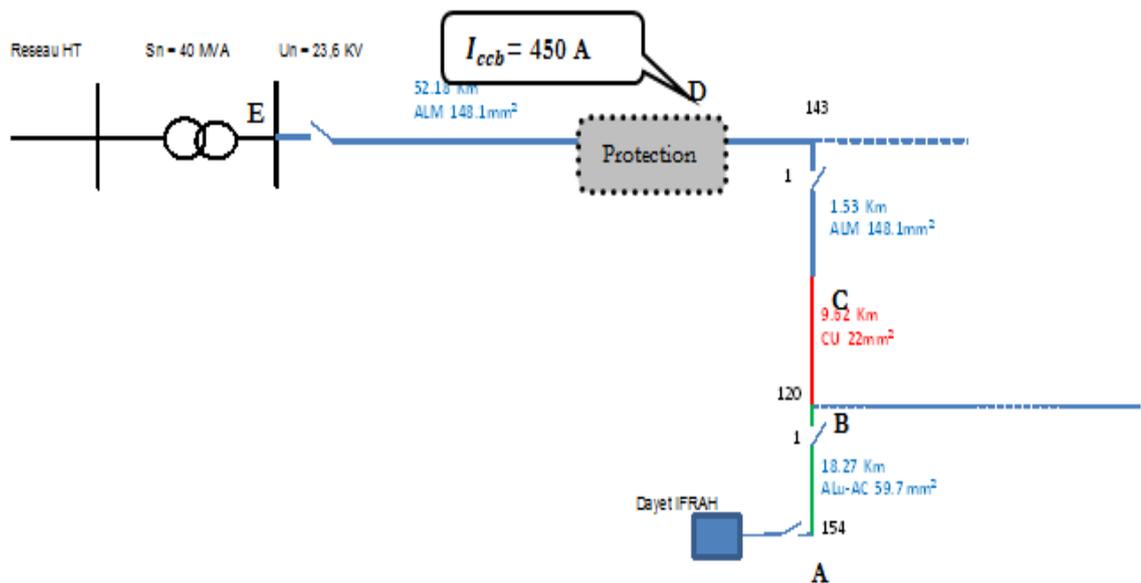


Fig.27 : Départ Dayet IFRAH

Le dispositif de protection peut être un **DRR : Disjoncteur Réenclencheur Réseau** qui offre plusieurs avantages dans son utilisation :

- C'est un interrupteur à haut niveau d'intégration
- D'un haut niveau de fiabilité (sans maintenance, coupure scellée à vie)
- Contient un modem GSM (pour la téléconduite)
- Détection de défauts homopolaires et entre phase

On dépose ce DRR à 45.37 du départ de la ligne, c'est-à-dire au point D.

De cette manière la tranche en amont du point D est protégée par le relais installé sur le poste HT/MT, et la tranche en aval par le DRR installé au point D.

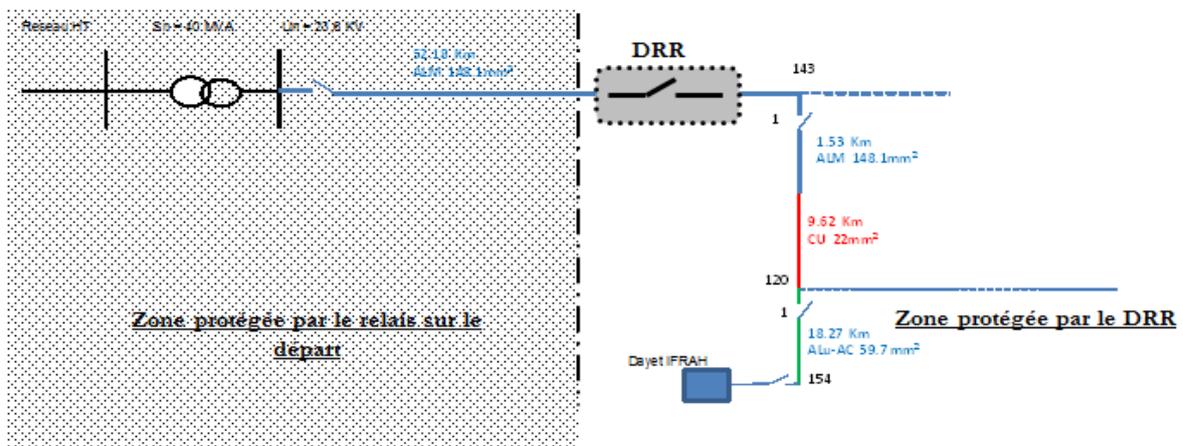


Fig.28 : Emplacement d'un DRR à 45.37 KM

Le courant de réglage de la protection du DRR sera calculé en fonction des caractéristiques des conducteurs de la tranche en aval. Le tableau suivant présente les courants de court-circuit :

Départ	I_{ccb}	$0.8 * I_{ccb}$
Séfrou	421	337
MyYacoub	777	622
Imouzzer	3327	2600

Tab.10 : Calcul d'Iccb pour les 3 départs en défauts

En résumé, après avoir effectué le calcul des I_{cc} pour ces trois départs en défauts, on propose les réglages suivants :

Départ MT du poste Sais	Réglage du relais du départ	Point D d'insertion du DRR	Réglage du DRR I_r proposé
Sefrou	205	45.37 Km	300
Imouzzer	370	47.3 Km	300
MyYacoub	250	30 Km	500

Tab.11 : Les réglages proposés pour les 3 départs en défauts

B- Réglage du courant homopolaire:

a. constatations :

Lorsqu'un départ est le siège d'un défaut monophasé, son relais homopolaire est traversé par un courant résiduel $3I_0$ qui varie en fonction de:

- Résistance du défaut
- Impédance de mise à la terre du neutre MT
- La valeur de tension MT
- la capacité homopolaire du réseau.

Le relais de protection contre les défauts phase-terre est réglé pratiquement au-dessus d'une intensité correspondant à la plus élevée des deux valeurs ci-dessous :

- 6% le courant nominal des TC majoré de 20% ($1.2 \times (0.06 \cdot I_{TC})$)
- Le courant dû à la capacité homopolaire du départ considéré majoré de 30% ($1.3 \times I_C$)

Suite à un défaut homopolaire (défaut phase terre), la tension de la phase en défaut devient nulle, ceci fait augmenter les tensions des autres phases, alors le réseau MT est exposé à des surtensions pouvant causer plusieurs dégâts.

b. Analyse du problème :

Dans cette partie nous donnons la méthode de calcul du Courant Capacitif pour un départ donné :

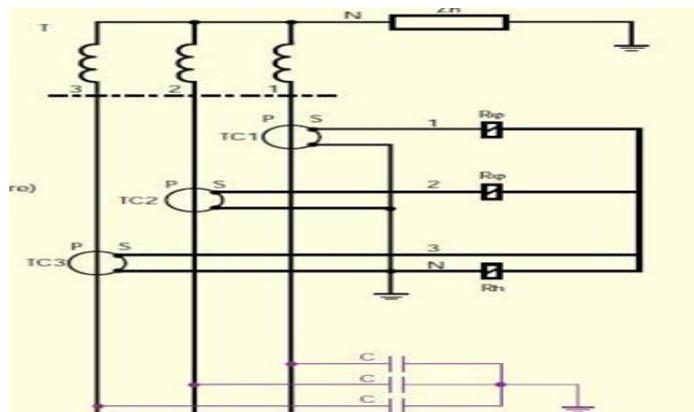


Fig.29 : Départ triphasé

Lorsqu'un départ est affecté par un défaut phase-terre, les TC des départs sains affichent un courant résiduel qui correspond au courant capacitif du départ ;

$$I_{rs} = \sqrt{3}UC_s\omega \quad (34) *$$

Donc pour éviter les déclenchements intempestifs dus à la défaillance de la sélectivité, le seuil de déclenchement de la protection homopolaire de chaque départ doit être réglé à une valeur supérieure au courant capacitif propre du départ, on prend une majoration de 20%, ce qui nous donne :

$$I_R > 1.2 I_C \quad (35) *$$

I_R : Courant de réglage de la protection

I_C : Courant capacitif propre du départ

Cette protection peut être réglée comme suit :

$$\text{Or } I_C = I_{Caérien} + I_{Csouterrain} + I_{CtransformateurMT/BT} \quad (36)$$

En négligeant le courant capacitif homopolaire du transformateur MT/BT, on retrouve

$$I_R > 1.2 (I_C \text{ aérien} + I_C \text{ souterrain}) \quad (37) *$$

$$I_C = \sqrt{3}UC_s\omega \quad (38) *$$

$$U = 23.9 \text{ KV} \quad \omega = 2\pi * 50 \quad (39)$$

*(D'après le document de réglage de protection de l'ONEE)

C_s :Capacité des départs sains

- Pour un réseau aérien on prend pratiquement : $C_s = 5 \cdot 10^{-3} \mu F / Km$

<p>alors : $I_C = \sqrt{3} \times (23.9 \times 10^3) \times (5 \times 10^{-3} \times 10^{-6}) \times (314)$ $= 0.065 \text{ A}$ calculé pour 1 Km</p>

- Pour un réseau souterrain en câble en PR- S23, les ordres grandeurs des capacités linéiques en fonction de la section sont indiqués dans le tableau ci-dessous :

Section en mm ²	Capacité en $\mu F / Km$
50	0.160
150	0.225
240	0.270

Tab.12 : Valeurs des capacités en fonction des sections

Cette méthode dépend essentiellement des longueurs des conducteurs présents sur le réseau, l'infrastructure du réseau MT du poste SAIS est présentée sur le tableau suivant :

Départ MT	Longueur Aérienne	Longueur Souterraine
ONDA	0	15
Sefrou	212.58	8.18
Sidi Harazem	47.89	0.26
Ben Souda	27.64	9.87
MyYacoub	132.32	4.76
Imouzzer	194.77	7.32
Residence Sebou	20.78	0.46
SIMEF	13.9	7.42

Tab.13 : Les longueurs aériennes et souterraines des 8 départs du poste SAIS

Alors le réglage du relais homopolaire doit être actualisé régulièrement avec le développement de l'architecture du réseau.

Ainsi en utilisant les valeurs des longueurs aériennes et souterraines du réseau nous avons trouvé pour le calcul du courant homopolaire :

Départ MT	I_C	$1.3 * I_C = I_1$	$1.2 * (6\% I_{TC}) = I_2$	$\text{Max}(I_1, I_2)$	Réglage actuel	Réglage proposé
ONDA	45	58.5	14	58.5	60	60
Sefrou	40.97	53.26	22	53.26	42	60
Sidi Harazem	6.25	8.12	14	14	28	28
Ben Souda	31.95	41.53	22	51.53	48	70
MyYacoub	23.77	30.9	22	30.9	36	40
Imouzzer	37	48.1	22	48.1	44	60
Résidence Sebou	4.3	5.59	14	14	28	28
SIMEF	24.91	32.38	7	32.38	28	40

Tab.14 : Réglages proposés

Les réglages proposés ci-avant dépassent largement le réglage recommandé, ceci permettra de prévoir d'éventuelles extensions du réseau dans les prochains mois à venir, sauf pour les départs **ONDA** et **Résidence Sebou** qui sont fixes et ne risquent de subir aucune extension.

Pour le départ Sidi Harazem, le réglage actuel dépasse déjà le courant capacitif calculé, alors le réglage ne devrait subir aucun changement.

Chapitre IV :

Dysfonctionnement du plan de protection actuel

Introduction :

Après avoir étudié les réglages des courants de court-circuitet homopolaire, on va essayer d'étudier le dysfonctionnement du plan de protection actuel pour essayer de trouver des solutions afin de l'améliorer.

I- Permutation automatique des transformateurs :

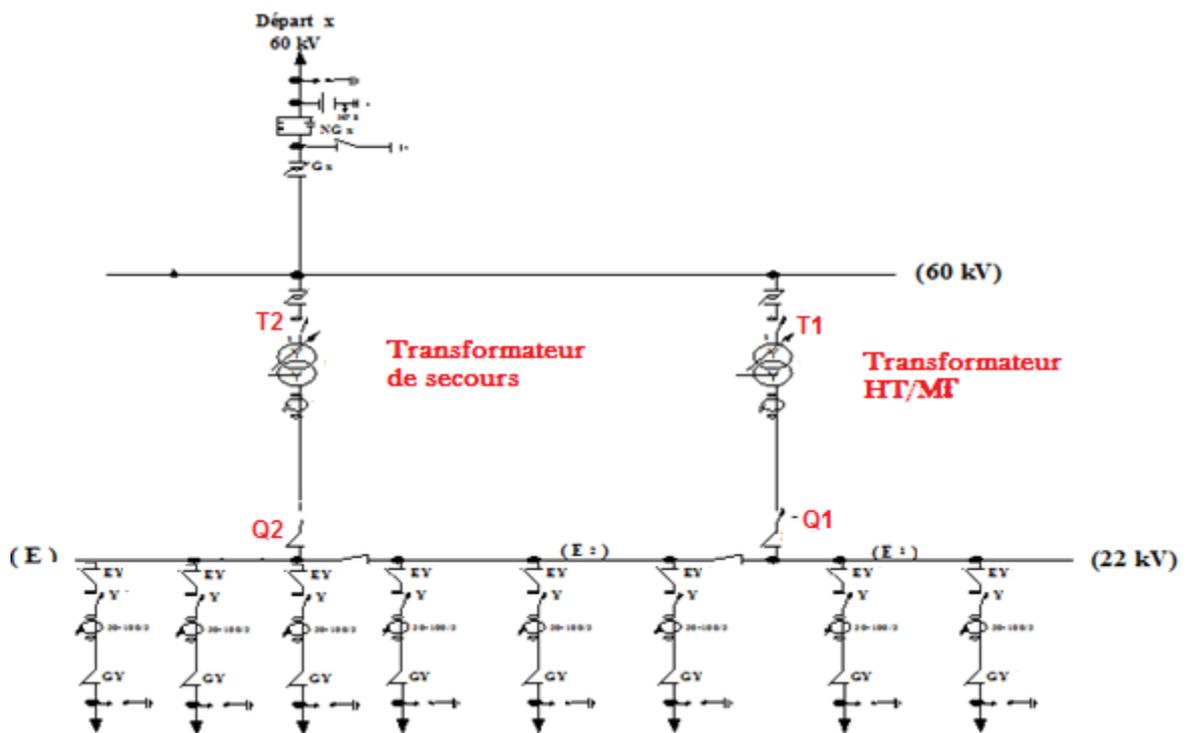


Fig.30 :Schéma d'un poste 60/22KV avec 8 départs

Au point de vue de la sécurité et de la continuité d'alimentation du réseau MT par un poste comprenant deux transformateurs identiques HT/MT, il est préférable de n'avoir qu'un seul transformateur en exploitation et de conserver le deuxième disponible prêt à être mis en service en cas de défaut survenant sur le premier.

L'automatisme de permutation automatique permet la reprise en automatique de l'alimentation du réseau MT par la mise en service du 2ème transformateur de secours.

a) Fonctionnement de l'automatisme de permutation :

Le dispositif de permutation est mis en route par le fonctionnement des protections internes du transformateur en service telles que : Buchholz, température, masse cuve, surtension, manque circulation d'huile, manque CC ...Il permet l'émission d'un ordre de reprise de service vers le transformateur de réserve.

- **Remarque :**

Le dispositif de permutation automatique nécessite une intervention humaine pour procéder à son déverrouillage une fois qu'il a été actionné.

b) Verrouillage de la permutation :

Le transfert de la source d'alimentation, ne doit pas s'effectuer dans le cas où le déclenchement du transformateur en service est provoqué par le fonctionnement de la protection ampèremétrique installée sur l'arrivée MT, car cette protection ne fonctionnant que pour des défauts sur le jeu de barres MT ou sur une ligne MT.

Dans ce cas la permutation automatique est verrouillée.

c) Réglage de la permutation :

Le seul réglage existant au niveau du circuit de transfert, consiste à retarder l'enclenchement du disjoncteur MT du transformateur de réserve de quelques secondes, comptées dès la fermeture du disjoncteur HT.

En général l'ordre d'enclenchement est temporisé de **10s** au plus, pour permettre la stabilisation de la marche à vide du transformateur et éviter une reprise rapide de la charge par le réseau MT.



1- Analyse du problème :

L'automatisme de permutation transformateur HT/MT vise à reprendre automatiquement la charge d'un transformateur, lors d'un défaut sur celui-ci ou sur sa liaison, par l'autre transformateur. La durée de la coupure est ainsi réduite.

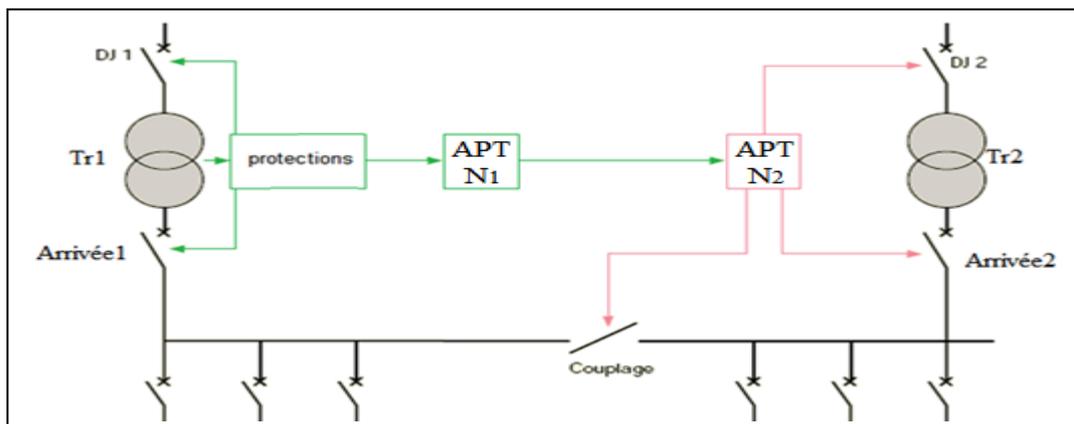


Fig.31 : **Schéma type d'un automatisme de permutation**

✓ **Fonctionnement normal :**

Lors de l'apparition d'un défaut interne du transformateur HT/MT n° 1 en service et après fonctionnement des protections correspondantes, qui déclenchent ce transformateur en défaut, l'ATLT n° 1 va successivement provoquer l'action suivante :

- Envoi de l'ordre de fermeture du disjoncteur HT et MT encadrant le transformateur n° 2 (de secours) après une temporisation (environ 10 s)

Si la puissance appelée par le réseau dépasse 70% de la charge nominale installée, la permutation automatique bascule la totalité du réseau vers le 2^{er} transformateur de secours qui subira en ce moment un déclenchement par surcharge du au courant de démarrage après cette mise en service.

2- Solution au problème :

Pour éviter ce problème, on utilise **une barre de délestage provisoire par fonctionnement ATLT** :

- **Le délestage provisoire :**

Il consiste à réduire provisoirement une partie de clients (des départs) raccordés sur le réseau 22KV desservis par le transformateur déclenché pour réduire le courant de démarrage lors de la mise en service en charge du transformateur de secours et ne pas franchir le seuil de surcharge affiché. Le délestage provisoire est réalisé durant la temporisation comprise entre le déclenchement du transformateur en défaut et l'ordre d'enclenchement du transformateur de secours.

L'opération se déroule selon les étapes suivantes:

1. Fonctionnement de la protection interne du transformateur en service
2. Mise en service ATLT (Automatisme de Transfert Ligne et Transformateurs)
3. Ordre de délestage provisoire des départs choisis (réduction de charge)
4. Ordre d'enclenchement du 2^{ème} transformateur de secours
5. Relestage des départs délestés.

Donc grâce à cet automatisme, on pourra garder les départs sains et assurer la continuité du service.

II- Cumul de temps :

Parfois deux ou plusieurs départs 22 kV peuvent être atteints simultanément par défauts en particulier lors des intempéries, ce qui provoque le déclenchement intempestif de l'arrivée 22 KV.

C'est pour cela qu'on va traiter ce problème, en essayant de régler ce déclenchement, qui aura une influence sur les départs sains et ainsi une coupure du courant pendant un temps important.

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 et qui se rencontre assez souvent sur les réseaux aériens ou mixtes en cas d'orages avec de nombreux coups de foudre.

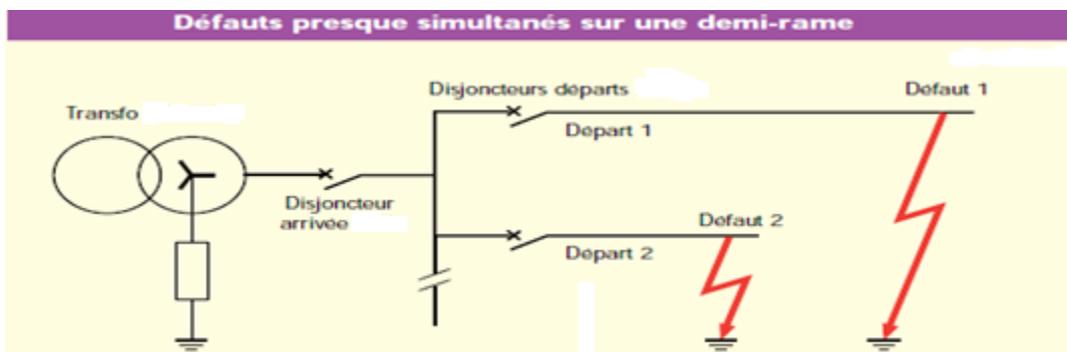


Fig.32 : Schéma de deux défauts simultanés

Le fonctionnement chronologique des protections est illustré par le schéma ci-après :

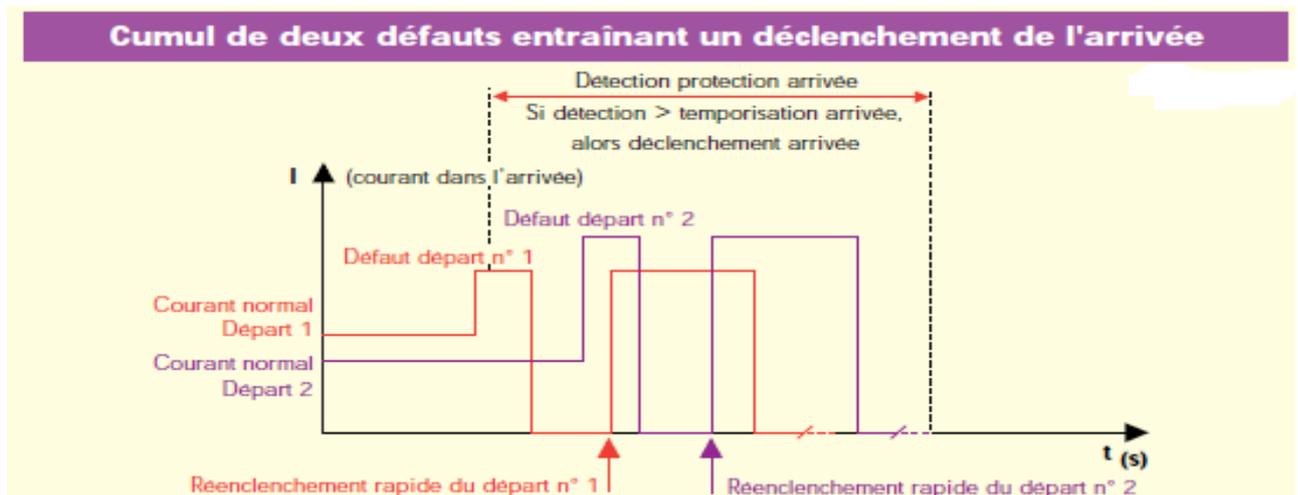


Fig.33 : Déclenchement de l'arrivée

Temporisation arrivée = 2s

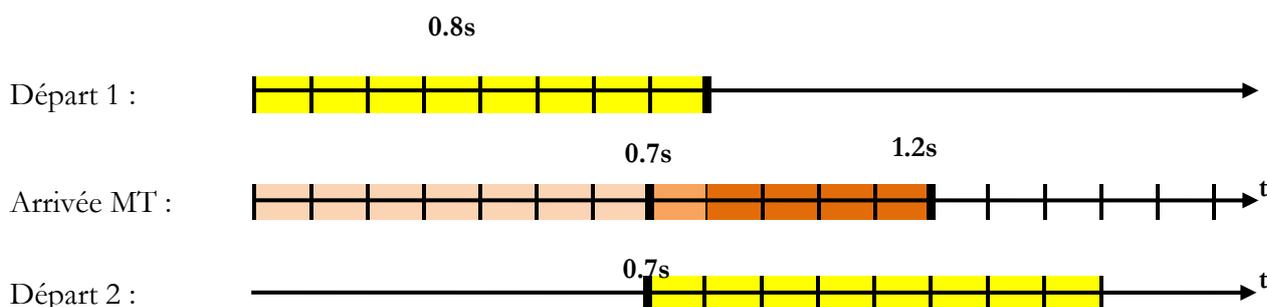
Pour que le disjoncteur de l'arrivée MT ne déclenche pas de manière intempestive, il est nécessaire de prendre en compte ce phénomène. La temporisation du disjoncteur de l'arrivée MT sera d'autant plus importante que :

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

1- Analyse du problème :

La protection arrivée 22 kV démarre avec le défaut survenu sur le 1er départ un autre défaut du 2ème départ entre presque simultanément avec lui, ce qui fait cumuler les deux temps des deux départs entraînant le fonctionnement de la protection arrivée, réglée à 1.2s.

Chronogramme décrivant le problème



- A $t=0$, un défaut apparaît sur le départ 1, ce défaut est vu par le disjoncteur départ1 et le disjoncteur arrivée MT.
- à $t= 0.7$ s, un défaut apparaît sur le départ 2, ce défaut est vu par le disjoncteur départ2 et le disjoncteur arrivée MT.
- à $t=0.8$ s, le disjoncteur Départ1 déclenche mais le relais de temporisation Arrivée MT continue à temporiser sans remise à zéro pour le départ 2.
- à $t=1.2$ s, la temporisation du disjoncteur arrivée MT est terminée, le disjoncteur arrivée MT déclenche puisque pour lui le défaut persiste même s'il n'a pas encore fait 1.2s de temporisation.

Le déclenchement du disjoncteur Arrivée MT entraîne la mise hors tension de tous les départs.

2- L'objectif : Notre but est d'éviter les déclenchements intempestifs, c'est-à-dire si un départ détecte un défaut, le disjoncteur de l'arrivée ne doit pas déclencher parce que sinon les autres départs qui sont sains vont subir aussi une coupure du service.

3- Solution : La Sélectivité logique

Pour éviter le déclenchement de l'arrivée dû à un cumul de temporisation créée par une succession de deux défauts sur deux départs différents, on adopte la solution suivante:

- **Mise en place d'une sélectivité logique (Barre d'attente logique) entre protections départs et protection arrivée 22 KV**

La sélectivité logique requiert un échange d'informations entre les différents organes de protection. Un raisonnement logique permet de situer le défaut entre les départs et la liaison pour accélérer le déclenchement

En effet, la première protection détectant un défaut envoie un ordre de « blocage » aux autres protections, les empêchant ainsi de déclencher.

En prenant toujours le poste Sais avec ses huit départs 22 KV, il peut être modélisé comme suit :

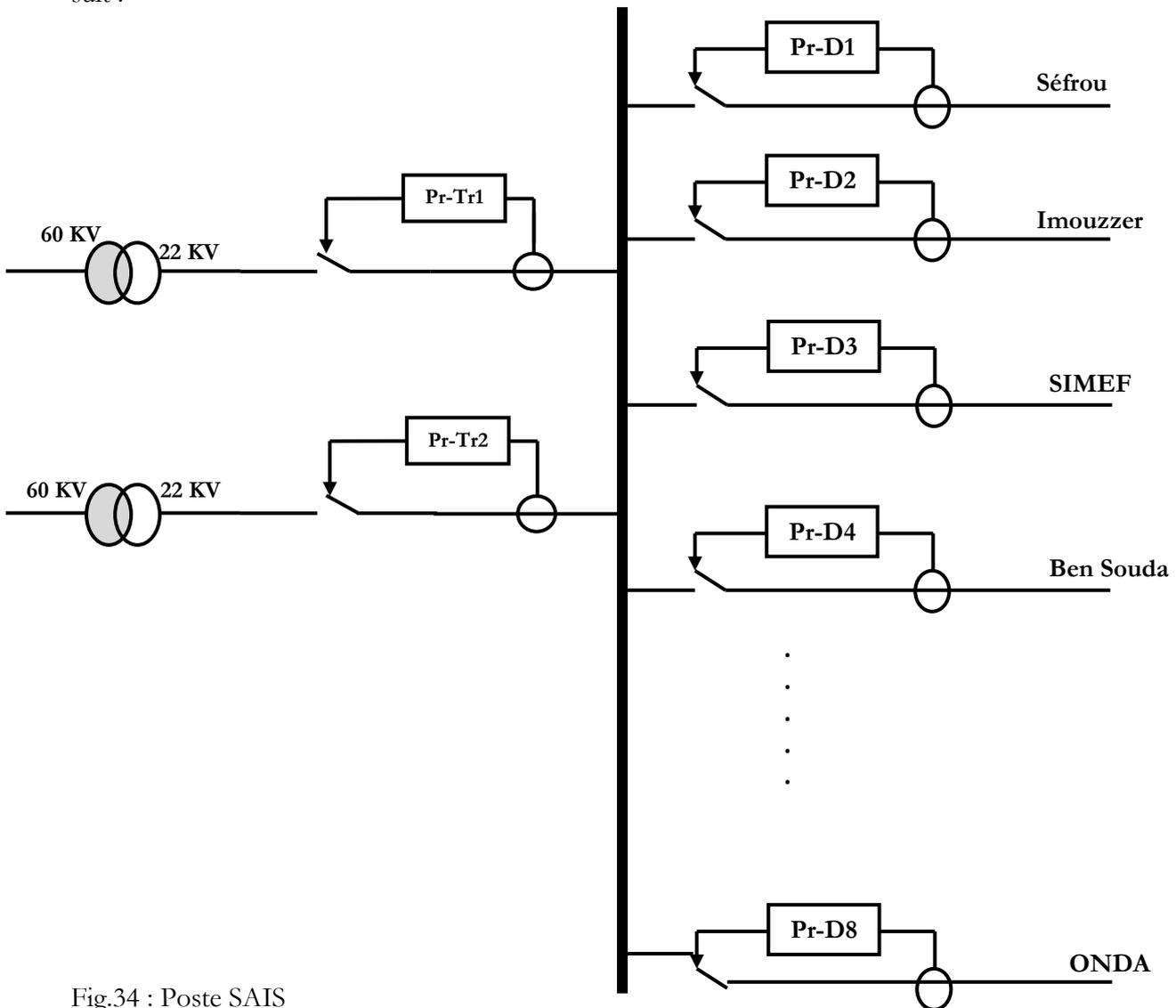


Fig.34 : Poste SAIS

Pr-Tr i : Protection Transformateur i

Pr-Di : Protection Départ i

L'utilisation d'une sélectivité logique requiert une communication entre les différentes protections pour éviter le problème causé par le cumul de temps qui ramène à un déclenchement de tout le poste alors qu'un seul départ est concerné.

Le principe de cette sélectivité logique :

Elle nécessite un transfert d'informations entre les déclencheurs des disjoncteurs des différents étages de la distribution. Son principe en général est simple :

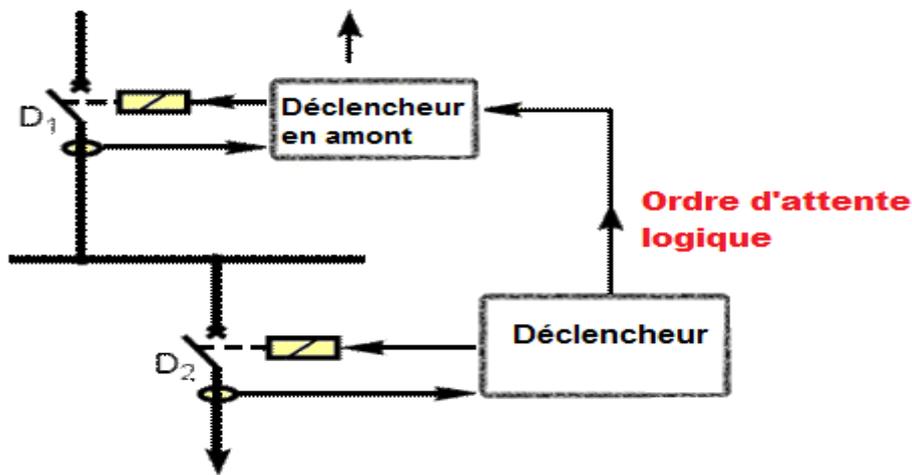


Fig.35: principe de cette sélectivité logique

- ✓ Un déclencheur qui voit un courant supérieur au seuil de réglage envoie un ordre logique de temporisation au déclencheur du disjoncteur qui est juste en amont.
- ✓ Le déclencheur du disjoncteur situé immédiatement en amont du court-circuit ne recevant pas d'ordre d'attente agit immédiatement, et s'il reçoit un ordre, il retarde le déclenchement.

Le schéma qui illustre cette logique de communication dans les 8 départs de SAISS:

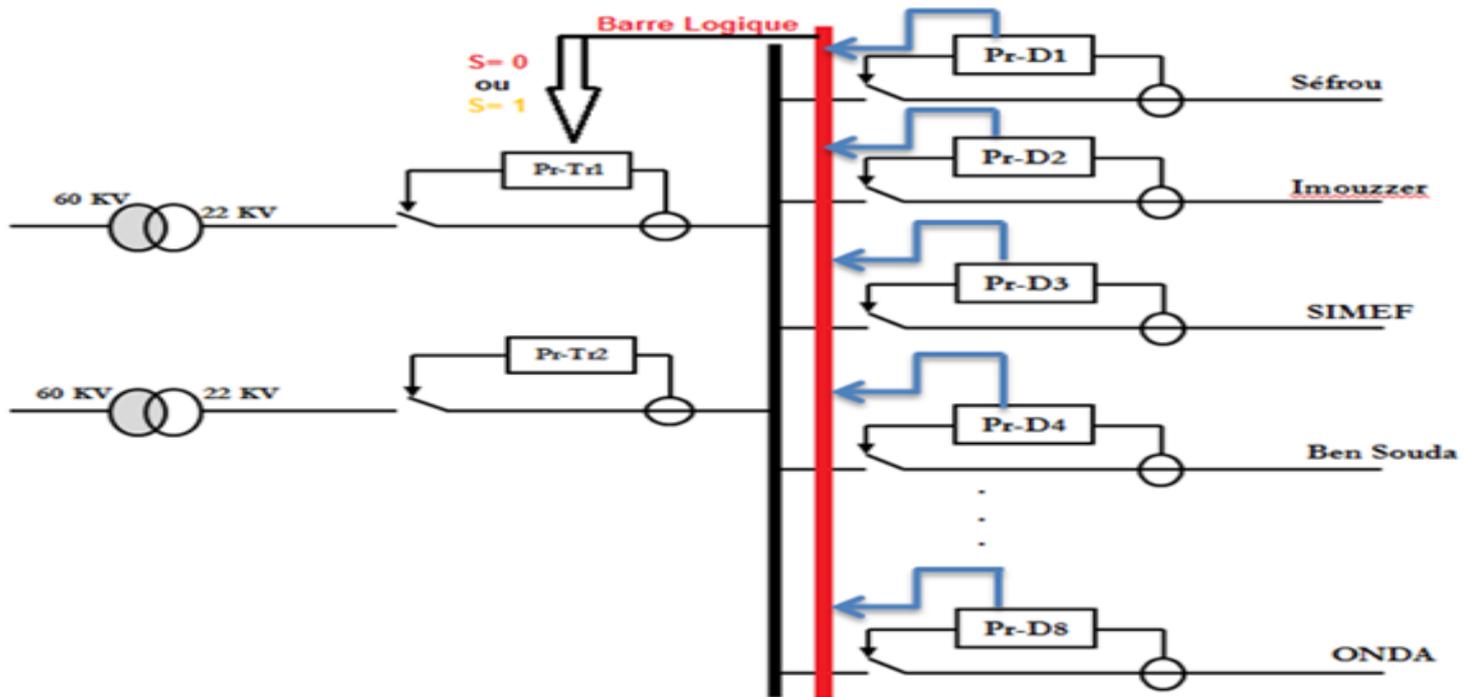


Fig.36 :Poste Sais avec la barre d'attente logique

Cette barre logique est une communication logique entre les protections des départs 22KV et Arrivée 22K, son rôle est de retarder le déclenchement de l'arrivée 22KV si $S=1$ (l'information donnée par cette barre), si $S=0$ donc les protections ont pu réparer les défauts sur les départs avant la fin de 2s (temporisation à l'arrivée).

Cette logique fonctionne comme suit :

- Un départ détecte un défaut, commence à temporiser
- Le relais de temporisation de la protection de l'arrivée MT commence à temporiser aussi
- Si au moins un autre départ détecte un défaut, ceci entraîne le blocage de la temporisation du relais de protection du départ MT.
- La barre d'attente logique envoie une entrée = 1 au relais de protection de l'arrivée, ce qui signifie présence des défauts dans les départs.
- Dans ce cas, le relais de l'arrivée augmente la temporisation jusqu'à 3.6s (le temps maximal pour régler tous les défauts)
- Les protections règlent les défauts des départs affectés avant la fin de 3.6s c'est-à-dire avant le déclenchement du disjoncteur arrivée

Ce raisonnement sera traduit dans une table vérité.

La table de vérité :0 : Pas de défauts

1 : Affecté d'un défaut

On a traité les 8 départs du poste SAISS séparément, 4 départs par 4 départs. Chaque quartet, on le nomme une RAM (demi jeu de barre), c'est-à-dire, on a 2 RAM dans ce poste.

Afin de prévoir la sortie S que va envoyer la barre d'attente logique à la protection en amont, on a étudié cette table logique :

Pour le 1^{er} RAM:

SIMEF(d)	Imouzzet(c)	Ben Souda(b)	Séfrou(a)	S1	S1'
0	0	0	0	0	0
0	0	0	1	0	1
0	0	1	0	0	1
0	0	1	1	1	1
0	1	0	0	0	1
0	1	0	1	1	1
0	1	1	0	1	1
0	1	1	1	1	1
1	0	0	0	0	1
1	0	0	1	1	1
1	0	1	0	1	1
1	0	1	1	1	1
1	1	0	0	1	1
1	1	0	1	1	1
1	1	1	0	1	1
1	1	1	1	1	1

Tab15 : Tableau de vérité pour le 1^{er} RAM

Pour le 2^{ème} RAM :

MyYacou(h)	Res Sebou(g)	Sidi Harazem(f)	ONDA(e)	S2	S2'
0	0	0	0	0	0
0	0	0	1	0	1
0	0	1	0	0	1
0	0	1	1	1	1
0	1	0	0	0	1
0	1	0	1	1	1
0	1	1	0	1	1
0	1	1	1	1	1
1	0	0	0	0	1
1	0	0	1	1	1
1	0	1	0	1	1
1	0	1	1	1	1
1	1	0	0	1	1
1	1	0	1	1	1
1	1	1	0	1	1
1	1	1	1	1	1

Les tables Karnaugh correspondantes :

ba \ dc	00	01	11	10
00	0	0	1	0
01	0	1	1	1
11	1	1	1	1
10	0	1	1	1

Tab17: Tableau de Karnaugh

$$S1 = ab + cd + (a + b)(c + d) \quad (40)$$

$$S1' = \overline{a} \overline{b} \overline{c} \overline{d} \quad (41)$$

$$S1' = \overline{\overline{a} \overline{b} \overline{c} \overline{d}} = \overline{\overline{a} \overline{b}} + \overline{\overline{c} \overline{d}} \quad (42)$$

$$S1' = a + b + c + d \quad (43)$$

fe \ gh	00	01	11	10
00	0	0	1	0
01	0	1	1	1
11	1	1	1	1
10	0	1	1	1

$$S2 = fe + hg + (f + e)(h + g) \quad (44)$$

$$S'2 = e + f + g + h \quad (42)$$

La sortie S est vraie si l'une des conditions citées ci-dessous est remplie :

- **S1**: deux départs (ou plus) du premier quartet ont un défaut
- **S2**: deux départs (ou plus) du deuxième quartet ont un défaut
- **S1'S2'** : un départ du premier quartet et un autre départ du deuxième quartet.

$$S = S1 + S2 + S1'S2' \quad (45)$$

Ainsi on retrouve:

$$S = a + b + c + d + e + f + g + h + ab + cd + ef$$

+ gh +

$$(a+b)(c+d) + (e+f)(g+h)$$

(46)

De cette manière si plus qu'un départ détecte un défaut, la sortie S, qui bloque la temporisation de la protection arrivée MT, s'actionne et agit en conséquence.

S = 1 \longleftrightarrow Ordre des protections départs 22KV sous la barre nommée attente logique qui sera une entrée logique de la protection arrivée 22KV ayant pour rôle :

- ✓ Retarder le déclenchement de l'arrivée : $2s + 1.6s = 3.6s$

3.6s est le temps maximal pour régler tous les défauts.

Conclusion :

Après avoir effectué l'analyse de ces deux problèmes, qui peuvent provoquer le déclenchement du transformateur 60/22 KV, ce qui est indésirable, on a proposé ces solutions ci-dessus. En effet il faut une bonne ingénierie, bonne fiabilité (appareillage numérique) et un bon choix de valeurs de réglage.

CONCLUSION GENERALE

L'objectif de ce projet de fin d'études est la proposition de l'amélioration du plan de protection actuel du réseau de distribution MT de l'ONE Fès. Cela consiste à proposer des solutions permettant une fiabilité et une efficacité du réseau.

L'ampleur de l'utilisation de la technologie numérique dans le système de protection, présente une large gamme de fonctions, permettant d'améliorer la rapidité, la fiabilité et la sélectivité de l'actuel système de protection du réseau MT de distribution.

Mais l'analyse de l'état actuel du plan de protection de distribution MT de l'ONE Fès montre, que les fonctionnalités offertes par les protections numériques ne sont pas bien exploitées.

Des nouvelles fonctions de protection sont alors proposées pour renforcer le plan de protection actuel et pallier aux faiblesses localisées. Ce tableau résume les solutions proposées :

Défaut	Problématique	Conséquences	Solution
Court-circuit	Réglages non conformes aux normes	Dégradation des conducteurs	Installation des DRR Aménagement des lignes
Homopolaire	Réglages non actualisés	Déclenchements intempestifs	Nouvelles valeurs à adopter
Cumul de temps	Défaut simultané sur plusieurs départs	Déclenchement intempestif de tout le poste	Mise en place d'une sélectivité logique reposant sur un schéma logique entre les différents départs
Permutation automatique	Surcharge	Déclenchements intempestifs	Barre de délestage et de relestage

A travers ce travail, nous avons proposé ces améliorations dans le but de :

- Renforcer la sécurité des personnes et la sauvegarde des biens
- Amélioration la continuité et la qualité de service

Finalement, on propose l'implantation de ces améliorations pour évaluer leur impact sur le plan réel.

BIBLIOGRAPHIE

- B.61-21 Principe des protections. Guide Technique de Distribution de l'Electricité
- B.61-22 Réglage des protections. Guide Technique de Distribution de l'Electricité
- B.61-24 Electrotechnique des réseaux. Guide Technique de Distribution de l'Electricité
- B.61-25 protections et Contrôle Commande numérique. Guide Technique de Distribution de l'Electricité
- Cahier Technique Schneider Electric N°158 : Calcul des courants de court-circuit.
- Guide Technique MICOM P141, P142, P143 : Protection de départ ligne et départ.

