

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

UNIVERSITE MOULOUD MAMMERI DE TIZI-OUZOU



FACULTE DU GENIE ELECTRIQUE ET D'INFORMATIQUE
DEPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE

Mémoire de Fin d'Etudes de MASTER PROFESSIONNEL

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Génie Electrique

Spécialité : ELECTROTECHNIQUE INDUSTRIELLE

Présenté par

Reda AIT ADDA

Nassim MAMOU

Thème

Etude et présentation du relais de
protection numérique SEPAM S80 du
départ aérien 30 kV Maatkas

Mémoire soutenu publiquement le 30 /09/ 2015 devant le jury composé de :

Mr Arezki DICHE

Maitre-assistant A, Université Mouloud Mammeri Tizi-Ouzou, Président

Mr Slimane REZGUI

Maitre-assistant A, Université Mouloud Mammeri Tizi-Ouzou, Encadreur

M^{elle} Hamida ABTOUCHE

Ingénieur, SONELGAZ, Co-Encadreur

Mr Farid NAMANI

Maitre-assistant A, Université Mouloud Mammeri Tizi-Ouzou, Examineur

M^{elle} Ghania YOUSFI

Maitre-assistant B, Université Mouloud Mammeri Tizi-Ouzou, Examineur

Remerciements

Nous tenons tout d'abord à remercier Dieu le tout puissant et miséricordieux, qui nous a donné la force et la patience d'accomplir ce modeste travail

A nos parents pour nous avoir encouragé. Sans eux, en ne serais pas là.

Nous tenons à remercier notre promoteur Mr. REZGUI, et également, notre Co-promotrice Melle ABTOUCHE pour ses précieux conseils et ses aides durant toute la période du travail.

A l'issue de notre stage, nous tenons à remercier toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin au bon acheminement de cette formation.

Nous remercions tout le personnel de la direction de distribution de l'électricité et du gaz de tizi ouzou, pour leurs orientations et accueil sympathique lors des jours du stage.

Nos vifs remerciements vont également aux membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à notre travail en acceptant d'examiner notre mémoire et de l'enrichir par leurs recommandations.

Enfin, nous adressons nos plus sincères remerciements à tous nos proches et amis, qui nous ont toujours encouragées au cours de la réalisation de ce mémoire.

Dédicaces

Je tiens à dédier ce modeste travail à :

A ma très chère Mère et à mon cher Père, en témoignage et en gratitude de leurs dévouement, de leurs soutien permanent durant toutes mes années d'études, leurs sacrifices illimités, leurs réconfort moral, eux qui ont consenti tant d'effort pour mon éducation, mon instruction et pour me voir atteindre ce but, pour tout cela et pour ce qui ne peut être dit, mes affectations sans limite, et à la mémoire de mon frère HAKIM que dieu ai pitié de son âme et l'accueil dans son vaste paradis.

A ceux qui sont la source de mon inspiration et mon courage, à qui je dois de l'amour et de la reconnaissance :

A mes chers Frères.

A mes chères Sœurs.

A toute ma famille.

A mes chers Amis pour tous les moments de joie et de peine qu'on a passée ensemble, A leurs Familles aussi.

A vous tous un grand merci.

M.NASSIM

DEDICACES

*Arrivé au terme de mes études par la grâce de dieu, j'ai le grand plaisir de
dédier ce modeste travail :*

-A mes chers parents.

-A mon chère frère ALI.

-A ma chère sœur NAWEL et sa petite famille.

-A ma très chère sœur MELISSA.

-A toute la famille AIT ADDA

-A tous mes amis.

REDA

SOMMAIRE

SOMMAIRE

Introduction générale.....	1
----------------------------	---

Chapitre I - Généralité sur les réseaux électriques

I.1) Introduction	3
I.2) Généralités	3
I.3) Les différents types de réseaux	3
I.3.1) Réseau de transport et d'interconnexion	4
I.3.2) Réseau de répartition	4
I.3.3) Réseau de distribution	4
I.4) Structure générale d'un réseau électrique	5
I.5) Gamme des tensions utilisées par SONELGAZ en Algérie	5
I.6) Constitution des réseaux de distribution HTA	6
I.6.1) Réseaux HTA aériens	6
I.6.1.1) Structure arborescente	6
I.6.1.2) Structure coupure d'artère	6
I.6.1.3) Structure double dérivation	6
I.6.2) Réseaux HTA souterrains	6
I.7) Structure des réseaux HTA	7
I.7.1) Structure maillée	7
I.7.2) Structure radiale	7

I.7.2.1) Radial en simple antenne	7
I.7.2.2) Radial en double antenne sans couplage	8
I.7.2.3) Radial en double antenne avec couplage	8
I.7.3) Réseau bouclé	9
I.7.3.1) Boucle ouverte	9
I.7.3.2) Boucle fermée	10
I.7.3.3) En double dérivation	11
I.8) Les types des postes HTA	11
I.8.1) Le poste HTB/HTA	11
I.8.2) Le poste HTA/HTA (ou MT/MT)	12
I.8.3) Le poste HTA/BT	13
I.9) Composition d'un départ HTA	14
I.10) Conclusion	14

Chapitre II –protection des réseaux électriques

II.1) Introduction	15
II.2) Système de protection	15
II.2.1) Définition.....	15
II.2.2) Rôle d'un système de protection	15
II.2.3) Qualité d'un système de protection.....	15
II.2.4) Constitution d'un système de protection.....	16
II.3) Les différentes possibilités de mise à la terre du neutre HTA	16
II.4) Les appareils de protection.....	17

II.4.1) les parafoudres.....	17
II.4.2) Les éclateurs	18
II.4.3) Les interrupteurs.....	18
II.4.3.1) Diffèrent types des interrupteurs	18
II.4.3.2) Description de l'IACT (interrupteur aérien à creux de tension)	19
II.4.3.3) Description de l'IATCT (interrupteur aérien télécommandé à creux de tension).....	19
II.4.3.4) Fonctionnement	19
II.4.4) Les automates associés aux protections des départs MT	20
II.4.4.1) Le réenclencheur rapide	20
II.4.4.1.1) Diagramme sur un défaut fugitif.....	21
II.4.4.1.2) Diagramme sur un défaut semi-permanent ou permanent	21
II.4.4.2) Le réenclencheur avec un cycle rapide plus deux cycles lents	21
II.4.4.2.1) Diagramme sur défaut semi-permanent	22
II.4.4.2.2) Diagramme sur défaut permanent	22
II.4.5) les disjoncteurs	23
II.4.6) Les Relais de protection	23
II.4.6.1) Définition.....	23
II.4.6.2) Désignation d'un relais de protection	23
II.4.6.3) Mode d'exploitation	24
II.4.6.3.1) Relais électromécanique.....	24
II.4.6.3.2) Relais électromagnétique	24

II.4.6.3.3) Relais à balance	24
II.4.6.3.4) Relais thermique.....	24
II.4.6.3.5) Relais statique.....	24
II.4.6.3.6) Relais numérique	25
II.5) Les Appareils de mesures.....	25
II.5.1) Transformateur de mesure	25
II.5.1.1) Les transformateurs de courants « TC » de mesure	26
II.5.1.2) Les transformateurs de tension (TT ou TP)	26
II.6) Tableau MT (HTA)	27
II.7) L'unité fonctionnelle	28
II.7.1) Composition d'une cellule départ HTA	28
II.7.2) La chaîne de protection et de contrôle commande.....	29
II.7.3) La partie mobile.....	29
II.8) Protection des départs HTA	30
II.8.1) Protection des transformateurs HTB/HTA.....	30
II.8.2) Protection des jeux de barres	34
II.8.3) Protection d'un départ MT	36
II.8.3.1) Protection contre les défauts entre phases.....	36
II.8.3.1.1) Système de protection à un seul seuil	36
II.8.3.1.2) Système de protection à deux seuils.....	37
II.8.3.2) Protection contre les défauts entre phase et terre	37
II.9) La sélectivité des protections	38
II.9.1) La sélectivité totale.....	38

II.9.2) La sélectivité partielle.....	39
II.9.3) La sélectivité ampérométrique	39
II.9.4) La sélectivité chronométrique	39
II.9.5) La sélectivité différentielle.....	40
II.9.6) La sélectivité de distance.....	40
II.9.7) La sélectivité logique.....	40
II.10) Conclusion	40

Chapitre III – Calcul du courant de court-circuit et application

III.1) Introduction.....	41
III.2) Défauts électrique	41
III.2.1) Définition d'un défaut.....	41
III.3) Types et caractéristiques des défauts	41
III.3.1) Types des défauts	42
III.3.2) Nature des défauts	42
III.4) Effets des courants de court-circuit	42
III.5) Etudes des court-circuits	43
III.6) Méthodes de calcul des courants de court-circuit.....	44
III.6.1) Définition	44
III.6.2) Le court-circuit triphasé symétrique	44
III.6.3) Court-circuit biphasé isolé I_{CC2}	45
III.6.4) Valeurs des impédances des différents éléments du réseau	45
III.7) Réglage des protections	48

III.7.1) Relais ampérométrique de phase	48
III.7.1.1) Principe	48
III.7.1.2) Réglages	48
III.7.2) Relais de Courant Homopolaire.....	49
III.7.2.1) Principe et définition de " $3I_0$ "	49
III.7.2.2) Calcul de $3I_0$	50
III.7.2.3) Réglage.....	50
III.7.3) Protection ampérométrique homopolaire à temps dépendant (EPATR).....	51
III.7.4) Relais de temps	51
III.7.4.1) Principe	51
III.7.4.2) Réglage de la temporisation.....	51
III.8) Application.....	52
III.8.1) Description du poste simplifié de DBK 441 H2 « 60 kV / 30 kV »	52
III.8.2) Données techniques	52
III.8.3) Valeurs des impédances.....	54
III.9) Calcul du courant de court-circuit sur les différents points de départ.....	55
III.9.1) Sur le jeu de barre	55
III.9.2) Au milieu du départ	55
III.9.3) A l'extrémité du départ	57
III.10) Conclusion	59
Chapitre IV - Présentation et paramétrage du SEPAM S80	
IV.1) Introduction.....	60
IV.2) Définition du SEPAM.....	60

IV.3) Les différents types de SEPAM	60
IV.4) Présentation du SEPAM série 80.....	61
IV.4.1) Interface Homme Machine	61
IV.4.1.1) Interface Homme Machine avancée	61
IV.4.1.2.) Interface Homme Machine synoptique	62
IV.5) Surveillance des TP et TC	62
IV.5.1) Surveillance des TP	62
IV.5.2) Surveillance des TC	63
IV.6) Les protection assurée par le SEPAM 80	63
IV.7) Raccordement de SEPAM série 80 à l’outil de paramétrage	64
IV.8) Présentation du logiciel SFT2841.....	65
IV.8.1) Description.....	65
IV.9) Paramétrages du SEPAM	66
IV.10) Vérification du relais de protection départ 30KV Maatkas.....	75
IV.11) Conclusion	77
Conclusion générale	78

Introduction Générale

Introduction Générale

Les investissements humains et matériels affectés aux réseaux électriques sont énormes. Pour cela, le réseau électrique doit répondre à trois exigences essentielles : stabilité, économie et surtout continuité du service.

Les lignes et les câbles de distribution d'énergie électrique moyenne tension HTA constituent une partie essentielle d'un réseau électrique qui doit assurer la continuité de l'alimentation en électricité aux consommateurs HTA et BT. Ce qui n'est pas toujours le cas, car ces lignes sont souvent exposées à des incidents ou défauts qui peuvent interrompre ce service et engendrer des pertes financières importantes pour les industriels et des désagréments pour les simples consommateurs.

Depuis l'entrée des relais numériques programmables sur le marché ces quinze dernières années, pour la protection électrique, plusieurs algorithmes ont été développées afin de rendre ces Relais plus performants aussi bien sur leur rapidité de fonctionnement que sur leur précision.

Pour cela, le sujet traité dans ce mémoire s'intéresse à une étude réelle d'un relais de protection numérique au niveau du Groupe SONELGAZ, **Société de Distribution de l'Electricité et du Gaz du centre(S.D.C)**, Direction de la Distribution de Tizi-ouzou (D.D.TO), Division Technique Electricité.

Nous avons consacré notre travail à l'étude d'une protection par relais numérique de la gamme SEPAM Série S80 du constructeur Schneider Electric, servant à protéger un départ aérien moyenne tension 30kV MAATKAS. Le choix des seuils de réglage et le paramétrage du SEPAM S80 des courants de défaut sont faits après calculs.

Le présent mémoire est structuré comme suit :

- Le premier chapitre traite les généralités sur les réseaux électriques,
- Le deuxième chapitre présente la chaîne de protection des réseaux électriques HTA,
- Le troisième chapitre est consacré au calcul des courants de courts-circuits et application sur le départ aérien Maatkas 30KV.
- Le dernier chapitre élucide par l'utilisation du logiciel de configuration et paramétrage SFT2841, le choix des fonctions de protection avec l'affectation des seuils de réglage des courants de défauts sur le relais numérique SEPAM S80.

Nous résumons dans la conclusion générale, les principaux résultats obtenus théoriquement et leurs applications d'une manière convergente dans le réglage du relais de protection.

CHAPITRE I

Généralité sur les réseaux électriques

I.1) Introduction

Le réseau électrique est défini par l'ensemble des infrastructures permettant d'acheminer l'énergie des centres de production, vers les consommateurs.

Sachant que l'électricité n'est pas stockable, ainsi on doit produire à chaque instant l'énergie nécessaire à la consommation, en revanche, elle présente l'avantage d'être facile à transporter à de grande distance par simples fils conducteur. Il faut cependant noter que ce transport est assez coûteux par les installations qu'il exige ainsi que par les pertes d'énergie dans les lignes.

I.2) Généralités

Les réseaux électriques sont constitués par l'ensemble des appareils destinés à la production, au transport, à la distribution et à l'utilisation de l'électricité depuis la centrale de génération jusqu'aux clients les plus éloignées.

Les réseaux électriques ont pour fonction d'interconnecter les centres de production tels que les centrales hydrauliques, thermiques... avec les centres de consommation (villes, usines...).

L'énergie électrique est transportée en haute tension, voire très haute tension pour limiter les pertes joules (les pertes étant proportionnelles au carré de l'intensité) puis progressivement abaissées au niveau de la tension de l'utilisateur final.

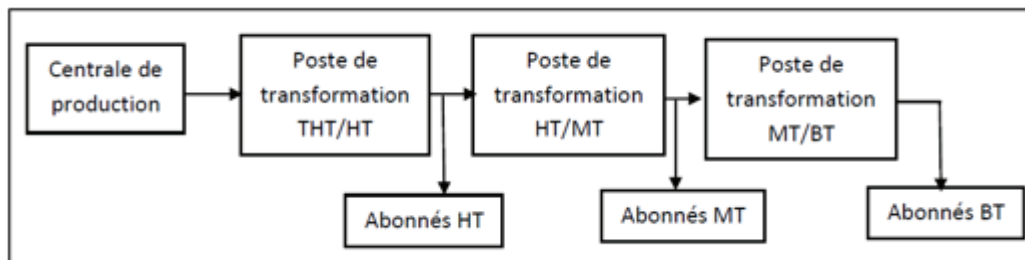


Figure I. 1 : Schéma simplifié d'un réseau électrique [9]

I.3) Les différents types de réseaux [4]

Pour réaliser la liaison entre les centrales de production d'électricité et les centrales de consommation, il est utile de réaliser des lignes aériennes et des canalisations souterraines.

Elles sont raccordées à des nœuds appelés postes. Ces postes particulièrement importants, comportent habituellement des transformateurs avec dispositif de contrôle, de réglage, et de protection. Les lignes qui relient les nœuds constituent les branches, ces dernières suivant le cas ; disposent d'antennes ou de mailles.

Les compagnies d'électricité divisent leurs réseaux en trois grandes catégories :

- Réseau de transport et d'interconnexion.
- Réseau de répartition.
- Réseau de distribution.

I.3.1) Réseau de transport et d'interconnexion

Ce réseau est constitué de lignes à très haute tension et à une double mission :

- La première mission est de collecter l'énergie fournie par les centres de production afin de l'acheminer vers les zones de consommation (fonction transport).
- La deuxième mission est d'assurer les échanges d'énergie entre différentes régions et même avec les pays voisins (fonction d'interconnexion).

I.3.2) Réseau de répartition

Ce réseau qui comporte des lignes à haute tension joue le rôle d'intermédiaire entre le réseau de transport et le réseau de distribution. Il doit être en mesure de transiter plusieurs dizaines de(MW) sur quelques dizaines de kilomètre.

I.3.3) Réseau de distribution

Il comporte des lignes et des postes de transformations servant à alimenter les clients.

Ce réseau est composé de deux parties :

- Les lignes moyennes tensions alimentées par poste HTB/HTA fournissent de l'énergie électrique, soit directement aux consommateurs importants, soit aux différents postes HTA/BT.
- Des lignes bases tensions qui alimentent les usages, soit en monophasé, soit en triphasé.

I.4) Structure générale d'un réseau électrique [7]

Le schéma se présente comme suit :

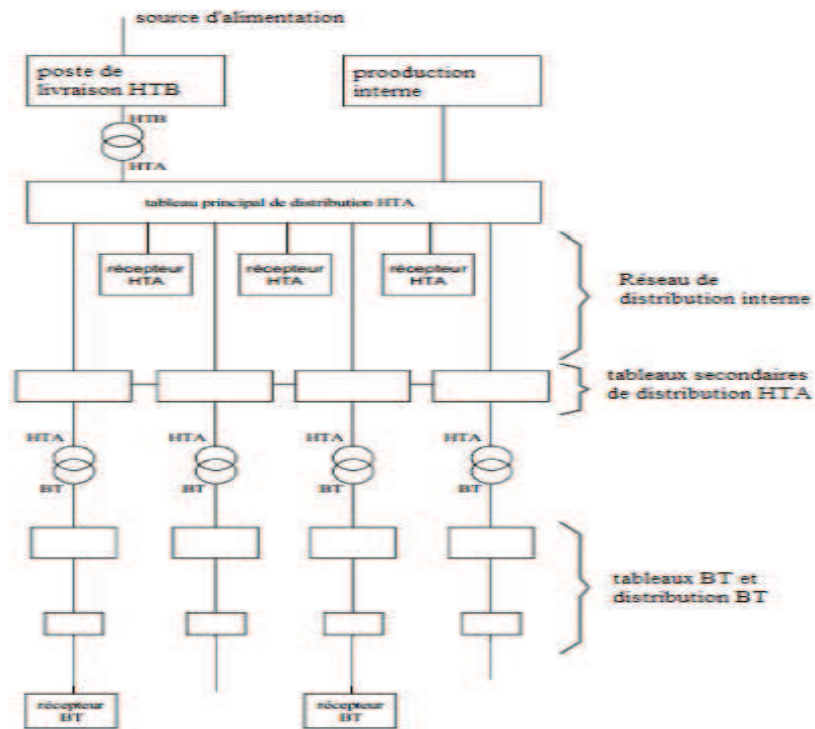


Figure I. 2 : Structure générale d'un réseau électrique [7]

I.5) Gamme des tensions utilisées par SONELGAZ en Algérie [3]

La nouvelle norme en vigueur en Algérie (SONELGAZ) définit les niveaux des tensions comme suit :

Domaines de Tension		Valeur de la tension composée nominale (U_n en Volts)	
		Tension Alternative	Tension Continue
Très Basse Tension (TBT)		$U_n \leq 50$	$U_n \leq 120$
Basse Tension	BTA	$50 < U_n \leq 500$	$120 < U_n \leq 750$
	BTB	$500 < U_n \leq 1000$	$750 < U_n \leq 1500$
Haute Tension	HTA	$1000 < U_n \leq 50000$	$1500 < U_n \leq 75000$
	HTB	$U_n > 50000$	$U_n > 75000$

Tableau I. 1 :Tableau de différentes tensions utilisées par Sonelgaz

I.6) Constitution des réseaux de distribution HTA [1]

Nous pouvons distinguer deux principaux types de réseaux HTA, selon la pose des conducteurs.

I.6.1) Réseaux HTA aériens

La structure des réseaux est arborescente à deux ordres de lignes : dorsales et dérivations. Des sous dérivations peuvent être utilisés pour alimenter des charges isolées ou pour grouper sous un même interrupteur à commande manuelle un ensemble de postes HTA/BT. Des interrupteurs automatiques seront installés à l'endroit de dérivation pour permettre l'isolation temporaire de la dérivation en défaut. Leur installation se fera suivant l'importance et la probabilité d'incidents sur la dérivation.

Les sous-dérivations doivent être équipées, au point de raccordement à la dérivation, d'interrupteurs manuels.

I.6.1.1) Structure arborescente

Cette structure est appliquée essentiellement aux réseaux ruraux réalisés en technique aérienne et desservant des zones à faible densité de charge.

I.6.1.2) Structure coupure d'artère

Cette structure est utilisée dans les agglomérations ou dans les zones à devenir aggloméré.

I.6.1.3) Structure double dérivation

Cette structure est employée dans les zones urbaines. Il existe un verrouillage entre les deux interrupteurs pour éviter une alimentation simultanée par les deux câbles.

Ces deux dernières structures sont appliquées aux zones à densité de charge plus importante et en particulier aux réseaux souterrains qui, de par leur délai de dépannage, nécessitent des possibilités de tronçonnement et de reprise.

I.6.2) Réseaux HTA souterrains

La structure des réseaux souterrains est à un seul type de lignes : les dorsales.

Ces réseaux, de par leur construction (faible longueur et forte section des conducteurs) sont le siège de chutes de tension réduites. De ce fait, et tenant compte de l'importance des incidents, il sera prévu une réalimentation soit par les réseaux voisins soit par un câble de secours. Tous les départs souterrains du réseau 30KV de la distribution de TIZI-OUZOU sont bouclés entre eux pour le secours en cas d'incident.

I.7) Structure des réseaux HTA [10]

On distingue trois structures : maillée, radiale et bouclée.

I.7.1) Structure maillée

Elle permet la réalimentation en cas d'indisponibilité d'un tronçon ou d'un poste HTA/BT après l'élimination de l'élément défectueux.

Elle présente l'inconvénient de n'utiliser les câbles que partiellement par rapport à leur capacité.

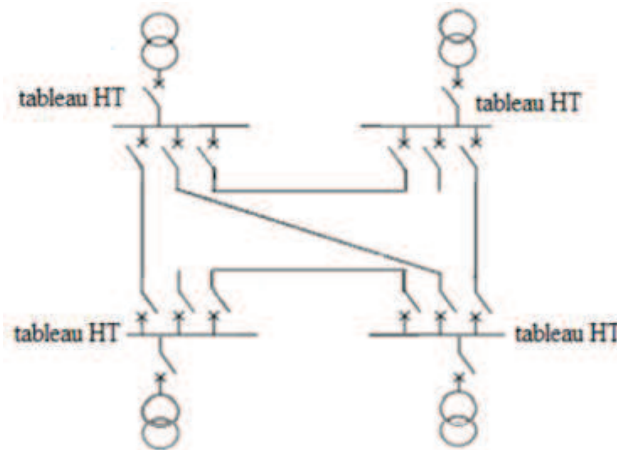


Figure I.3 : Structure des réseaux maillés

I.7.2) Structure radiale

A partir d'un poste d'alimentation, elle est constituée de plusieurs artères, dont chacune va en se ramifiant, mais sans jamais retrouver un point commun (structure d'un arbre).

I.7.2.1) Radial en simple antenne

Cette structure est préconisée lorsque les exigences de disponibilité sont faibles, elle est souvent retenue pour les réseaux (coût excessif par exemple).

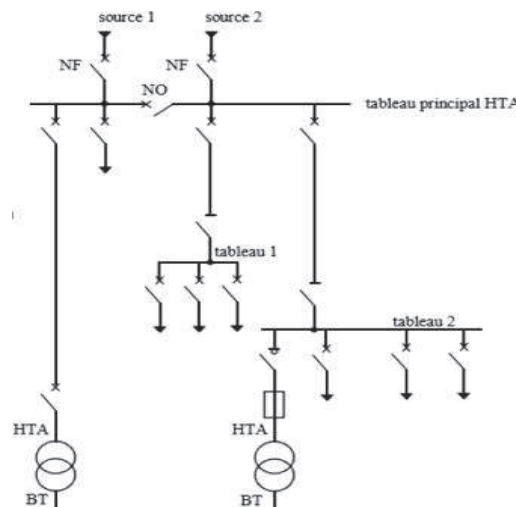


Figure I.4 : Réseau HTA radial en simple antenne

I.7.2.2) Radial en double antenne sans couplage

Tous les appareils de coupure sans légende sont normalement fermés.

Les tableaux 1 et 2 sont alimentés par 2 sources sans couplage, l'une en secours de l'autre.

- la disponibilité est bonne.
- l'absence de couplage des sources pour les tableaux 1 et 2 entraîne une exploitation moins souple.

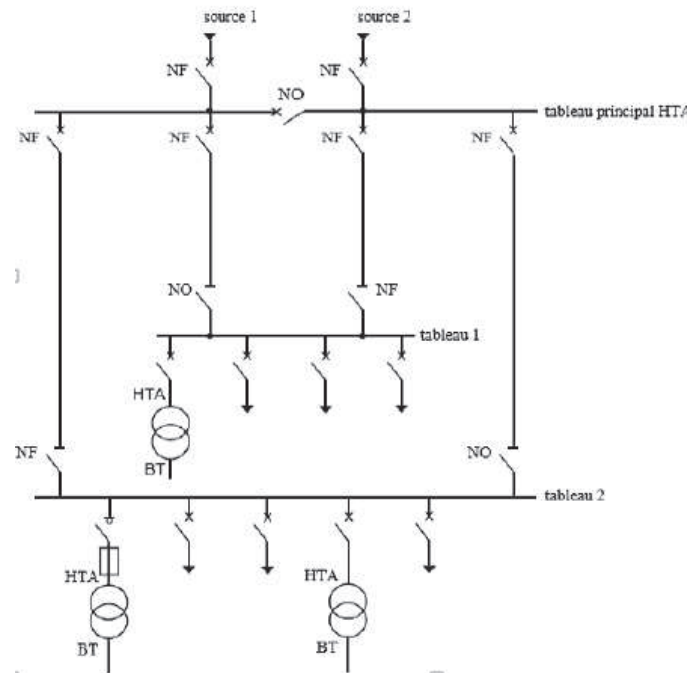


Figure I. 5 : Réseau HTA radial en double antenne sans couplage

I.7.2.3) Radial en double antenne avec couplage

Les tableaux 1 et 2 sont alimentés par 2 sources avec couplage. En fonctionnement normal, les disjoncteurs de couplage sont ouverts.

- chaque demi-jeu de barres peut être dépanné et être alimenté par l'une ou l'autre des sources.
- cette structure est préconisée lorsqu'une bonne disponibilité est demandée, elle est souvent retenue dans les domaines de la sidérurgie et de la pétrochimie.

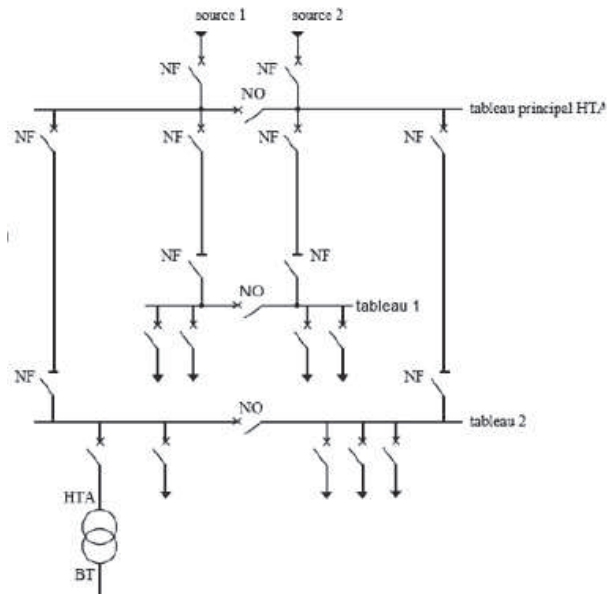


Figure I. 6 : Réseau HTA radial en double antenne avec couplage

I.7.3) Réseau bouclé

Cette solution est bien adaptée aux réseaux étendus avec des extensions futures importantes. Il existe deux possibilités suivant que la boucle est ouverte ou fermée en fonctionnement normal.

I.7.3.1) Boucle ouverte

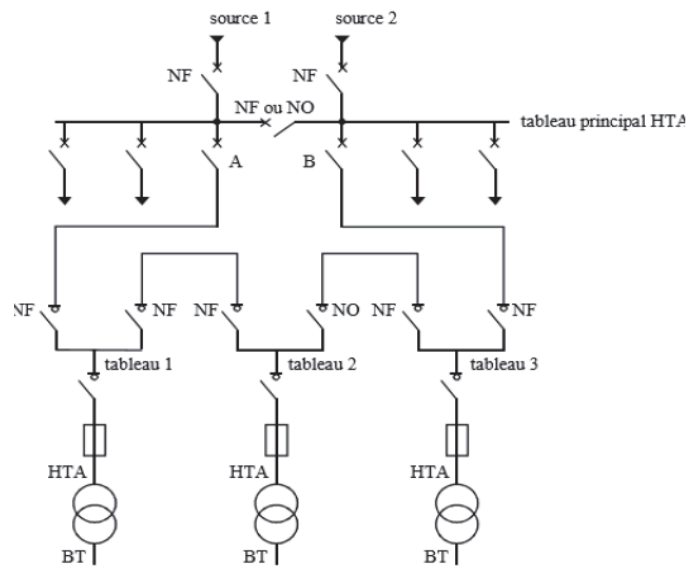


Figure I. 7 : Réseau HTA en boucle ouverte

- les têtes de boucle en A et B sont équipées de disjoncteurs.
- les appareils de coupure des tableaux 1, 2 et 3 sont des interrupteurs.

- en fonctionnement normal, la boucle est ouverte (sur la figure, elle est ouverte au niveau du tableau2).
- les tableaux peuvent être alimentés par l'une ou l'autre des sources.
- un défaut sur un câble ou la perte d'une source est pallié par une reconfiguration de la boucle
- cette reconfiguration engendre une coupure d'alimentation de quelques secondes si un automatisme de reconfiguration de boucle est installé.

La coupure est d'au moins plusieurs minutes ou dizaines de minutes si la reconfiguration de boucle est effectuée manuellement par le personnel d'exploitation.

I.7.3.2) Boucle fermée

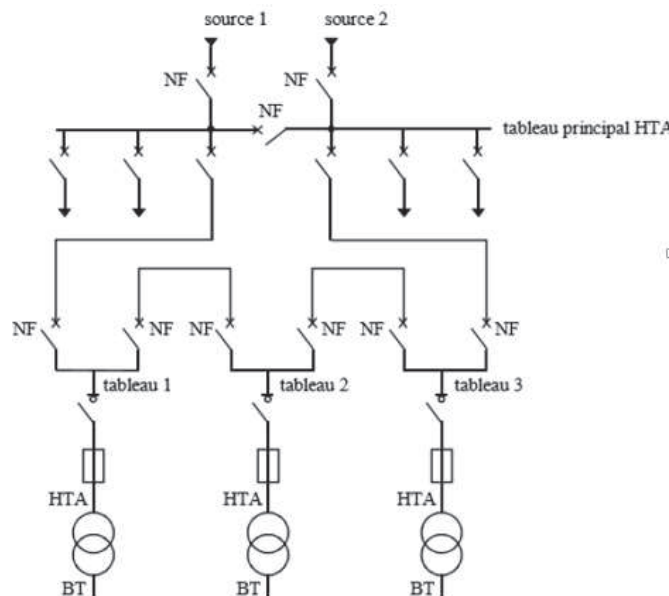


Figure I. 8 : Réseau HTA en boucle fermée

- tous les appareils de coupure de la boucle sont des disjoncteurs.
- en fonctionnement normal, la boucle est fermée.
- le système de protection permet d'éviter les coupures d'alimentation lors d'un défaut.

Cette solution est plus performante que le cas de la boucle ouverte car elle évite les coupures d'alimentation. Par contre, elle est plus onéreuse car elle nécessite des disjoncteurs dans chaque tableau et un système de protection plus élaboré.

I.7.3.3) En double dérivation

- les tableaux 1, 2 et 3 peuvent être dépannés et être alimentés par l'une ou l'autre des sources indépendamment.
- cette structure est bien adaptée aux réseaux étendus avec des extensions futures limitées et nécessitant une très bonne disponibilité.

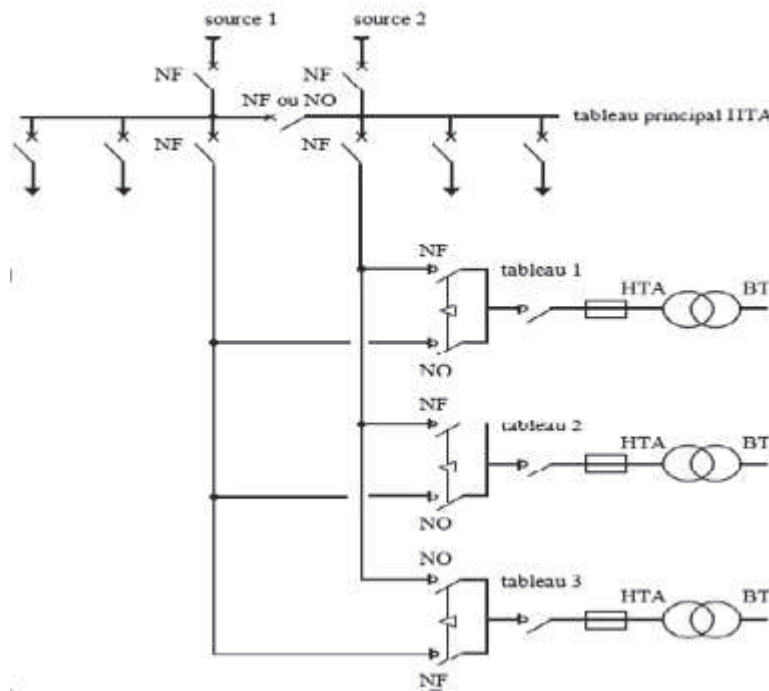


Figure I. 9 : Réseau HTA en double dérivation

I.8) Les types des postes HTA

On peut classer les postes suivant les fonctions qu'ils assurent :

I.8.1) Le poste HTB/HTA [11]

Ces postes de transformations comprennent les parties suivantes :

Etage HTB : se trouvant à l'extérieur il comprend des arrivées HTB ; Jeux de barres ; Transformateurs et Protections (parafoudre, sectionneurs.....).

Etage HTA : se compose de deux cellules :

Cellules arrivées : elles assurent la liaison entre le transformateur de puissance HTB/HTA qui se trouve à l'extérieur et le jeu de barres HTA qui se trouve à l'intérieur du bâtiment « moyenne tension », la liaison se fait en souterrain.

Cellules départs : elles assurent la liaison entre le jeu de barres HTA et le réseau de distribution aérien ou souterrain.

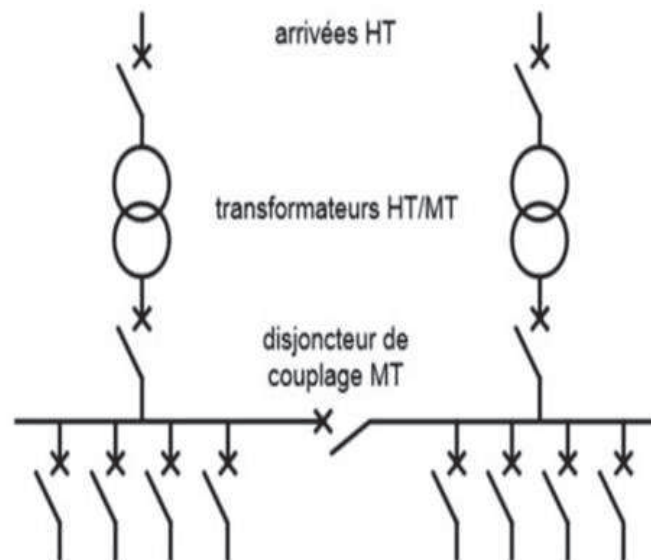


Figure I. 10 : Poste HTB/HTA [11]

Le poste HTB/HTA en distribution publique : Cet ouvrage est présent dans toute structure électrique d'un pays ; il est situé entre le réseau de répartition et le réseau de distribution HTA (ou MT).

Sa fonction est d'assurer le passage de la HTB à la HTA. Son schéma type comporte deux arrivées HT, deux transformateurs HTB/HTA, et de 10 à 20 départs HTA.

Ces départs alimentent des lignes en aérien et/ ou des câbles en souterrain.

I.8.2) Le poste HTA/HTA (ou MT/MT) [9]

Cet ouvrage peut réaliser deux fonctions :

- assurer la démultiplication des départs HTA en aval des postes HT/HTA. Dans ce cas, le poste ne comporte aucun transformateur. Il est constitué de deux arrivées HTA et de 8 à 12 départs HTA.
- assurer le passage entre deux niveaux HTA. De tels postes HTA/HTA intègrent des transformateurs. Ils sont nécessaires dans certains pays qui utilisent deux niveaux successifs de tension sur leur réseau HTA.

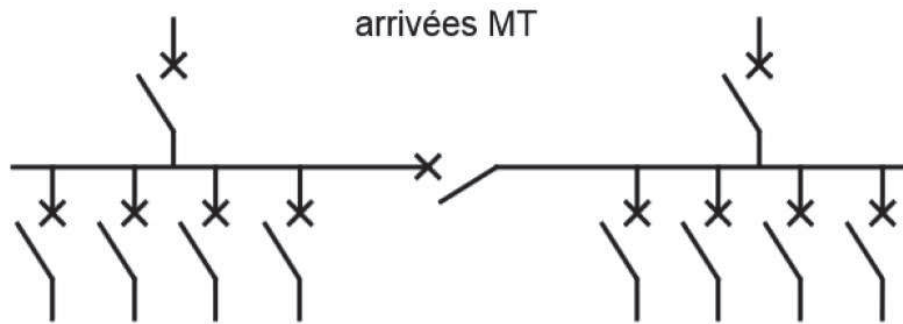


Figure I. 11 : Poste HTA/HTA [11]

I.8.3) Le poste HTA/BT [9]

Le poste HTA/BT en distribution publique est localisé entre le réseau de distribution HTA et le réseau de distribution BT, cet ouvrage est pour Assurer le passage de la HTA à la BT. Le schéma type de ce poste est évidemment beaucoup plus simple.

Comparativement au poste HTA/HTA, en particulier, l'appareil de base HTA utilisé est l'interrupteur et non plus le disjoncteur. Ces postes sont constitués de quatre parties :

- L'équipement HTA pour le raccordement au réseau amont ;
- Le transformateur de distribution HTA/BT ;
- Le tableau des départs BT comme points de raccordement du réseau aval de distribution (en BT) ;
- Et de plus en plus souvent une enveloppe extérieure préfabriquée (métallique ou de plus en plus souvent en béton) qui contient les éléments précédents.

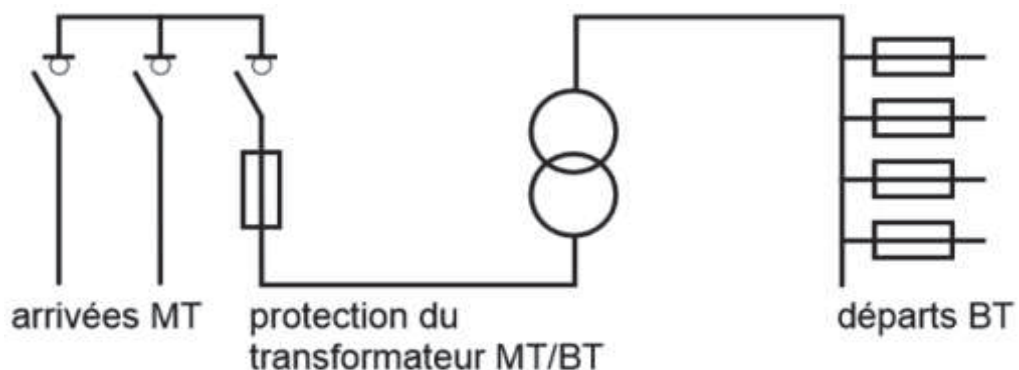


Figure I. 12 : Poste HTA/BT

On peut classer les postes HTA/BT en deux catégories.

- Les postes d'extérieur (Poste sur poteau) aérien
- Les postes d'intérieur ou souterrain

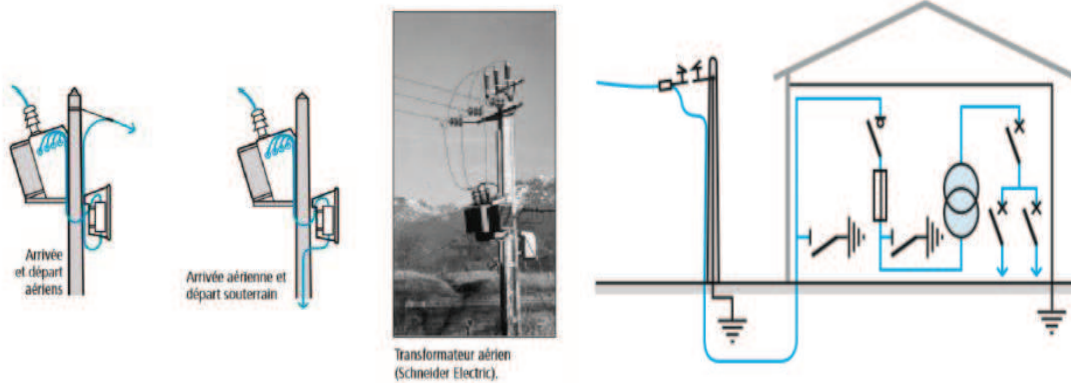


Figure I.13 : Exemple de poste sur poteau **Figure I.16 :** Exemple d'un poste intérieur [12]

I.9) Composition d'un départ HTA

Un départ HTA est issu d'une rame alimentée par un transformateur HT/HTA.

La cellule du départ HTA comprend une partie du jeu de barres alimentées par le transformateur HT, le disjoncteur qui est le moyen de coupure et de manœuvres, les TC, la protection qui est composée par des relais destinés à recevoir les réglages à afficher qui vont par la suite commander le fonctionnement du disjoncteur (ouverture et fermeture), donc fournir ou couper l'alimentation en énergie électrique.

I.10) Conclusion

Nous avons présenté dans ce premier chapitre des notions générales sur les catégories des tensions, les différentes structures des réseaux, les postes et leurs compositions, en arrivant à la composition de la cellule d'un départ HTA, dans laquelle on trouve les relais et les organes concernés par les protections à calculer et à afficher .

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

CHAPITRE II

Protection des réseaux électriques

II.1) Introduction

Les différentes parties des réseaux électriques peuvent être le siège d'un nombre d'incidents qui sont dus en général à l'apparition de défaut.

Lorsqu'un défaut se produit sur un élément du réseau électrique, il est indispensable de mettre hors tension la partie du réseau en défaut. Afin de limiter les dégâts que l'arc électrique peut causer.

II.2) Système de protection

II.2.1) Définition

C'est un dispositif de surveillance continue de l'état électrique du réseau. Il est destiné à donner des ordres de mise hors tension du circuit de ce réseau, siège d'un fonctionnement anormal ou d'un défaut lorsque les grandeurs électriques qui l'alimentent franchissent un seuil prédéterminé.

II.2.2) Rôle d'un système de protection [5]

Ces systèmes de protection permettent d'éviter les conséquences des incidents qui peuvent être dangereuses pour les personnes et pour le matériel. Pour cela, ils doivent pouvoir :

- Assurer la protection des personnes contre tout danger électrique,
- Limiter les contraintes thermiques, diélectriques et mécaniques auxquelles est soumis le matériel,
- Préserver la stabilité du réseau,

II.2.3) Qualité d'un système de protection [5]

Pour qu'un système de protection accomplisse convenablement sa mission, il doit présenter les qualités suivantes ;

- Fiabilité** : Un dispositif de protection doit être précis dans ses décisions, être efficace
- Sélectivité** : Isoler seulement l'élément en défaut.
- Rapidité d'action** : Pour éviter l'augmentation de la zone perturbée.
- Sensibilité** : Doit détecter la moindre variation des paramètres de l'élément surveillé.
- Consommation** : Doit avoir une consommation réduite.

II.2-4) Constitution d'un système de protection [2]

Un système de protection est constitué :

- D'un organe de mesure ou d'une chaîne de mesure.
- D'un organe de comparaison.
- D'un organe d'élaboration d'ordre des manœuvres
- D'un organe de signalisation et de l'exécution d'ordre des manœuvres.

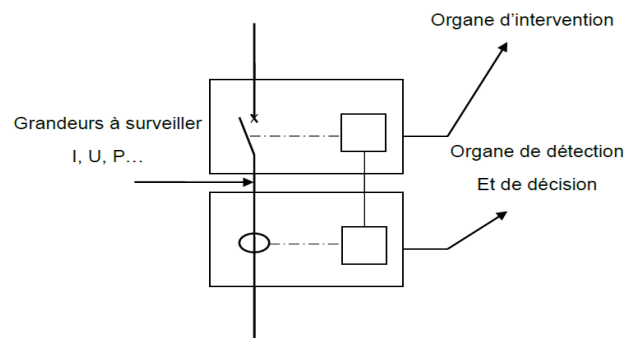


Figure II.1 : Constitution d'un système de protection

II.3) Les différentes possibilités de mise à la terre du neutre HTA (coté transformateur HTA)

Sur les réseaux de distribution, la mise à la terre du neutre HTA détermine d'une manière essentielle les caractéristiques des défauts à la terre lorsque ceux-ci se produisent.

L'attention particulière apportée à ce problème est justifiée par le fait que, sur les réseaux de distribution HTA, 70 à 80 % des défauts sont monophasés.

a) Neutre mis directement à la terre

Une liaison électrique d'impédance négligeable est réalisée intentionnellement entre le point neutre et la terre.

Le neutre étant mis à la terre sans impédance de limitation, le courant de défaut entre phase et terre est pratiquement un court-circuit phase neutre, donc de valeur élevée.

La coupure se fait au premier défaut d'isolement. [13].

b) Neutre mis à la terre par une résistance

Une résistance est connectée volontairement entre le point neutre et la terre.

c) Neutre mis à la terre par une réactance faible

Une réactance est intercalée volontairement entre le point neutre et la terre. Pour les réseaux de tension supérieure à 40kV, on préfère utiliser une réactance plutôt qu'une résistance pour des raisons de difficulté de réalisation dues au dégagement de chaleur en cas de défaut. [13]

d) Neutre Mis à la terre par réactance de compensation

Une réactance raccordée sur la capacité phase-terre totale du réseau et intercalée entre le point neutre et la terre de sorte qu'en présence d'un défaut à la terre, le courant dans le défaut est voisin de zéro. [13]

II.4) Les appareils de protection

Les principaux appareils de protection sont :

II.4-1) Les parafoudres

Est un dispositif de protection des appareillages électriques ou électroniques contre les surtensions électriques transitoires générées par la foudre ou certains équipements industriels.

Pour une tension élevée (surtension), R est faible, le courant de défaut est écoulé directement à la terre (équivalent d'un interrupteur fermé).

Lorsque la tension est voisine de la tension de service, R est élevée, le courant de fuite est coupé (équivalent d'un interrupteur ouvert) sans déclencher le départ.

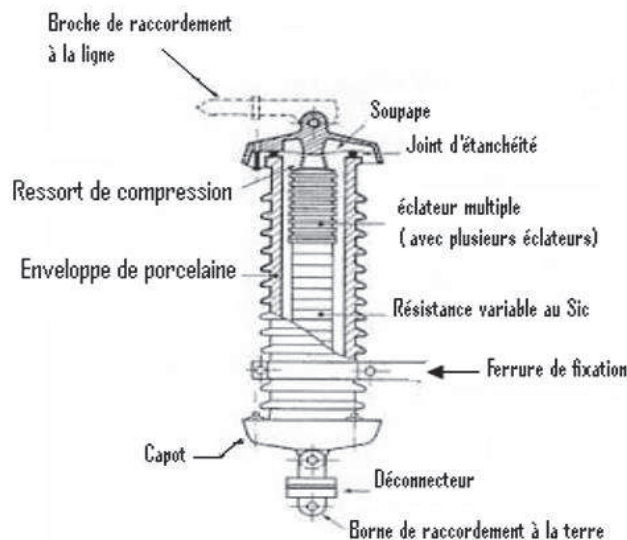


Figure II.2 : Exemple d'un parafoudre

II.4.2) Les éclateurs

Ils sont composés de deux électrodes situées l'une face à l'autre dans un milieu qui peut être l'air ambiant (éclateur à air), ou du gaz (éclateurs à gaz). Au-delà d'une certaine tension entre les électrodes, un amorçage se produit et le courant passe en formant un arc électrique. Les éclateurs permettent de dévier des courants de foudre importants. Les éclateurs sont utilisés en HT et MT, ils sont placés sur les points des réseaux particulièrement exposés à l'entrée des postes MT/BT.

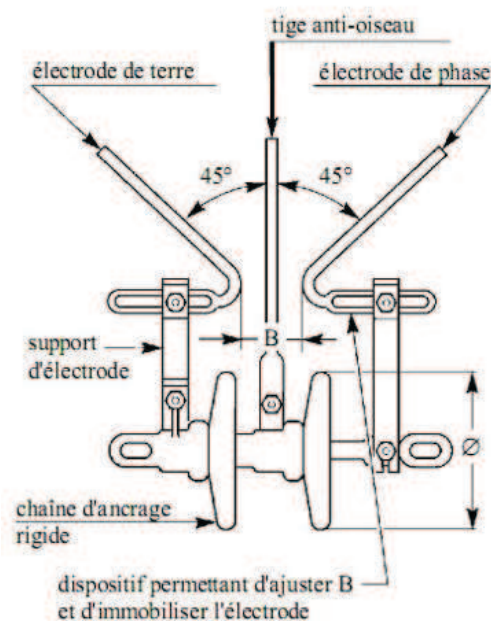


Figure II.3 : Exemple d'un Eclateur

II.4.3) Les interrupteurs

La structure du réseau de distribution HTA est en général arborescente. Elle comprend une ligne principale et des dérives. Au départ de la ligne principale se trouve le disjoncteur de protection et les dérives qui sont équipées d'interrupteurs permettant de les isoler.

II.4.3.1) Différent types des interrupteurs

Les interrupteurs les plus utilisés sont :

- Interrupteur-sectionneur ;
- Interrupteur aérien à commande mécanique (IACM) ;
- Interrupteur aérien à ouverture automatique dans le creux de tension (IACT) ;

- Interrupteur aérien télécommandé à ouverture automatique dans le creux de tension (IATCT);

II.4.3.2) Description de l'IAC (interrupteur aérien à creux de tension)

L'IAC est équipé d'un automatisme alimenté par le courant de défaut qui provoque son ouverture à la troisième séquence du cycle du disjoncteur de départ.

Il doit remplir les fonctions suivantes :

- Interdire l'ouverture de l'interrupteur tant que l'un des détecteurs de défauts est sollicité.
- Ne pas enregistrer les défauts dont la durée est inférieure à 0.25 secondes.
- Deux défauts écartés de moins de 1.5 secondes doivent être comptés pour un seul.
- Provoquer l'ouverture automatique de l'interrupteur au plus de 10 secondes sans l'ouverture du disjoncteur de départ dans le cas d'un défaut permanent à l'aval de la dérivation en défaut.

II.4.3.3) Description de l'IATCT (interrupteur aérien télécommandé à creux de tension)

Ces interrupteurs doivent être conçus pour être intégrés facilement dans un système de téléconduite et de permettre les principales fonctions suivantes :

- Coupure en charge de l'énergie électrique ;
- Commande électrique ou manuelle ;
- Mesure, mémorisation et affichage des grandeurs électrique ;
- Localisation du défaut ;
- Communication locale ou à distance.

II.4.3.4) Fonctionnement

Le réenclenchement s'organise comme suit :

Un premier cycle rapide enchaîne une attente de 0.2 s et une ouverture pendant 0.3s, il permet d'éliminer l'ensemble des défauts fugitifs soit près de 80 % défauts ; si à la fermeture, le défaut persiste, on attaque alors le deuxième cycle dit lent. Ce deuxième cycle enchaîne une attente de 0.5s en position fermé puis le disjoncteur s'ouvre pour une période de 15 à 30s. La majorité des défauts semi-permanents s'éliminent ainsi. Si le défaut persiste après la fermeture qui termine le cycle lent, un troisième suit auquel ne persistent que des défauts permanents qui doivent alors être éliminés par l'ouverture définitive du disjoncteur.

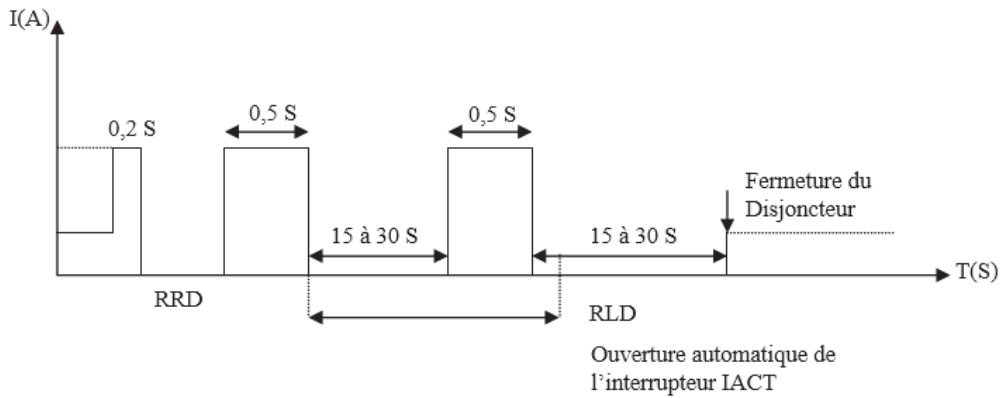


Figure II.4 : Cycle du réenclencheur commandant le disjoncteur tête de départ

RRD : Réenclenchement rapide du disjoncteur.

RLD : Réenclenchement lent du disjoncteur.

II.4.4) Les automates associés aux protections des départs MT

Les dispositifs d'exploitation automatiques de reprise de service sont des appareils qui ont pour but d'améliorer la continuité de service.

Donc il serait très pratique d'utiliser des automates tels que le réenclencheur mixte qui est capable de sélectionner la nature de défaut (fugitif, semi-permanent et permanent). Il existe deux sortes d'automates :

- Les réenclencheurs rapides pour les défauts fugitifs ;
- Les réenclencheurs lents pour les défauts semi-permanent et permanent.

II.4.4.1) Le réenclencheur rapide

Il a pour but d'éliminer les défauts fugitifs monophasés ou polyphasés. Pour éliminer ces défauts une mise hors tension du réseau de l'ordre de 0,3 seconde est suffisante.

Les 0,3s permettent une récombénisation de l'arc sans risque d'amorçage à la remise sous tension. Ce temps est suffisamment court pour ne pas gêner la plupart des utilisateurs.

II.4.4.1.1) Diagramme sur un défaut fugitif

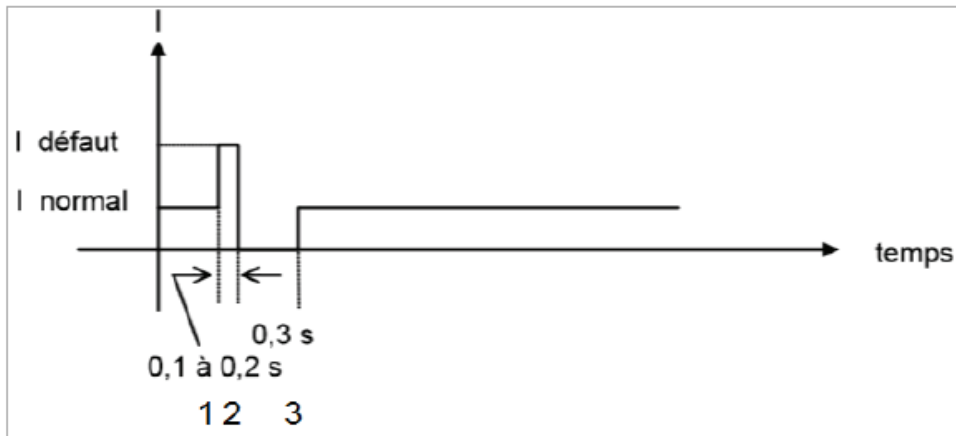


Figure II.5 : Diagramme sur un défaut fugitif

t : dépend de l'inertie du disjoncteur, de la rapidité de la protection.

- 1- apparition du défaut.
- 2- 0,1 à 0,2 seconde après=> ouverture du disjoncteur.
- 3- 0,3 seconde après environ => fermeture du disjoncteur => le défaut s'est éliminé.

II.4.4.1.2) Diagramme sur un défaut semi-permanent ou permanent

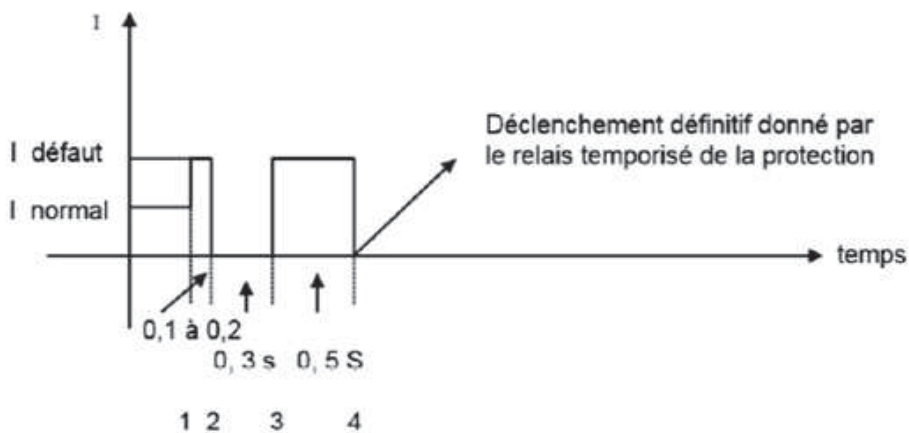


Figure II.6 : Diagramme sur un défaut semi-permanent ou permanent

- 3- 0,3 seconde après =>fermeture du disjoncteur => le défaut persiste
- 4- 0,5 seconde après environ => ouverture définitive du disjoncteur.

II.4-4-2) Le réenclencheur avec un cycle rapide plus deux cycles lents

Le réenclencheur lent a pour but d'éliminer les défauts semi-permanents qui réapparaissent après un cycle rapide.

Ces défauts nécessitent une mise hors tension de la ligne de l'ordre de 15 secondes.

II.4.4.2.1) Diagramme sur défaut semi-permanent

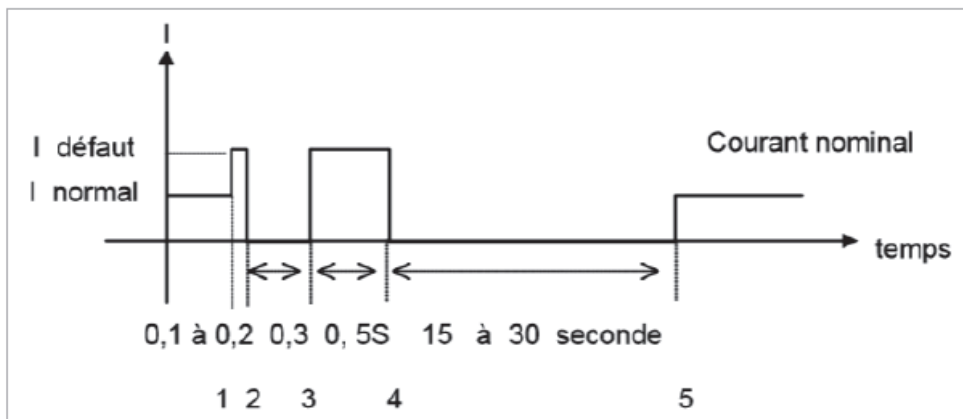


Figure II.7 : Diagramme sur défaut semi-permanent

- 3 -après le cycle rapide le défaut persiste
- 4 -0,5 seconde après => ouverture du disjoncteur
- 5 -15 à30 seconde après => fermeture du disjoncteur le défaut s'est éliminé.

II.4.4.2.2) Diagramme sur défaut permanent

C'est un défaut permanent. Le disjoncteur est déclenché après 500 ms jusqu'à la fin de l'intervention nécessaire.

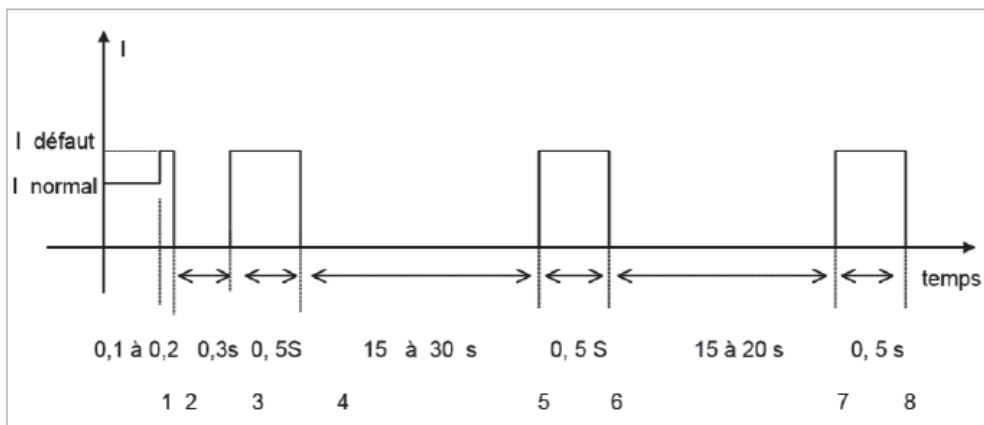


Figure II.8: Diagramme sur défaut permanent

- 5 -15 à30 secondes après => fermeture du disjoncteur =>le défaut persiste.
- 6 -0,5 seconde après environ => ouverture du disjoncteur.
- 7 -15 à20 secondes après => fermeture du disjoncteur => le défaut persiste.
- 8- 0,5 seconde après environ => ouverture définitive du disjoncteur.

II.4.5) Les disjoncteurs

Le disjoncteur est un organe électromécanique de protection, dont la fonction est d'interrompre le courant de surcharge ou un courant de court-circuit dans une installation. Son pouvoir de coupure et de fermeture est très élevé. Suivant sa conception, il peut surveiller un ou plusieurs paramètres d'une ligne électrique. Sa principale caractéristique lui permet de ne subir aucune avarie lors de son fonctionnement.

Suivant le moyen utilisé pour éteindre l'arc électrique lors de l'ouverture ou de la fermeture du circuit, les disjoncteurs MT et HT peuvent être :

- Disjoncteurs à l'huile ;
- Disjoncteurs à air comprimé ;
- Disjoncteurs sous vide ;
- Disjoncteurs à soufflage magnétique.
- Disjoncteur à l'hexafluorure de soufre (SF6)

II.4.6) Les Relais de protection

II.4.6.1) Définition

Ce sont des dispositifs de surveillance des grandeurs électriques du réseau. Ils sont destinés à donner des ordres de coupure ou de mise hors tension du circuit de ce réseau lorsque les grandeurs qui l'alimentent franchissent un seuil prédéterminé.

II.4.6.2) Désignation d'un relais de protection

Un relais est désigné selon la grandeur surveillée (tension, courant, puissance, impédance....)

- Relais à maximum de courant RMA.
- Relais à maximum ou minimum de tension RMV.
- Relais directionnel de puissance RDW.
- Relais à minimum de réactance RMX.

II.4.6.3) Mode d'exploitation

Ils sont exploités suivant leur constitution :

II.4.6.3.1) Relais électromécanique

Ce relais est basé sur le principe d'un disque d'induction, actionné par des bobines alimentées par des variables électriques du réseau via des transformateurs de tension. Un ressort de rappel réglable détermine la limite de l'action du disque sur un déclencheur (point de réglage).

Les équipements électromécaniques sont des assemblages de fonctions : détection de seuils et temporisation. Ils ont l'avantage d'être robustes, de fonctionner sans source d'énergie auxiliaire et d'être peu sensibles aux perturbations électromagnétique. [3]

II.4.6.3.2) Relais électromagnétique

Il est constitué d'une armature mobile sur laquelle agissent des bobines ou des aimants ou des conducteurs.

La bobine parcourue par un courant provoque l'aimantation du circuit magnétique dont la partie mobile se déplace. La force d'attraction sur la partie mobile sera d'autant plus grande que l'intensité du courant sera plus élevée et l'entrefer plus faible.

II.4.6.3.3) Relais à balance

C'est un relais dont l'équipage mobile est constitué par un fléau de balance soumise à l'action de deux forces antagonistes.

II.4.6.3.4) Relais thermique

Il comporte un élément actif chauffé par le passage de l'intensité de courant absorbé par l'appareil à protéger. Cet élément est une lame bimétallique qui se déforme sous l'effet de l'augmentation de la température engendrée par la surintensité.

II.4.6.3.5) Relais statique

Il comporte des circuits intégrés linéaires au silicium composés de portes et circuits logique, et plus récemment ils comportent des mémoires et des microprocesseurs.

Remplacent de plus en plus les relais électromagnétiques pour les avantages : plus précis, plus sensibles, plus rapides, plus sélectifs, rapidité de dépannage, durée de vie plus longue, faible consommation, moins encombrants.

II.4.6.3.6) Relais numérique

La technologie numérique a fait son apparition au début des années 1980. Avec le développement des microprocesseurs et des mémoires, les puces électriques ont été intégrées aux équipements de protection.

Les protections numériques, sont basées sur le principe de la transformation de variables électriques du réseau, fournies par des transformateurs de mesure, en signaux numériques de faible voltage. L'utilisation de techniques numériques de traitement du signal permet de décomposer le signal en vecteurs, ce qui autorise un traitement de données via des algorithmes de protection en fonction de la protection désirée. En outre, ils sont équipés d'un écran d'affichage à cristaux liquides sur la face avant pour le fonctionnement local.

Ces dispositifs nécessitant une source auxiliaire, offrent un excellent niveau de précision et un haut niveau de sensibilité. Ils procurent de nouvelles possibilités, comme :

- Intégration de plusieurs fonctions pour réaliser une fonction de protection complète dans une même unité,
- Le traitement et le stockage de données,
- L'enregistrement des perturbations du réseau (pétrographe),
- Le diagnostic des dispositifs connectés (disjoncteurs,etc.).

II.5) Les Appareils de mesures

II.5.1) Transformateur de mesure

En distribution électrique HTA les valeurs élevées de courant et de tension ne permettent pas leur utilisation directe par les unités de mesure ou protection.

Des transformateurs de mesure sont nécessaires pour fournir des valeurs utilisables par ces dispositifs qui peuvent être :

- des appareils analogiques, utilisant directement le signal fourni ;
- des unités de traitements numériques à microprocesseur, après conversion analogique/digitale du signal en entrée (ex. : SEPAM ou Power Logic System) [10].

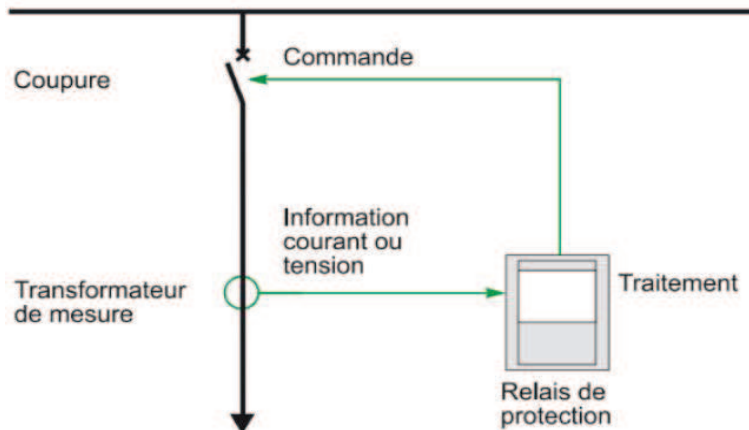


Figure II.9 : Exemple d'utilisation de transformateur de mesure dans une chaîne de protection [8]

II.5.1.1) Les transformateurs de courants « TC » de mesure

Les transformateurs de courant sont utilisés pour fournir l'information aux «relais » de protection et/ou de mesure et les protéger. Pour cela, ils doivent délivrer un courant secondaire proportionnel au courant primaire qui les traverse. Ils doivent donc être adaptés aux caractéristiques du réseau : tension, fréquence et courant.

Un transformateur de courant est constitué d'un circuit primaire et d'un circuit secondaire couplés par un circuit magnétique et d'un enrobage isolant, en époxy-silice dans le cas des transformateurs Schneider Electric.

L'appareil est de type :

- bobiné : lorsque le primaire et le secondaire comportent un bobinage enroulé sur le circuit magnétique.
- traversant : primaire constitué par un conducteur non isolé de l'installation.
- tore : primaire constitué par un câble isolé. [8]

II.5.1.2) Les transformateurs de tension (TT ou TP)

Branchés au primaire sur le réseau HTA, ils délivrent au secondaire une valeur de tension réduite proportionnelle à la tension du réseau sur lequel ils sont installés.

Ils sont constitués d'un enroulement primaire, d'un circuit magnétique, d'un ou plusieurs enroulements secondaires, le tout enrobé dans une résine isolante. Ils sont de deux types, selon leur raccordement :

- phase/phase : primaire raccordé entre deux phases.
- phase/terre : primaire raccordé entre une phase et la terre [8].

II.6) Tableau MT (HTA)

La gamme est un tableau HTA à appareil débrochable, se composant d'unités fonctionnelles assemblées entre elles pour réaliser les fonctions arrivée, départ, couplage, mesure et mise à la terre du jeu de barres.

C'est un appareil sous enveloppe métallique pour installation à l'intérieur destinée à réaliser la partie HTA des postes HT/HTA et des postes HTA/HTA de forte puissance.

Les équipements sont de type blindé à disjoncteur débrochables dès la conception a pris en compte trois principales attentes des utilisateurs :

- Fiabilité et maintenabilité pour assurer la continuité de service ;
- Simplicité de mise en place, de manœuvre et d'entretien ;
- Sécurité des personnes.



Figure II.10 : Tableau MT

II.7) L'unité fonctionnelle

Elle est constituée de tous les matériels des circuits principaux et des circuits auxiliaires qui concourent à l'exécution d'une fonction de protection.

Chaque unité fonctionnelle regroupe l'ensemble des éléments nécessaire pour remplir sa fonction :

- **La cellule**
- **La chaîne de protection et de contrôle commande**
- **La partie mobile**

Trois configurations de base de cellules sont proposées :

- **Cellule arrivée** : alimente et protège le tableau,
- **Cellule départ** : alimente et protège une partie et /ou un composant du réseau HTA (ligne aérien et souterraine, transformateur,...)
- **Cellule couplage** : est conçue pour interconnecter deux demi jeu de barres afin de :
 - Assurer la continuité de service lorsqu'une des sources est indisponible
 - Connecter plusieurs sources en parallèle.

II.7.1) Composition d'une cellule départ HTA

La cellule est du type "blindé" c'est à dire que les parties Moyenne tension sont compartimentées par des cloisons métalliques reliées à la terre qui séparent entre eux.

La cellule se compose de :

- jeu de barres : le compartiment jeu de barres HTA pour les liaisons électriques entre plusieurs cellules HTA regroupées en tableaux ;
- La Partie mobile : débrochable (Disjoncteurs) ;
- Raccordement HTA : le compartiment raccords aux câbles HTA, souvent prévu pour recevoir les capteurs de mesure. Souvent un quatrième compartiment complète cet ensemble, il s'agit du compartiment contrôle (ou caisson BT) qui contient les unités de protection et de contrôle- commande.
- Sectionneur de terre, transformateurs de tension éventuels et transformateurs de courant.

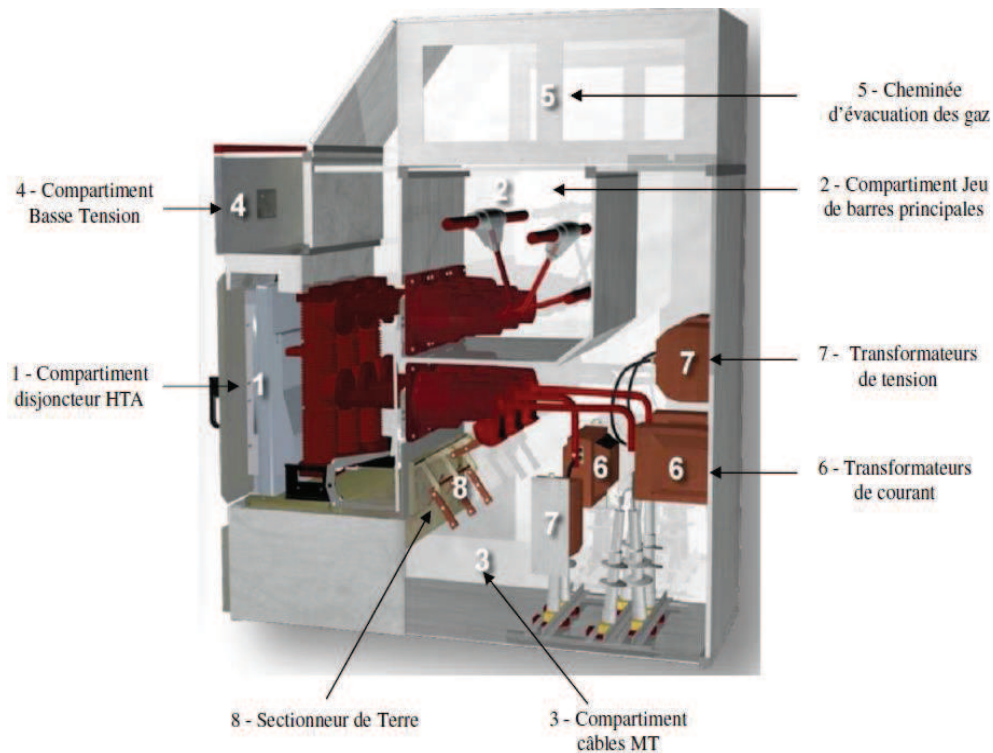


Figure II.11 : Schéma d'une cellule HTA d'un tableau préfabriqué

II.7.2) La chaîne de protection et de contrôle commande

Elle comprend :

1. Unité de protection et de contrôle commande,
2. transformateurs de mesure,
3. des transformateurs de tension,
4. des auxiliaires basses tensions : boîte d'essais, contacts auxiliaires.

II.7.3) La partie mobile

- le disjoncteur avec son mécanisme de fermeture et d'ouverture, le chariot de sectionnement ou le chariot de mise à la terre ;
- le dispositif de propulsion par manivelle pour embrochage-débrochage ;
- les verrouillages pour ancrer la partie mobile sur la partie fixe en position de service ou sectionnée.

II.8) Protection des départs HTA

II.8.1) Protection des transformateurs HTB/HTA

Les transformateurs HTB/HTA sont généralement protégés par des protections à maximum de courant.

- **La première, côté HTB** : est une protection à maximum de courant à deux seuils.
 - Le premier seuil temporisé.
 - Le deuxième seuil instantané pour les court-circuits sur le primaire du transformateur.
- **La deuxième, côté HTA** : est une protection à deux seuils contre les surcharges du transformateur, elle constitue aussi une protection de secours vis-à-vis des défauts polyphasés sur les lignes HTA. [16]

1-Surcharge

La surcharge peut être due à l'augmentation du nombre de charges alimentées simultanément ou à l'augmentation de la puissance absorbée par une ou plusieurs charges.

Elle se traduit par une surintensité de longue durée qui provoque une élévation de température préjudiciable à la tenue des isolants et à la longévité du transformateur.

La surintensité de longue durée peut être détectée par une protection à maximum de courant phase temporisée à temps indépendant ou à temps inverse (50/51), sélective avec les protections secondaires.

On surveille la température du diélectrique pour les transformateurs à isolation liquide ou la température des enroulements pour les transformateurs secs.

On utilise une protection à image thermique pour surveiller avec une meilleure sensibilité l'élévation de température : l'échauffement est déterminé par simulation du dégagement de chaleur fonction du courant.

Pour les transformateurs MT/BT, une surcharge peut être détectée côté basse tension par le déclencheur long retard du disjoncteur BT principal. [8]

2-Court-circuit

Le court-circuit peut être interne au transformateur ou externe. Plusieurs protections peuvent être mises en œuvre :

- Pour les transformateurs dans l'huile, des dispositifs sensibles au dégagement de gaz et au déplacement d'huile provoqués par un court-circuit entre spires d'une même phase ou un court-circuit entre phases :
 - relais Buchholz pour les transformateurs HT/HT de type respirant ;

- détecteurs de gaz et pression pour les transformateurs HT/BT de type étanche.
- La protection différentielle de transformateur (87T), qui assure une protection rapide contre les défauts entre phases. Elle est sensible et elle s'utilise pour les transformateurs vitaux de forte puissance. Voir figure (II.12).

- Une protection à maximum de courant phase instantanée (50/51), associée au disjoncteur situé au primaire du transformateur assure la protection contre les court-circuits violents au primaire. Le seuil de courant est réglé à une valeur supérieure au courant dû à un court-circuit au secondaire : la sélectivité ampérométrique est ainsi assurée. Voir figure(II.13)

Un fusible HT peut assurer la protection des transformateurs de petite puissance.

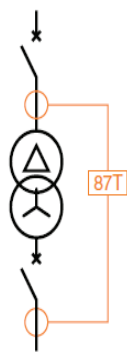


Figure II.12 : Protection différentielle de transformateur [8]

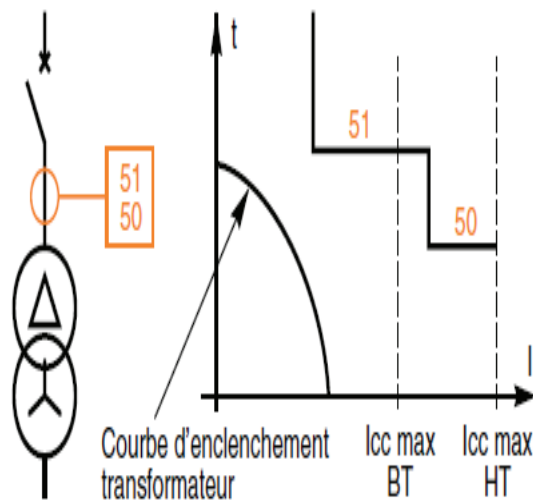


Figure II.13 : Protection de transformateur à maximum de courant [8]

3-Défaut à la masse

Le défaut à la masse est un défaut interne. Il peut se produire entre bobinage et cuve ou entre bobinage et noyau magnétique.

Masse cuve, cette protection à maximum de courant faiblement temporisée (51G) installée sur la connexion de mise à la terre de la masse du transformateur constitue une solution simple et efficace contre les défauts internes entre un enroulement et la masse ; elle nécessite l'isolement du transformateur par rapport à la terre.

Cette protection est sélective : elle n'est sensible qu'aux défauts à la masse du transformateur des côtés primaire et secondaire. Voir figure (II.14)

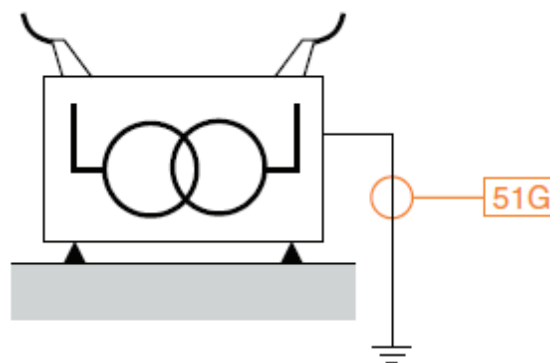


Figure II.14 : Protection de masse cuve transformateur

Une autre solution consiste à assurer la protection contre les défauts à la terre :

- Par la protection de terre (51N) située sur le réseau amont pour le défaut masse affectant le primaire du transformateur.
- par la protection de terre (51N) située sur l'arrivée du tableau alimenté, si la mise à la terre du neutre du réseau aval est réalisée sur le jeu de barres. Voir figure (II.15).

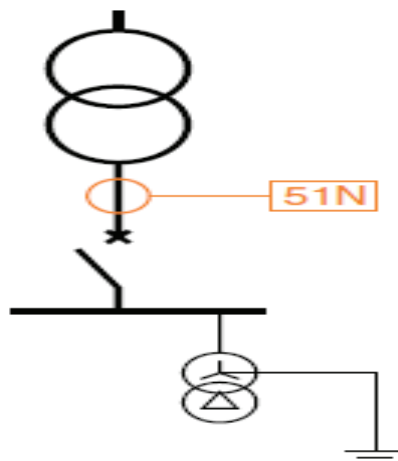


Figure II.15 : Protection de terre

Ces protections sont sélectives : elles ne sont sensibles qu'aux défauts phase-terre situés dans le transformateur ou sur les liaisons amont et aval.

- par une protection de terre restreinte (64REF) si la mise à la terre du neutre du réseau en aval se fait au niveau du transformateur. Il s'agit d'une protection différentielle qui détecte la différence des courants résiduels mesurés sur la mise à la terre du neutre d'une part et sur la sortie triphasée du transformateur d'autre part. Voir figure (II.16)

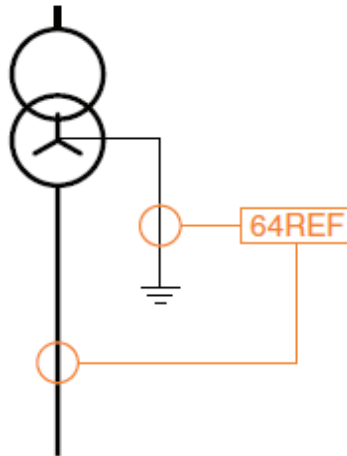


Figure II.16 : Protection de terre restreinte.

- par une protection de terre point neutre (51G) si la mise à la terre du neutre du réseau en aval se fait au niveau du transformateur. Voir figure (II.17)

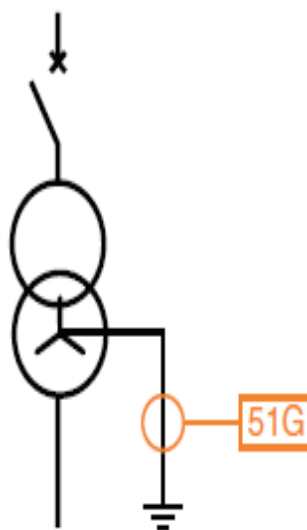


Figure II.17 : Protection à maximum de tension

- par une protection à maximum de tension résiduelle (59N) si le neutre du réseau en aval est isolé de la terre. Voir figure (II.18)

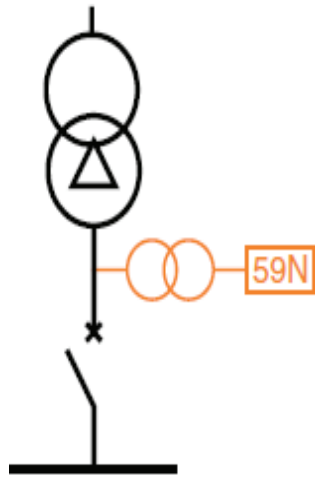


Figure II.18 : Protection de terre point neutre

II-8-2) Protection des jeux de barres

Les jeux de barres sont rarement le siège de défauts à cause de leurs petites longueurs et leurs petits diamètres, mais il est nécessaire de prévoir leurs éliminations le plus rapidement possibles car ils peuvent engendrer des dégâts importants, comme ils peuvent déstabiliser une partie ou tout le réseau.

La protection des jeux de barres peut être effectuée par une protection différentielle, comme elle peut être effectuée par une protection de masse. [16]

1- Protection différentielle de jeu de barres

C'est la protection la plus utilisée pour protéger les jeux de barres car elle est très rapide et sélective. Elle est la plus efficace pour garantir l'élimination sûre de tout défaut sur le jeu de barres.

Son principe repose sur la comparaison entre le courant arrivant de la source et la somme des courants sortant par les départs. On dit que le jeu de barres est sain si la différence des courants est nulle, dans le cas contraire, il existe un défaut et l'appareil de coupure associé se déclenche. Voir figure (II.19). [16]

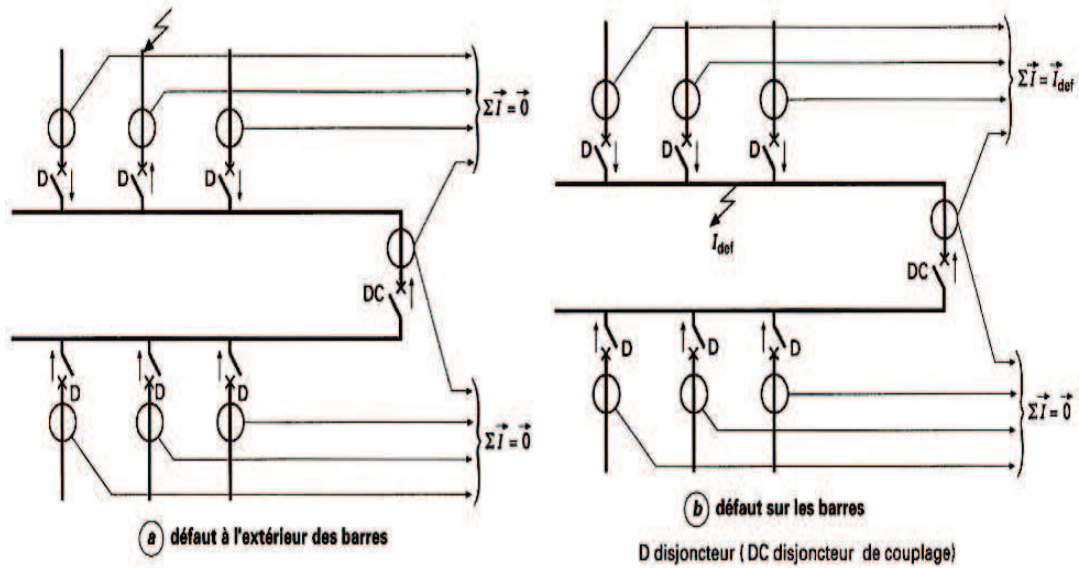


Figure II.19 : Principe de fonctionnement d'une protection différentielle du jeu Barres [14]

2- Protection de masse

Dans le cas d'une installation électrique avec neutre mis à la terre, un relais est utilisé pour la détection des défauts à la terre. Ce dernier est alimenté par un transformateur de courant inséré dans la liaison de terre. Dans le cas d'un défaut d'isolement, le relais le détecte et ordonne le déclenchement de la protection associée. Voir figure (II.20). [16]

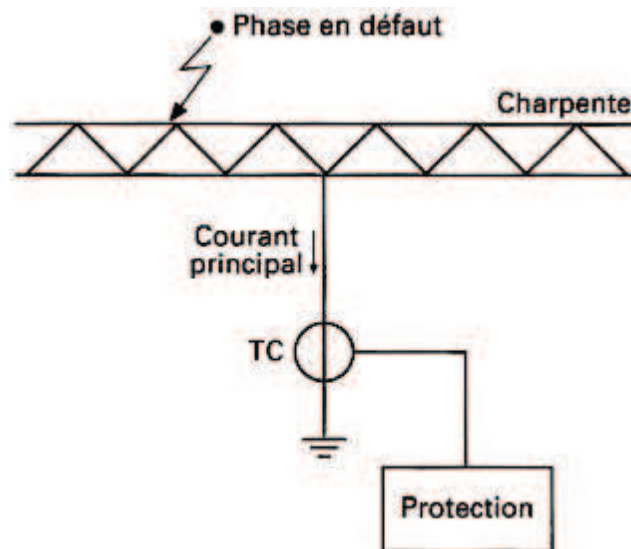


Figure II.20 : Principe de fonctionnement d'une Protection de masse [14]

II-8-3) Protection d'un départ MT

Les protections sont installées en tête des départ dans le poste HT/MT et dans les postes MT/BT. Le système est réalisé par des TC sur les phases avec deux relais de phase et un relais homopolaire de départ pour les différents types de courant de court-circuit (entre phases ou entre phase et terre) et un relais de temps.

Ce système est destiné à mesurer toute surintensité originaire d'un court-circuit dépassant le seuil de réglage et par conséquent transmettre l'ordre de déclenchement au disjoncteur. [14]

II-8-3-1) Protection contre les défauts entre phases

Cette protection s'effectue pour chaque départ MT à l'aide de deux relais à maximum de courant à temps constant montés au secondaire de deux transformateurs de courant placés sur deux phases. La troisième phase se trouve protégée par ces deux relais car tout défaut polyphasé intéresse au moins deux phases. Voir figure (II.21). [14]

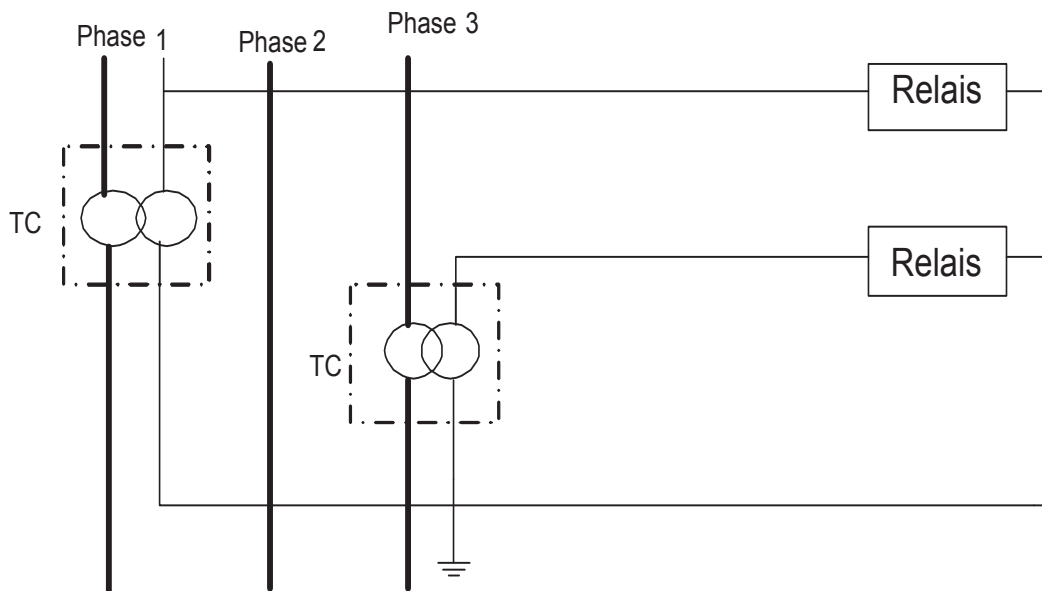


Figure (II.21) : Schéma de protection contre les défauts entre phases [14]

II-8-3-1-1) Système de protection à un seul seuil

Cette protection agit vis-à-vis des défauts polyphasés. Le réglage tient compte du cas le plus favorable entre le courant de court-circuit biphasé correspondant à la plus grande impédance du réseau et le courant qui définit la limite thermique du conducteur.

Le réglage doit répondre aux conditions suivantes :

- Détecter les court-circuits polyphasés sur la ligne
- Eviter la limite thermique des conducteurs

- Eviter les déclenchements intempestifs
- Eviter le claquage des TC [16]

II-8-3-1-2) Système de protection à deux seuils

Ces protections sont à deux seuils d'intervention, le premier seuil joue le même rôle que celui à un seul seuil, le second seuil à maximum de courant devra éliminer rapidement les court-circuits d'un courant élevé (court-circuit franc au secondaire d'un transformateur). [16]

II.8-3-2) Protection contre les défauts entre phase et terre

Elle s'effectue à l'aide d'un seul relais à maximum de courant homopolaire monté dans le circuit du neutre des trois TC comme le montre la figure (II.22)

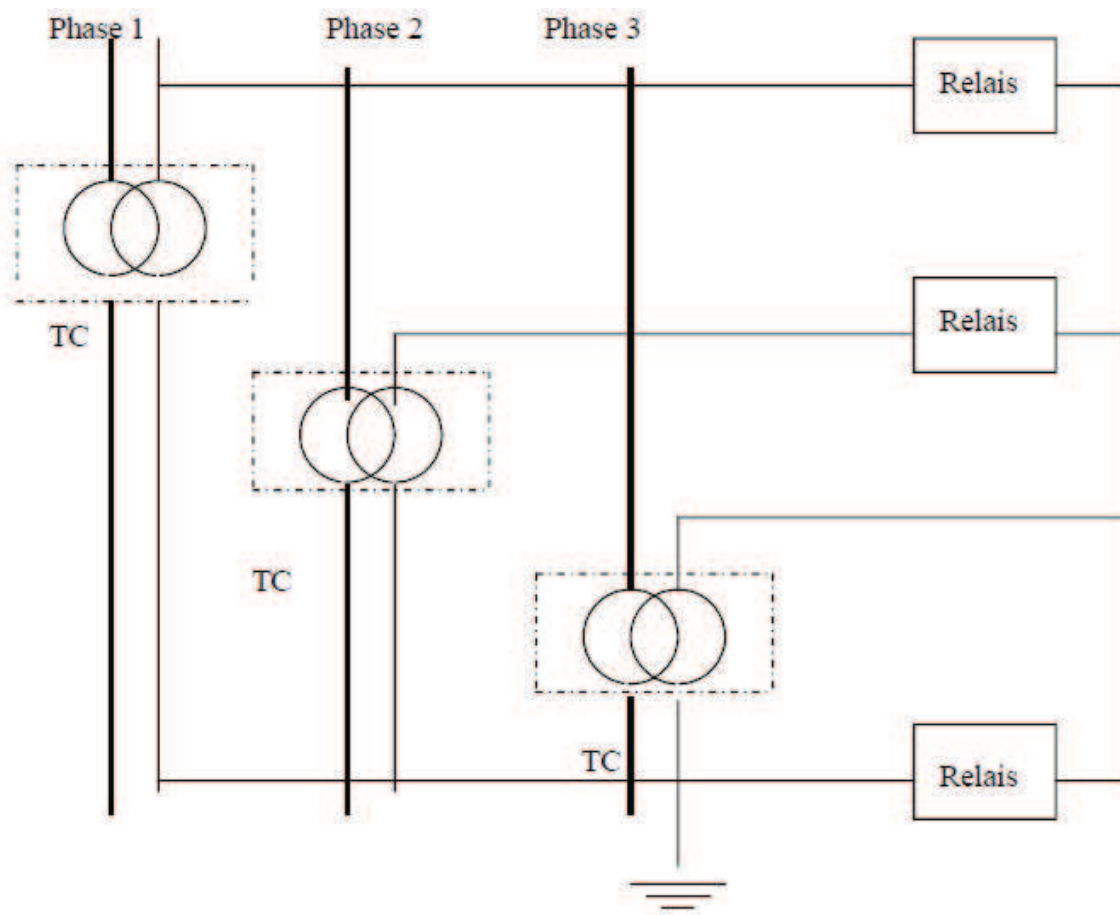


Figure II.22 : Protection contre les défauts entre phase et terre [14]

Le relais du courant homopolaire doit être réglé à une valeur qui dépend :

- du courant résiduel I_0 sur les départs sains en raison du retour d'une partie du courant du défaut à la terre à travers la capacité homopolaire du conducteur.
- du courant résiduel I_n au secondaire des TC calculé en absence de tout défaut à la terre. [14]

II.9) La sélectivité des protections

Les protections constituent entre elles un ensemble cohérent dépendant de la structure du réseau et de son régime de neutre. Elles doivent donc être envisagées sous l'angle d'un système reposant sur le principe de sélectivité qui consiste à isoler le plus rapidement possible la partie du réseau affectée par un défaut et uniquement cette partie en laissant sous tension toutes les parties saines du réseau.

Différents moyens peuvent être mis en œuvre pour assurer une bonne sélectivité dans la protection d'un réseau électrique.

- La sélectivité totale
- La sélectivité partielle
- La sélectivité ampérométrique
- La sélectivité chronométrique
- La sélectivité différentielle
- La sélectivité de distance
- La sélectivité logique

II.9.1) La sélectivité totale

La sélectivité est totale entre A et B si B fonctionne pour toute valeur de court-circuit au point où il est placé.

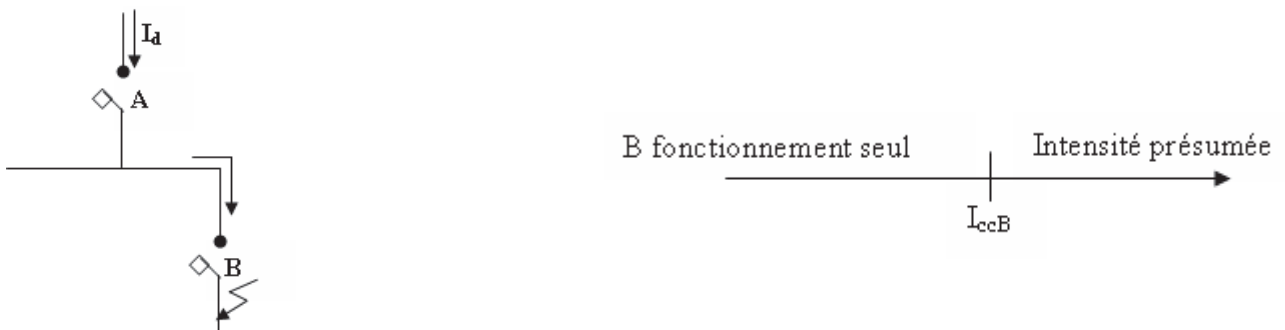


Figure II.23 : Sélectivité totale

II.9.2) La sélectivité partielle

La sélectivité est partielle entre A et B, si B fonctionne seul jusqu'à une certaine valeur du courant de court-circuit, puis au-delà de cette valeur, A et B fonctionnent tous les deux.

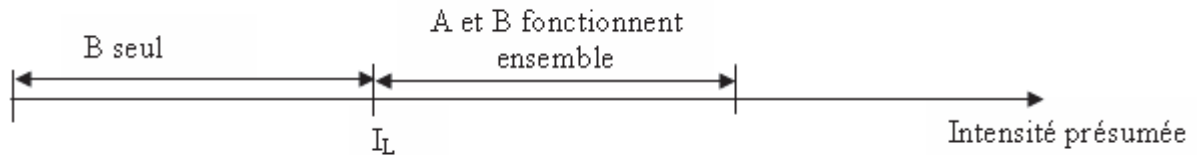


Figure II.24 : Sélectivité partielle

II.9.3) La sélectivité ampérométrique

Elle est assurée par les réglages en valeur de courant des seuils de déclenchement.

II.9.4) La sélectivité chronométrique

Sélectivité dans laquelle les protections sollicitées sont organisées pour fonctionner de manière décalée dans *le temps*. La protection la plus proche de la source a la temporisation la plus longue. La différence des temps de fonctionnement ΔT entre deux protections successives est l'intervalle de sélectivité.

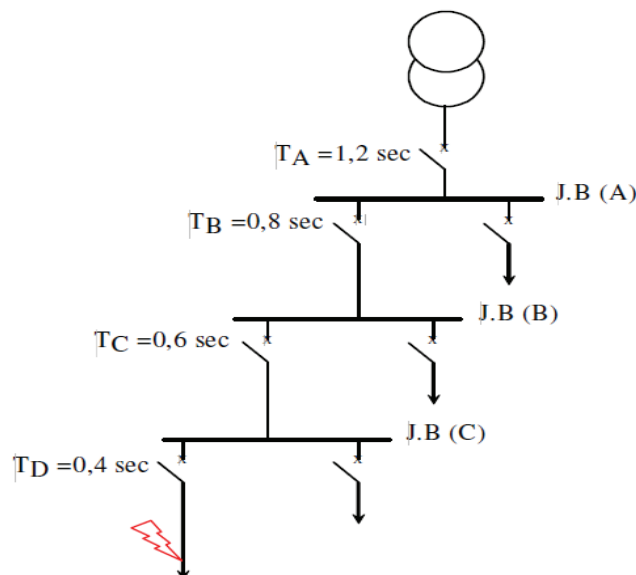


Figure II.25 : Principe de la sélectivité chronométrique.

II.9.5) La sélectivité différentielle

Elle est assurée par un découpage du réseau en zones indépendantes, et la détection dans chacune de ces zones d'une différence entre la somme des courants entrant et la somme des courants sortant. Cette technique nécessite une filerie entre les unités de protection situées aux différentes extrémités de la zone surveillée.

II.9.6) La sélectivité de distance

Elle est assurée par un découpage du réseau en zones, et les unités de protection par calcul de l'impédance aval, peuvent localiser dans quelle zone est situé le défaut.

II.9.7) La sélectivité logique

Cette sélectivité est assurée par un ordre d'attente logique d'une durée limitée, émis par la première unité de protection située juste en amont du défaut et devant couper le circuit, vers les autres unités de protection située juste plus en amont. Elle permet d'augmenter le nombre d'étage de sélectivité sans allonger les temps de déclenchement en amont. Des fils pilotes sont nécessaires entre les unités de protection.

II.10) Conclusion

Dans ce chapitre, il nous a paru nécessaire de donner assez d'informations sur les différents éléments qui composent un système de protection moyenne tension. Ces éléments sont très importants, très sensibles et doivent être bien choisis et bien réglés afin d'assurer une protection efficace contre les différents types d'anomalies qui peuvent survenir sur le réseau électrique.

CHAPITRE III

**Calcul du courant de court-circuit et
Application**

III.1) Introduction

Les réseaux de distribution d'énergie électrique peuvent être le siège d'un certain nombre d'incidents qui sont dus, en général, à l'apparition de défaut.

Le dimensionnement d'une installation électrique et du matériel à mettre en œuvre et la détermination des protections des personnes et des biens nécessitent le calcul des courants de court-circuits pour différents points du réseau.

III.2) Défauts électriques

III.2.1) Définition d'un défaut

On appelle un défaut, toute perturbation qui engendre une modification de la valeur de courant et de la tension par rapport à une valeur nominale (dépassement de seuil). Un courant capacitif entre deux conducteurs, par exemple provoque une augmentation de l'intensité électrique et peut mettre en péril l'ensemble du circuit électrique et provoquer des incendies ou des accidents. Dans certains cas, un défaut peut conduire à l'effondrement électrique du réseau et la mise en danger de son environnement.

III.3) Types et caractéristiques des défauts

Le risque d'apparition d'un incident sur le réseau n'est pas nul car il est lié à de nombreux paramètres aléatoires. Ainsi, les court-circuits peuvent avoir diverses origines :

- **Electriques:** C'est l'altération des isolants contenus dans le réseau, par exemple .En effet le matériel électrique que l'on trouve sur le réseau ou dans les postes comporte des isolants (solides, liquides ou gazeux) constitués d'assemblages plus ou moins complexes placés entre les parties sous tension et la masse. Ces isolants subissent des dégradations au cours du temps qui conduisent à des défauts d'isolement et donc des court-circuits.
- **Atmosphériques :** Les lignes aériennes sont soumises aux perturbations extérieures telles que la foudre, les tempêtes....etc.
- **Mécaniques :** C'est la chute d'un corps sur un conducteur ou la dégradation mécanique de conducteurs qui subissent des agressions extérieures par des engins de terrassement par exemple.
- **Humaines :** Ce sont les fausses manœuvres telles l'ouverture d'un sectionneur en charge par exemple.

III.3.1) Types des défauts

On trouve plusieurs catégories de défauts dans les réseaux HTA. Ceux-ci sont caractérisés par leur type, leur durée et l'intensité du courant de défaut. Ainsi, on distingue :

- **Les défauts triphasés** : Ce sont les court-circuits entre les trois phases avec ou sans mise à la terre.
- **Les défauts biphasés** : Ce sont les court-circuits entre deux phases ou deux phases et le neutre avec ou sans mise à la terre.
- **Les défauts monophasés** : Ce sont des défauts entre une phase et la terre ou une phase et le neutre. Ils génèrent la circulation d'un courant homopolaire. Leur intensité est limitée par la résistance de terre et par la mise à la terre du neutre.

III.3.2) Nature des défauts

- **Défaut sans coupure** :

C'est un défaut qui s'élimine sans coupure, même très brève pour la clientèle. Il peut par contre produire des creux de tension significatifs (en cas de défauts polyphasés). Ce sont :

- 1- Les défauts auto-extincteurs (monophasés ou polyphasés), qui disparaissent naturellement par eux-mêmes en une durée inférieure à 100 ms.
- 2- Les défauts monophasés éliminés par le fonctionnement du disjoncteur.

- **Défaut fugitif** : C'est un défaut éliminé par un cycle rapide
- **Défaut semi permanent** : C'est un défaut éliminé grâce à un ou deux cycles lents.
- **Défaut permanent** : C'est un défaut qui n'a pu être éliminé par les différents cycles de réenclenchement. Il a entraîné un déclenchement définitif du disjoncteur.

III.4) effets des courants de court-circuit

Les conséquences du court-circuit sont souvent graves

- Le court-circuit perturbe l'environnement du réseau autour du point de défaut par le creux de tension brutal qu'il entraîne.
- Il contraint à mettre hors service, par le jeu des protections appropriées, une partie souvent importante du réseau.

- Les matériels et les liaisons (câble, ligne) traversés par le court-circuit subissent une forte contrainte mécanique (efforts électrodynamique) qui peut entraîner des ruptures, une contrainte thermique pouvant entraîner la fusion des conducteurs.
- Au point de défaut se manifeste le plus souvent un arc électrique de forte énergie, dont les effets destructeurs sont très importants, et qui peut se propager très rapidement.

III.5) Etudes des court-circuits :

L'intensité du courant de court-circuit est à calculer aux différents étages d'installation ;

Ceci pour pouvoir déterminer les caractéristiques du matériel qui doit supporter ou qui doit couper ce courant de défaut.

Pour choisir convenablement les appareils de coupure (disjoncteurs ou fusibles) et régler les fonctions de protections, trois valeurs du courant de court-circuit doivent être connues.

- ✓ **La valeur efficace du courant de court-circuit maximal (court-circuit triphasé symétrique)**

Elle détermine :

- Le pouvoir de coupure des disjoncteurs et fusibles
- La contrainte thermique qui doit supporter le matériel

Elle doit être calculée avec une bonne marge de sécurité (valeur maximale).

- ✓ **La valeur crête du courant de court-circuit maximal (valeur de la première crête de la période transitoire)**

Elle détermine :

- Le pouvoir de fermeture des disjoncteurs et des interrupteurs.
- La tenue électrodynamique des canalisations et de l'appareillage.

- ✓ **Le courant de court-circuit minimal**

Il est dispensable au choix de la courbe de déclenchement des disjoncteurs et des fusibles ou au réglage des seuils des protections à maximum de courant, en particulier quand :

- La longueur des câbles est importante ou lorsque la source a une impédance interne relativement élevée (générateur ou onduleur).

- La protection des personnes repose sur le fonctionnement des dispositifs de protection à maximum de courant de phase, c'est essentiellement le cas en basse tension pour les schémas de liaison à la terre du neutre TN ou IT.

III.6) Méthodes de calcul des courants de court-circuits

Il existe différentes méthodes de calcul du courant de court-circuit :

- méthode des composantes symétriques

- méthode des impédances.

Dans notre travail on a opté pour la méthode des impédances.

III.6.1) Définition

La méthode des impédances permet de calculer avec une bonne précision tous les courants de court-circuit (maximaux, minimaux, triphasés, biphasés, monophasés) et les courants de défaut en tout point d'une installation.

Elle est utilisable lorsque toutes les caractéristiques des différents éléments de la boucle de défaut sont connues (sources, lignes).

Elle consiste à totaliser séparément les différentes résistances et différentes réactances de la boucle de défaut depuis y compris la source jusqu'au point considéré et à calculer l'impédance correspondante, ce qui permet de déterminer les courants de court-circuit et de défaut correspondants et les conditions de protection correspondantes contre les court-circuits et contre les contacts indirects.

Le but de cette méthode est de donner tous les éléments permettant de calculer les différents court-circuits :

- triphase symétrique ;

- monophasé terre ;

- biphasé isolé ;

- biphasé terre ;

III.6.2) le court-circuit triphasé symétrique

En général, il provoque les courants les plus importants. Son calcul est donc indispensable pour choisir le matériel (intensités et contraintes électrodynamiques maximales à supporter).

La méthode de calcul est simple en raison du caractère symétrique du court-circuit.

Le courant de court-circuit à la même valeur dans chaque phase, on peut donc faire un calcul en utilisant un schéma monophasé équivalent du réseau amont au court-circuit (voir figure III.1).

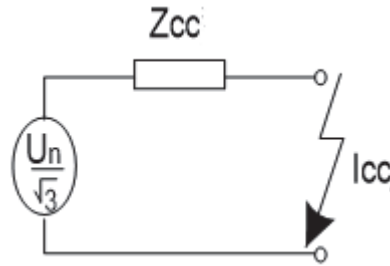


Figure III.1 : schéma monophasé équivalent du réseau amont au court-circuit

La valeur du courant de court-circuit triphasé I_{CC3} est alors :

$$I_{CC3} = \frac{U_n}{\sqrt{3}Z_{CC}} \quad (\text{III.1})$$

U_n : Tension composée entre phase

Z_{CC} : Impédance équivalente à l'ensemble des impédances parcourues par le courant de défaut, de la source jusqu'au défaut présumé en

$$Z_{CC} = \sqrt{(\sum R)^2 + (\sum X)^2} \quad (\text{III.2})$$

$\sum R$: Somme des résistances en série parcourues par le courant de défaut

$\sum X$: Somme des réactances en série parcourues par le courant de défaut

III.6.3) Court-circuit biphasé isolé I_{CC2}

Il correspond à un défaut entre deux phases, alimenté sous une tension composée U_n . L'intensité I_{CC2} débitée est alors inférieure à celle du défaut triphasé :

$$I_{CC2} = \frac{U_n}{2Z_{CC}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{CC3} = 0,86 \cdot I_{CC3} \quad (\text{III.3})$$

III.6.4) Valeurs des impédances des différents éléments du réseau

▪ Impédance du réseau amont

La connaissance du réseau amont se limite généralement aux indications techniques fournies par le constructeur, à savoir uniquement la puissance de court-circuit S_{CC} en (MVA).

$$Z_a = \frac{U_n^2}{S_{CC}} \quad (\text{III.4})$$

Avec U_n : tension nominale du réseau

s_{cc} : Puissance de court-circuit exprimée en (MVA)

Le réseau amont est généralement considéré comme une réactance pure, soit $Z_a \cong X_a$.

▪ Impédance du transformateur

Elle se calcul à partir de la tension de court-circuit U_{cc} exprimée en % (celle-ci apparaît sur la plaque signalétique du transformateur).

$$Z_T = \frac{U_{cc} U_n^2}{100 S_n} \quad (\text{III.5})$$

U_n : Tension composée à vide du transformateur.

S_n : Puissance apparente du transformateur.

Remarque : pour les transformateurs HTB/HTA $\frac{R_T}{X_T}$ est proche de 0.05 ; on a alors $Z_T = X_T$.

L'impédance interne du transformateur est donc souvent considérée comme une réactance pure.

Lorsque des transformateurs ont des caractéristiques identiques sont en parallèle, la valeur de l'impédance équivalente est celle d'un transformateur divisée par n.

Si les transformateurs ont pas les mêmes caractéristiques il faut considérée les impédances de chaque transformateur en parallèle.

▪ Impédance des liaisons

- La résistance des lignes aériennes, des câbles et des jeux de barres se calcul aisément avec la formule suivante :

$$R = \frac{\rho L}{S} \quad (\text{III.6})$$

Avec

ρ : résistivité du matériau de l'âme en ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$)

L : longueur de la liaison en (m)

S : section du conducteur en (mm^2)

$\rho_{Cu} = 0,027 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ pour le cuivre.

$\rho_{Al} = 0,043 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ pour l'aluminium

$\rho_{am} = 0.033 \text{mm}^2/\text{m}$ pour l'aluméc

- Réactance des lignes aériennes

La réactance des lignes aériennes est proche de celle du vide $\mu_0\omega$ ($\mu_0 = 4\pi * 10^{-7}$).

Les valeurs à retenir sont :

$X=0,3 \Omega/\text{Km}$ pour les lignes BT ou HTA

$X = 0,4 \Omega/\text{Km}$ pour les lignes HTB

$X = 0,1 \Omega /\text{Km}$ environ pour les câbles souterrains (une valeur plus précise peut être trouvée sur les catalogues des constructeurs en fonction du type du câble

- Réactance des câbles

La réactance des câbles se calcule par la formule suivante :

$$X = \left[0,0157 + 0,144 \log \left(\frac{d}{r} \right) \right] * L \text{ en } (\Omega/\text{Km}) \quad (\text{III.7})$$

L : longueur de la liaison en km

d : distance moyenne entre les conducteurs en mm

r : rayon des âmes conductrices en mm

Les valeurs à retenir sont :

- En basse tension :

0,08 Ω/Km pour les câbles tripolaires

0,09 Ω/Km pour les câbles unipolaires serrés en nappe ou en triangle

0,15 Ω/Km pour les câbles unipolaires espacés $d = 8r$

- En haute tension :

0,1 à 0,15 Ω/Km

- Réactance des jeux de barres :

Pour les jeux de barres, la valeur à retenir est : $0,15 \times 10^{-3} \Omega/\text{m}$

- **Impédance équivalente d'un élément à travers un transformateur**

Pour un défaut en basse tension, la contribution d'un câble HT en amont du transformateur HT/BT sera :

$$R_{BT} = R_{HT} \left(\frac{U_{BT}}{U_{HT}} \right)^2 \text{ et } X_{BT} = X_{HT} \left(\frac{U_{BT}}{U_{HT}} \right)^2 \text{ ainsi } Z_{BT} = Z_{HT} \left(\frac{U_{BT}}{U_{HT}} \right)^2 \quad (\text{III.8})$$

III.7) Réglage des protections [18]

III.7.1) Relais ampérométrique de phase

III.7.1.1) Principe

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

III.7.1.2) Réglages

Elle est fixée à : $I_r \leq 0.8 I_{ccb}$ (III.9)

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

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

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

Normalement les conditions suivantes sont réalisées :

$$I_p < I_{cable} < I_{ntc} < 0.8 I_{ccb} \quad (\text{III.10})$$

Avec

I_p : Intensité du courant de pointe

I_{cable} : Courant de câble

I_{ntc} : Courant nominale du TC

I_{ccb} : Courant de court-circuit biphasé

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

$$I_r < 0.85 I_{ccb} \quad (\text{III.11})$$

Avec I_r : courant de réglage

Remarque :

Dans les réseaux à forte densité industrielle, l'élimination d'un défaut HTB ou HTA, peut provoquer une chute de tension importante. Elle est alors suivie d'une surintensité dans tous les départs. Elle correspond à l'appel de courant des moteurs qui sont restés raccordés au réseau HTA.

On doit donc adopter un réglage aussi voisin que possible de $0,85I_{ccb}$.

Si l'équation (III.10) n'est pas vérifiée, le matériel (transformateurs de courant, appareillage, câbles et lignes) ou le schéma d'exploitation ne permettent pas d'obtenir un réglage entièrement satisfaisant des protections. Dans ce cas, la valeur à adopter résulte alors d'un compromis entre les risques de déclenchements intempestifs et de destruction du matériel.

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

$$\text{➤ } 1,3 I_p(\text{régime normal}) < I_r. \quad (\text{III.12})$$

La sécurité conduit à avoir :

$$\text{➤ } I_r < 0,8 I_{ccb} \text{ (régime normal)}. \quad (\text{III.13})$$

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

III.7.2) Relais de Courant Homopolaire**III.7.2.1) Principe et définition de " $3I_0$ "**

Lorsqu'un départ est le siège d'un défaut monophasé, son relais homopolaire est traversé par un courant I_{0r} qui varie en fonction de la résistance du défaut, de l'impédance de mise à la terre du neutre HTA, de la tension HTA et de la capacité homopolaire du réseau.

L'intensité de réglage I_{0r} du relais homopolaire doit être la plus faible possible afin de détecter des défauts dont la résistance est la plus grande possible.

Le réglage ne peut être inférieur à 6 % du calibre des transformateurs de courant en raison de la saturation de ces derniers lors des réenclenchements. En outre, le réglage I_{0r} doit être supérieur à la valeur du courant résiduel $3I_0$ du départ lorsqu'un défaut franc apparaît sur un autre départ. (I_{0r} étant la valeur du courant avant application des rapports de transformation des transformateurs de courant).

III.7.2.2) Calcul de $3I_0$

Pratiquement on s'intéresse à la relation existant entre le courant de court-circuit et le courant homopolaire I_0 .

$$\text{On a : } V = Z \times I \quad (\text{III.14})$$

Donc
$$V = \frac{1}{\omega \cdot C_0} I_0 \quad (\text{III.15})$$

Avec

C_0 : Capacité entre un conducteur et la terre.

D'où

$$I_0 = V \cdot \omega \cdot C_0 \quad (\text{III.16})$$

Comme les trois capacités sont parallèles alors les courants s'ajoutent et on aura :

$$3I_0 = 3V \cdot \omega \cdot C_0 = 3 \cdot \frac{U}{3^{1/2}} \omega \cdot C_0 \quad (\text{III.17})$$

D'où

$$3I_0 = 3^{1/2} \cdot U \cdot \omega \cdot C_0 \quad (\text{III.18})$$

III.7.2.3) Réglage

La protection contre les défauts entre phase et terre est assurée par un relais à maximum de courant résiduel. Ce courant est obtenue soit à partir de l'Etoile formée par le secondaire des trois transformateurs de courant, soit au moyen d'un tore quand le câble en sortie de la cellule est tripolaire.

Afin de permettre à cette protection de détecter les valeurs maximales des résistances de défaut à la terre, il convient de lui donner la plus grande sensibilité possible.

Ce réglage doit cependant garder la protection insensible au courant capacitif mis en jeu sur les liaisons saines quand un défaut monophasée affecte une ligne adjacente pour éviter le déclenchement par couplage capacitif, d'où la nécessité d'activer la protection directionnelle terre.

- Le courant capacitif est de l'ordre de 9.8/100Km pour les lignes aériennes
- Pour les câbles souterrains, les valeurs du courant capacitif sont représenté dans le tableau suivant :

Section /nature	Départ 30 KV
30 Cuivre	2.44 A/Km
35 Cuivre	2.52 A/Km
50 Cuivre	2.64 A/Km
70 Cuivre	3.10 A/Km
95 Cuivre	3.26 A/Km
120 Cuivre	3.42 A/Km
120 Aluminium	4.8 A/Km

Tableau III.1 : Les valeurs de courant capacitif de chaque section

Le courant de réglage à prendre en compte sera :

$$I_{r0} \geq K \cdot 3I_0 \quad (\text{III.19})$$

Avec K : coefficient de sécurité.

III.7.3) Protection ampérométrique homopolaire à temps dépendant (EPATR)

Par leur conception, ces protections ne demandent pas de réglage, mais la fonction protection doit être activée dans le relais numérique.

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

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

III.7.4) Relais de temps

III.7.4.1) Principe

La temporisation des protections sélectives des départs a deux rôles :

- D'une part assurer une priorité au fonctionnement de certains automatismes « instantanés »
- D'autre part assurer l'échelonnement de fonctionnement des protections du départ et des protections placées en aval (protection des abonnés, protection des dérivations aériennes par des IACT ou IATCT).

III.7.4.2) Réglage de la temporisation

Les temps indiqués ci-après sont des temps globaux (entre l'instant d'apparition du défaut et l'ouverture du disjoncteur) ; chaque réglage doit être vérifié par une mesure.

S'il n'y a pas de protection temporisées en aval, l'échelon de temporisation entre deux protections doit être au minimum de 0.3s et au plus de 0.6s.

III.8) Application

III.8.1) Description du poste simplifié de DBK 441 H2 « 60 kV / 30 kV / 10KV »

Le poste 60kV/30kV de DBK est implanté dans la Commune de DBK, Daïra de DBK. Il est alimenté par le poste d'interconnexion et de transformation THT– SIMUSTAPHA (Boumerdes) 220kV/60kV/30 kV par deux lignes 60 kV. Il contient deux transformateurs N°01 et N°02 de puissance 40MVA chacun, avec deux enroulements en sortie 30MVA et 10MVA. La puissance de 30MVA est distribuée sur le réseau de distribution de Tizi-Ouzou.

Les deux transformateurs débitent une puissance de 10MVA chacun sur leur deuxième enroulement qui sert à alimenter la société COTITEX.

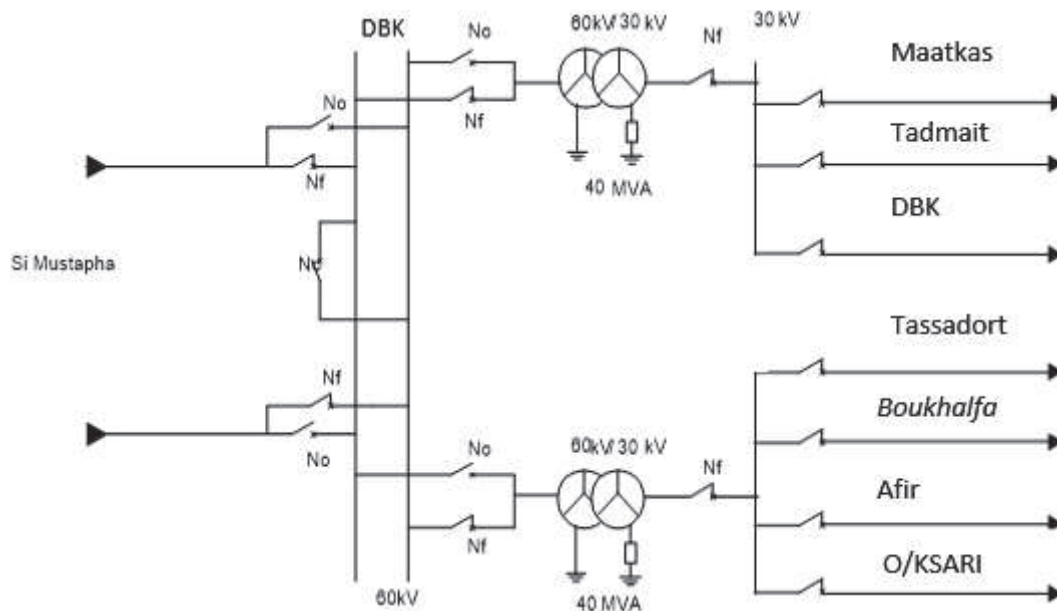


Figure III.2 : Répartition des départs 30KV alimentant le réseau de la distribution de Tizi-Ouzou

III.8.2) Données techniques

- Niveau de tension primaire $U_n = 60\text{kV}$
- Niveau de tension secondaire $U_n = 31.5\text{kV}$ avec une puissance de court-circuit $S_{cc} = 500\text{MVA}$ coté 30KV du transformateur 60KV/30KV.
- Puissance nominale totale du transformateur $S_n = 40\text{MVA}$, 30MVA pour la distribution SONELGAZ de Tizi-Ouzou et 10MVA pour le client HT COTITEX.
- Tension de court-circuit du transformateur $U_{cc} = 11.9\%$.
- Le courant de charge normale du transformateur $I_{CH} = 584\text{ A}$

- TC =300/1A pour les départs 30KV
- Le courant de pointe été *du départ Maatkas* est de $I_p = 250 \text{ A}$

Disjoncteurs arrivée et départs 30KV issus du transformateur N°01 :

- Disjoncteur a extinction de l'arc dans le diélectrique SF6
- Le tableau HTA 30KV de la rame 1 est équipé par des relais protection numériques SEPAM S80
- Fabricant Schneider Electric
- Le courant nominal $I_n = 1250 \text{ A}$
- Le courant de phase $I_{ph} = 1200\text{A}$ avec une temporisation de $T = 2 \text{ s}$, c'est le réglage du relais protection de l'arrivée.
- Le pouvoir de coupure $PC = 12.5 \text{ KA}$

Le départ 30KV Maatkas issu du transformateur 40MVA N°01 du poste DBK, alimente les localités de Maatkas, Tirmatine, Mechtras, Boghni, Souk-El-Thenine , Tizi-Ililien et Mezdata. Contenant le nombre total de poste HTA/BT de 135 avec 10510 d'abonnés.

La longueur globale du départ 30 KV MAATKAS atteinte en mai 2015 est de $L=93.669 \text{ Km}$, les longueurs pour les différentes sections constituant le départ sont cité comme suit :

Section du câble (mm^2)	Nature du câble	Réactance a 20° en (Ω/Km)	Longueur du câble (Km)	Limite thermique I_{Lt} (A)
17.80 aérien	Cuivre	1.01	2.474	118
34.40 aérien	Almelec	0.958	29.058	140
54.60 aérien	Almelec	0.603	28.742	190
93.30 aérien	Almelec	0.357	30.672	270
70 souterrain	Cuivre	0.300	0.145	230
120 souterrain	Aluminium	0.280	2.574	198

Tableau III.2 : Caractéristiques électriques des conducteurs du départ Maatkas.

Le départ 30KV MAATKAS a la possibilité d'être secouru en cas d'incident par deux départs 30KV OUED –KSARI issu du poste DBK et le départ 30KV OUADHIAS issu d'un autre poste source 60KV/30KV TIZI-MEDDEN.

III.8.3) Valeurs des impédances

a- Impédance du réseau amont coté 60KV/30KV

$$R_a \approx 0$$

$$Z_a \approx X_a = \frac{U_n^2}{S_{CC}}$$

$$X_a = \frac{31.5^2}{500}$$

$$X_a = 1.984 \Omega$$

b- l'impédance du transformateur :

$$Z_T = \frac{U_{cc} U_n^2}{100 S_n}$$

$$Z_T = \frac{11.9}{100} \cdot \frac{31.5^2}{40}$$

$$Z_T = 2.951 \Omega$$

$$X_T = Z_T = 2.951 \Omega$$

c- Calcul (RL) du départ 30KV Maatkas :

$$R = \rho \frac{L}{S}$$

$$R_L = R_{17.80} + R_{34.40} + R_{54.60} + R_{93.3} + R_{70} + R_{120}$$

$$R_L = 27 \cdot \frac{2.474}{17.80} + 33 \cdot \frac{29.058}{34.40} + 33 \cdot \frac{28.742}{54.60} + 33 \cdot \frac{30.672}{93.3} + 27 \cdot \frac{0.145}{70} + 43 \cdot \frac{2.574}{120}$$

$$R_L = 3.753 + 27.875 + 17.371 + 10.849 + 0.055 + 0.922$$

$$R_L = 60.825 \Omega$$

d- Calcul la réactance (XL) du départ 30KV Maatkas:

$$X_L = 0,4 \cdot L_{aérien} + 0,1 \cdot L_{souttrains}$$

$$X_L = 0,4(L_{17.80} + L_{34.40} + L_{54.60} + L_{93.3}) + 0,1(L_{70} + L_{120})$$

$$X_L = 0.4(2.474 + 29.058 + 28.742 + 30.672) + 0.1(0.149 + 2.574)$$

$$X_L = 36.378 + 0.272$$

$$X_L = 36.65 \Omega$$

III.9) Calcul du courant de court-circuit sur les différents points du départ

III.9.1) Sur le jeu de barre

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

$$Z_{CC} = \sqrt{(X_a + X_T)^2}$$

$$Z_{CC} = \sqrt{(1.984 + 2.951)^2}$$

$$Z_{CC} = 4.935 \Omega$$

▪ **Triphasé :**

$$I_{CC3JB} = \frac{U_n}{\sqrt{3}Z_{CC}}$$

$$I_{CC3JB} = \frac{31.5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 4.935}$$

$$I_{CC3JB} = 3685.21 \text{ A}$$

▪ **Biphasé :**

$$I_{CC2JB} = \frac{U_n}{2Z_{CC}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{CC3JB} = 0,866 \cdot I_{CC3JB}$$

$$I_{CC2JB} = 0.866 * 3685.21$$

$$I_{CC2JB} = 3191.391 \text{ A}$$

III.9.2) Au milieu du départ

a-Calcul (RL) :

$$R = \rho \frac{L}{S} = \rho \frac{l}{S} \quad \text{avec} \quad l = \frac{L}{2}$$

$$R_L = R_{17.80} + R_{34.40} + R_{54.60} + R_{93.3} + R_{70} + R_{120}$$

$$R_L = 27 \cdot \frac{1.237}{17.80} + 33 \cdot \frac{14.529}{34.40} + 33 \cdot \frac{14.371}{54.60} + 33 \cdot \frac{15.336}{93.3} + 27 \cdot \frac{0.072}{70} + 43 \cdot \frac{1.287}{120}$$

$$R_L = 1.876 + 13.937 + 8.685 + 5.424 + 0.027 + 0.461$$

$$R_L = 30.41 \Omega$$

b- Calcul la réactance de ligne (XL) :

$$X_L = 0,4 \cdot L_{\text{aérien}} + 0,1 \cdot L_{\text{soutterain}} = 0,4 \cdot l_{\text{aérien}} + 0,1 \cdot l_{\text{soutterain}}$$

$$\text{Avec } l_{\text{aérien}} = \frac{L_{\text{aérien}}}{2} \text{ et } l_{\text{soutterain}} = \frac{L_{\text{soutterain}}}{2}$$

$$X_L = 0.4(l_{17.80} + l_{34.40} + l_{54.60} + l_{93.3}) + 0.1(l_{70} + l_{120})$$

$$X_L = 0.4(1.237 + 14.529 + 14.371 + 15.336) + 0.1(0.072 + 1.287)$$

$$X_L = 18.189 + 0.135$$

$$X_L = 18.324 \Omega$$

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

$$Z_{CC} = \sqrt{(R_L)^2 + (X_L + X_a + X_T)^2}$$

$$Z_{CC} = \sqrt{(30.41)^2 + (18.324 + 1.984 + 2.951)^2}$$

$$Z_{CC} = \sqrt{(30.41)^2 + (23.259)^2}$$

$$Z_{CC} = 38.285 \Omega$$

▪ **Triphasé :**

$$I_{CC3} = \frac{U_n}{\sqrt{3} Z_{CC}}$$

$$I_{CC3} = \frac{31.5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 38.285}$$

$$I_{CC3} = 475.03 \text{ A}$$

▪ **Biphasé :**

$$I_{CC2} = \frac{U_n}{2 Z_{CC}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{CC3} = 0,866 \cdot I_{CC3}$$

$$I_{CC2} = 0.866 \cdot 475.03$$

$$I_{CC2} = 411.375 \text{ A}$$

III.9.3) à l'extrémité du départ

▪ Triphasé :

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

$$Z_{CC} = \sqrt{(R_L)^2 + (X_L + X_a + (X_T))^2}$$

$$Z_{CC} = \sqrt{(60.825)^2 + (36.65 + 1.984 + 2.951)^2} =$$

$$Z_{CC} = \sqrt{(60.825)^2 + (41.585)^2}$$

$$Z_{CC} = 73.681 \Omega$$

$$I_{CC3} = \frac{U_n}{\sqrt{3}Z_{CC}}$$

$$I_{CC3} = \frac{31.5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 73.681}$$

$$I_{CC3} = 246.827 \text{ A}$$

▪ Biphase :

$$I_{CC2} = \frac{U_n}{2Z_{CC}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{CC3} = 0,866 \cdot I_{CC3}$$

$$I_{CC2} = 0.866 * 246.827$$

$$I_{CC2} = 213.752 \text{ A}$$

différents impédances		R (Ω)	X (Ω)	Z _{CC} (Ω)	I _{CC3} (A)	I _{CC2} (A)
Réseau amont		0	1.984			
transformateur		0	2.951			
Ligne	Au jeu de barre	0	0	4.935	3685.21	3191.391
	Au milieu du départ	30.41	18.324	38.285	475.03	411.375
	A l'extrémité du départ	60.825	36.65	73.681	246.827	213.752

Tableau.III.3 : récapitulatif des différentes valeurs des courants de court-circuit

Le réglage adopté

$$I_{CC2} = 411.375 \text{ A}$$

$$\Rightarrow 0.85 \times I_{CC2} = 349.668 \text{ A}$$

$$I_{LT} = 270 \text{ (Pour la section } 93.3 \text{ mm}^2\text{)}$$

$$I_{nTC} = 300 \text{ A}$$

$$1.3 \times I_{nTC} = 390 \text{ A}$$

$$\text{Donc } I_r < 0.85 I_{CC2} < 1.3 I_{nTC}$$

D'où le courant à adapter pour le premier seuil est : **$I_{r1} = 360 \text{ A}$**

Les valeurs à adopter résulte alors d'un compromis entre les risques de déclenchement intempestifs et le risque de destruction du matériel. En prenant un coefficient de sécurité de 1.3, l'exploitation conduit à avoir :

$$1.3 I_p < I_r \text{ (régime normale)}$$

Et la sécurité :

$$I_r < 0.85 I_{CC2} \text{ (Régime normal) qui sont vérifiés.}$$

Et le deuxième seuil est approximativement de $I_{r2} = 2 \times I_{r1}$

$$I_{r2} = 720 \text{ A}$$

Le courant homopolaire :

$$3I_0 = \frac{90.95 \times 9.8}{100} + 3.10 \times 0.145 + 4.8 \times 2.574 = 21.717 \text{ A}$$

$$\text{Donc } k \times 3I_0 = 1.5 \times 21.48 = 32.575 \text{ A}$$

D'où le réglage adopté est :

$$I_{0r} \geq 32.575 \text{ A}$$

On a : TC cellule de rapport 300/1A avec une protection numérique SEPAM, il est sensible de détecter les courants faible et pour éviter les déclenchements intempestifs. On choisit le réglage de courant homopolaire : $I_{0r} > 32.575 \text{ A}$.

Nous avons arrêté le seuil de ce relais à la valeur de :

$$I_{0r} = \mathbf{36 \text{ A}}$$

Le cycle du réenclencheur est choisi sur RLL c'est-à-dire un rapide et deux lents.

Les fonctions de protection choisies précédemment pour les défauts phase/phase et phase/terre vient s'ajouter la protection terre résistante EPATR-B pour les défauts résistants et déséquilibre entre phases.

Trois IATCT sont également placés sur le départ 30KV Maatkas pour isoler des grappes importantes en cas d'incident à leur aval et ce afin d'éviter le déclenchement définitif du départ.

III.10) Conclusion

Le calcul mathématique des courants de court-circuits est indispensable, car il nous renseigne sur le choix des différents éléments à intégrer dans la chaîne de protection ainsi que leurs étalonnage pour mieux protéger les équipements électriques installés en amont.

En effet les appareils de protection doivent répondre à quelques exigences telles que (la rapidité, la précision, ...), et cela pour éviter la propagation des défauts et la destruction des équipements qui coutent très cher.

CHAPITRE IV

**Présentation et paramétrage du SEPAM
S80**

IV.1) Introduction

Notre objectif dans ce chapitre est d'appliquer les seuils calculés des différents courants de courts circuits au départ HTA Maatkas, par l'utilisation d'une protection numérique de type « SEPAM S80 », ce dernier nécessite la maîtrise de son paramétrage par rapport à toutes ces fonctions.

IV.2) Définition du SEPAM

La gamme SEPAM est un ensemble d'unités de protection et de contrôle commande dont la capacité est adaptée à tous les types d'applications (sous station, jeux de barres, transformateurs, moteurs, condensateurs, générateurs).

Chaque SEPAM est une réponse optimale en termes de fonctionnalité, de performance et de prix selon son usage.

Elle assure l'ensemble des fonctions suivantes :

- Protection ;
- Commande et surveillance ;
- Mesure et diagnostic du réseau électrique HTA ;
- Communication ;
- Auto surveillance.

Le SEPAM fournit une gamme de protection complète avec affichage numérique répondant aux besoins suivants :

- Grande dynamique de réglage ;
- Protection des réglages par mot de passe ;
- Facilité d'utilisation des courants de déclenchement sur chaque phase et l'affichage des valeurs réelles des mesures ;
- Sûreté de fonctionnement avec les contrôles permanents et haut niveau d'immunité aux perturbations électromagnétiques ;

IV.3) Les différents types de SEPAM

Le SEPAM est réparti en plusieurs types selon leurs capacité et fonction souhaitées : SEPAM série (1000, 2000, 20,40, 80,.....). Notre travail est cerné sur SEPAM série 80.

IV.4) Présentation du SEPAM série 80 [16]

La gamme SEPAM série 80 est un relais numérique de protection haute performance. Il est conçu pour répondre aux clients exigeants, des grands sites industriels, Sepam série 80 apporte des solutions éprouvées pour la distribution électrique et pour la protection des machines.

IV.4.1) Interface Homme Machine [16]

Le SEPAM série 80 est proposé avec 2 types d'interface Homme Machine (IHM) au choix :

IV.4.1.1) Interface Homme Machine avancée

Toutes les informations nécessaires à l'exploitation locale de l'équipement peuvent être affichées à la demande :

- affichage de toutes les mesures et informations de diagnostic sous forme numérique avec unités et/ou sous forme de paragraphe.
- affichage des messages d'exploitation et des messages d'alarme, avec acquittement des alarmes et réarmement du SEPAM.
- affichage de la liste des protections activées et des réglages principaux des protections majeures.
- adaptation des seuils et des temporisations d'une protection activée pour répondre à une nouvelle contrainte d'exploitation
- affichage de la version du SEPAM et de ses modules déportés
- test des sorties et affichage de l'état des entrées logiques
- affichage d'informations Logipam : état des variables, des temporisations
- saisie des 2 mots de passe de protection des opérations de réglage et de paramétrage

L'interface homme machine avancée peut être intégrée ou déportée (voir figure IV.1)



Figure IV.1 : IHM avancée intégrée et déportée

IV.4.1.2) Interface Homme Machine synoptique

L'IHM synoptique assure toutes les fonctions proposées par l'IHM avancée et permet la commande locale de l'appareillage :

- sélection du mode de commande de SEPAM
- visualisation de l'état de l'appareillage sur synoptique animé
- commande locale de l'ouverture et de la fermeture de tous les appareils pilotés par SEPAM.



Figure IV.2 : IHM synoptique intégrée

C'est le modèle choisi pour notre travail.

IV.5) Surveillance des TP et TC [17]

IV.5.1) Surveillance des TP

La fonction surveillance TP (Transformateur de Potentiel) permet de surveiller la chaîne complète de mesure des tensions phase et résiduelle :

- les transformateurs de potentiel
- le raccordement des TP au SEPAM
- les entrées analogiques tension du SEPAM.

Elle existe en deux exemplaires ; le premier surveille les TP des voies tensions principales ; le second surveille les TP des voies tensions supplémentaires.

Cette fonction traite les défaillances suivantes :

- perte partielle des tensions phase, détectée par :
 - présence ou absence de tension inverse
- perte de toutes les tensions phase, détectée par :

- présence de courant sur une des trois phases et absence de toutes les tensions mesurées

- Déclenchement de la protection des TP phase (et/ou TP résiduel), détectée par acquisition sur une entrée logique du contact de fusion fusible ou du contact auxiliaire du disjoncteur assurant la protection des TP.
- d'autres cas de défaillance peuvent être traités grâce à l'éditeur d'équations logiques.

Les informations "Défaut tension phase" et "Défaut tension résiduelle" disparaissent automatiquement lors du retour à la normale, c'est-à-dire dès que :

- la cause du défaut a disparu
- et toutes les tensions mesurées sont présentes.

IV.5.2) Surveillance des TC

La fonction surveillance TC (transformateur de courant) permet de surveiller la chaîne complète de mesures des courants de phase.

Cette fonction est inactive si seulement deux capteurs de courants de phase sont raccordés.

IV.6) Les protection assurée par le SEPAM 80

Le SEPAM S80 assure plusieurs protections

- la protection des sous-stations, en arrivée ou en départ, entre les phases ou entre phase et terre ainsi que la détection de déséquilibre ;
- La protection des transformateurs contre les défauts internes et des surcharges ou contre les surcharges thermiques ;
- La protection des moteurs et la surveillance de leur condition de démarrage ;
- Des fonctions de mesure et de protection de tension pour les jeux de barre ;
- Protection contre les surcharges et les court-circuits entre phase, contre les défauts à la terre, contre le déséquilibre des phases et contre les dommages thermiques dus à une surcharge ;
- Visualisation de l'état de l'appareillage sur synoptique animé ;
- Commande local de l'ouverture et de la fermeture de tous les appareils pilotés par le SEPAM.

IV.7) Raccordement de SEPAM S80 à l'outil de paramétrage [16]

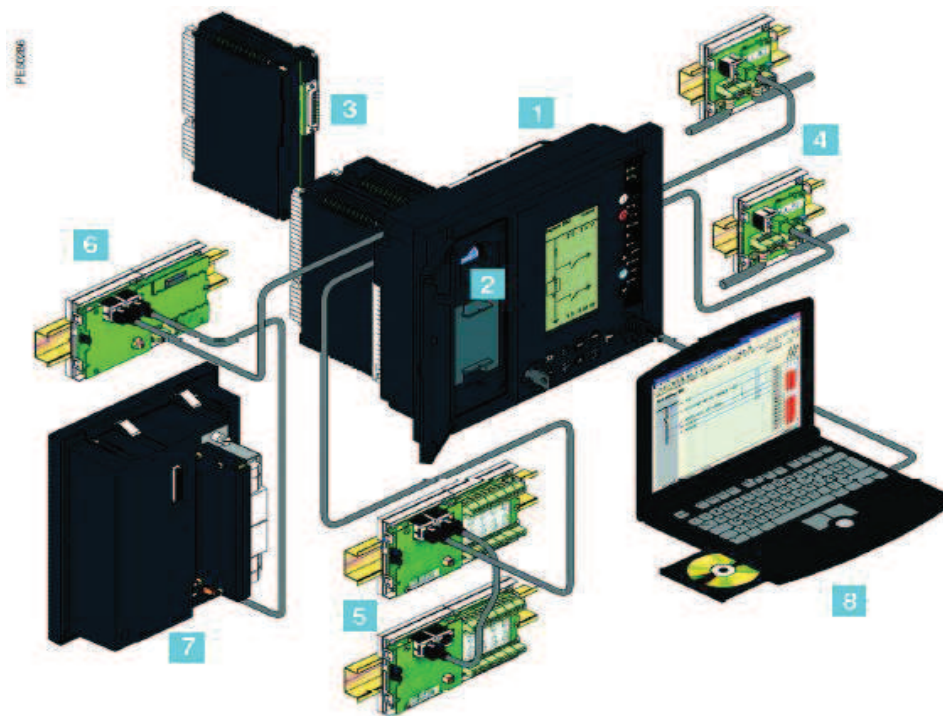


Figure IV.3 : SEPAM série 80 et ces modules optionnels

1) Unité de base avec différents types d'Interface Homme-Machine (IHM) :

- IHM avancée intégrée ou déportée
- IHM synoptique intégrée

2) Paramètres et réglages sauvegardés sur cartouche mémoire amovible.**3) 42 entrées logiques et 23 sorties à relais avec 3 modules optionnels de 14 entrées et 6 sorties.****4) 2 ports de communication indépendants**

- raccordement direct sur réseau RS 485 2 fils, RS 485 4 fils ou fibre optique ;
- raccordement sur réseau Ethernet TCP/IP via serveur Ethernet PowerLogic

(Transparent Ready™).

5) Traitement de 16 sondes de températures, Pt100, Ni100 ou Ni120.**6) 1 sortie analogique bas niveau, 0-10 mA, 4-20 mA ou 0-20 mA.****7) Module contrôle de synchronisme****8) Outil logiciels :**

- paramétrage du SEPAM, réglage des protections et adaptation des fonctions prédéfinies ;
- exploitation locale ou à distance de l'installation ;

- programmation de fonctions spécifiques (Logipam) ;
- récupération et visualisation des enregistrements d'oscillographie.

IV.8) Présentation du logiciel SFT2841

Le logiciel SFT2841 est destiné pour le paramétrage et l'exploitation des SEPAM série (20, 40,80).

Il peut être utilisé :

- Avant la mise en service, non connecté au SEPAM ;
- Lors de la mise en service du SEPAM ;
- Pour charger, décharger et modifier les paramètres et les réglages du SEPAM ;
- Pour disposer de l'ensemble des mesures et des informations d'aide à la mise en service ;
- Au cours d'exploitation, à partir d'un PC raccordé à un ensemble du SEPAM par l'intermédiaire d'un réseau de communication multipoint ;
- Pour gérer le système de protection ;
- Pour contrôler l'état du réseau électrique ;
- Pour diagnostiquer tout incident survenu sur le réseau électrique ;
- L'édition d'équations logiques consiste en :
 - Saisie et vérification des équations logiques ;
 - Réglage des valeurs des temporisations utilisées dans les équations logiques ;
 - Chargement des équations logiques dans le SEPAM.

IV.8.1) Description

La fenêtre d'accueil du logiciel SFT2841 s'ouvre au lancement du logiciel.

Elle permet de choisir la langue des écrans du SFT2841 et d'accéder aux fichiers de paramètres et de réglages du SEPAM 80.

- En mode non connecté, pour ouvrir ou créer un fichier de paramètres et de réglages pour un SEPAM série (20, 40,80) ;
- En mode connecté à un seul SEPAM, pour accéder aux fichiers de paramètres et de réglage du SEPAM raccordé au PC ;
- En mode connecté à un réseau du SEPAM, pour accéder aux fichiers de paramètres et de réglage d'un ensemble des SEPAM raccordés au PC via un réseau de communication.

IV.9) Paramétrages du SEPAM

Protection affecté code (ANSI)		Courbe de déclenchement	Seuil de courant (A)	Seuil de Fréquence (Hz)	Seuil de tension Un %	Angle (°)	Temporisation (ms)
50/51 Pour les défauts entre phases	I_{ph} seil 1	Temps indépendant	360	/	/	/	800
	I_{ph} seil 2		720	/	/	/	100
50N/ 51N Pour les défauts entre phases et Terre	I_0	Temps indépendant	36	/	/	/	800
	I_0 PTR Défauts résistants et déséquilibre	EPATR-B	5	/	/	/	500
67N Directionnelle	I_{0d}	Temps indépendant	36	/	2%	45	50
81L Délestage par minimum fréquence	/	/	/	49	/	/	10000

Tableau IV.1 : Récapitulatif des différents seuils de protection

➤ Configuration matérielle du SEPAM S82

La configuration matérielle consiste à choisir le matériel constituant le SEPAM selon son domaine d'application :

- le choix du model de l'IHM
 - SANS IHM
 - IHM intégré
 - IHM déportée

- IHM synoptique.
- Le nom du SEPAM (repère)
- L'ajout de différent module
 - Mémoire étendue, Ethernet, modbus s-Lan, etc...
 - Module sortie analogique
 - Module contrôle de synchronisme.

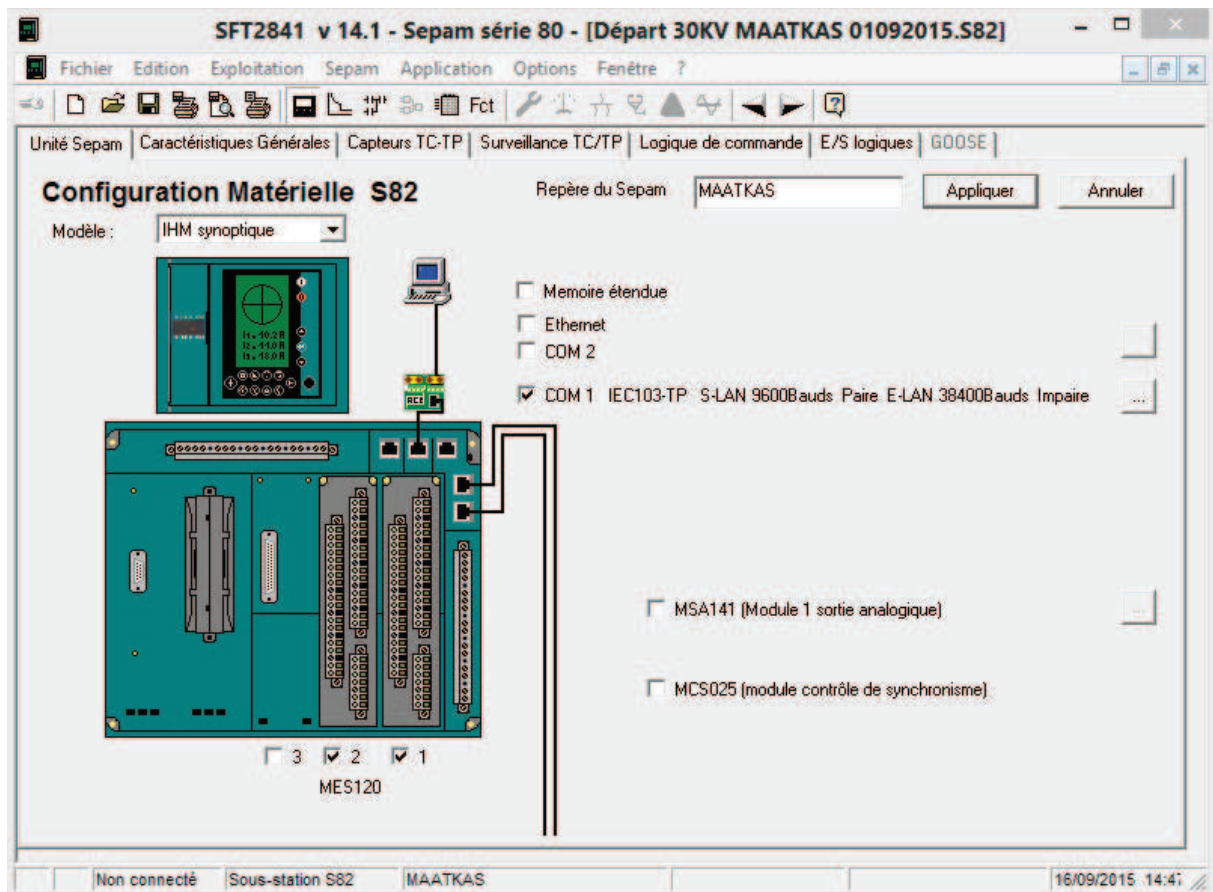


Figure IV.4 : Configuration matérielle

➤ Caractéristiques générales

Ce volet permet de configurer les paramètres ci-dessous :

- Du réseau électrique
 - Fréquence du réseau électrique
 - Type de cellule (départ ou arrivée)
 - Sens de rotation des phases
 - Choix du jeu de réglage A ou B
- De la mesure
 - Période d'intégration (5 mn, 10 mn, etc...)

- Incrément compteur (énergie active et réactive)
- Langue de l'IHM
- Mode de synchronisation horaire
- De téléconduite (autorisation de télé réglage, télécommande avec pré-sélection SBO)
- Surveillance de la tension auxiliaire

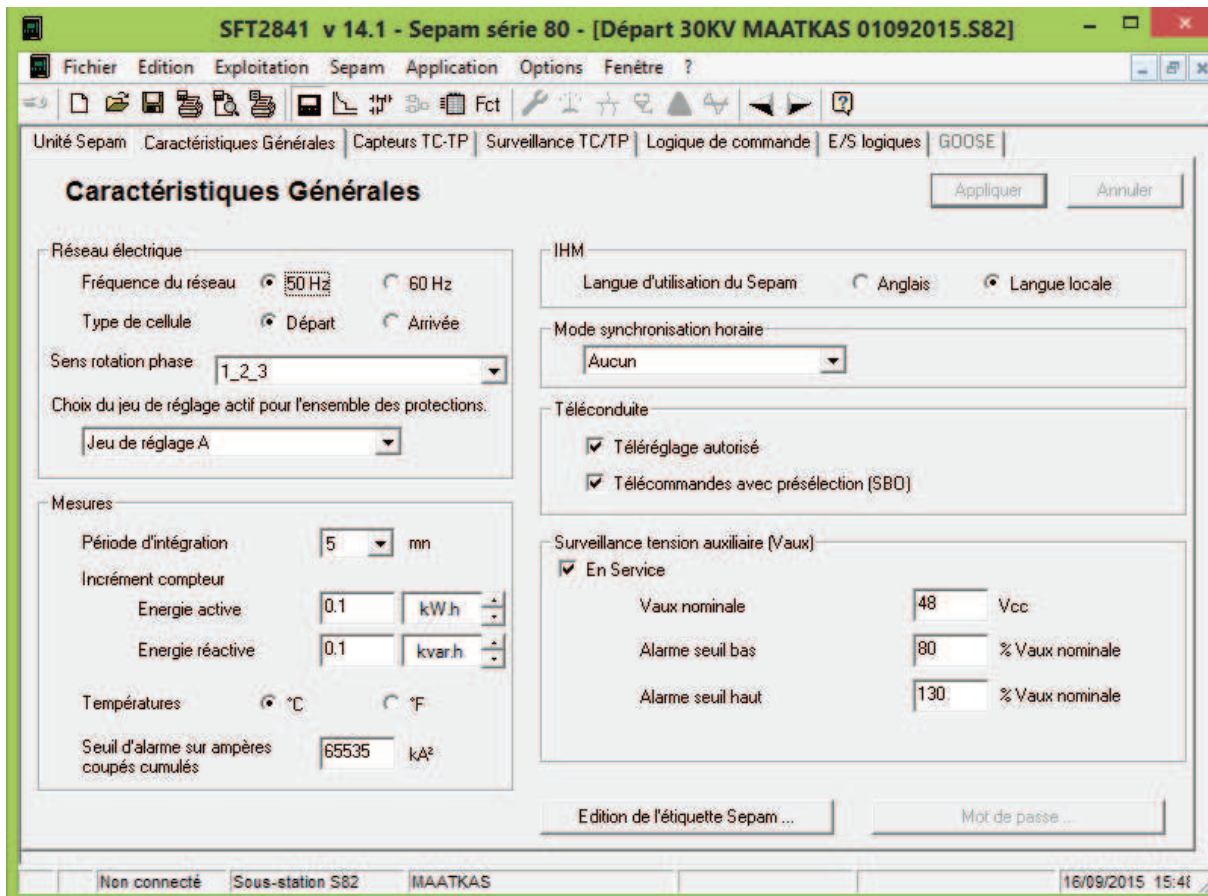


Figure IV.5 : Caractéristique générales

➤ Configuration des TC et TP

Le SEPAM dispose des entrées analogiques à raccorder aux capteurs de mesure nécessaires à son application :

- Trois entrées courant phase I_1, I_2, I_3 et une entrée courant résiduelle I_0 ;
- Trois entrées tension phase V_1, V_2, V_3 et une entrée tension résiduelle V_0 ;

Dans la fenêtre Capteur TC-TP on n'a sélectionné les capteurs qui équipent la cellule le départ Maatkas 30 KV :

- Trois Transformateurs de courant TC de calibre 300/1 A ;

- Un tore CSH 20/200 calibre 20 A côté basse tension BT et 470A coté HTA 30KV pour la mesure du courant résiduel ;
- Trois Transformateur de tension TP (30KV/100V) installés sur le jeu de barre A avec sorties BT raccordées au SEPAM

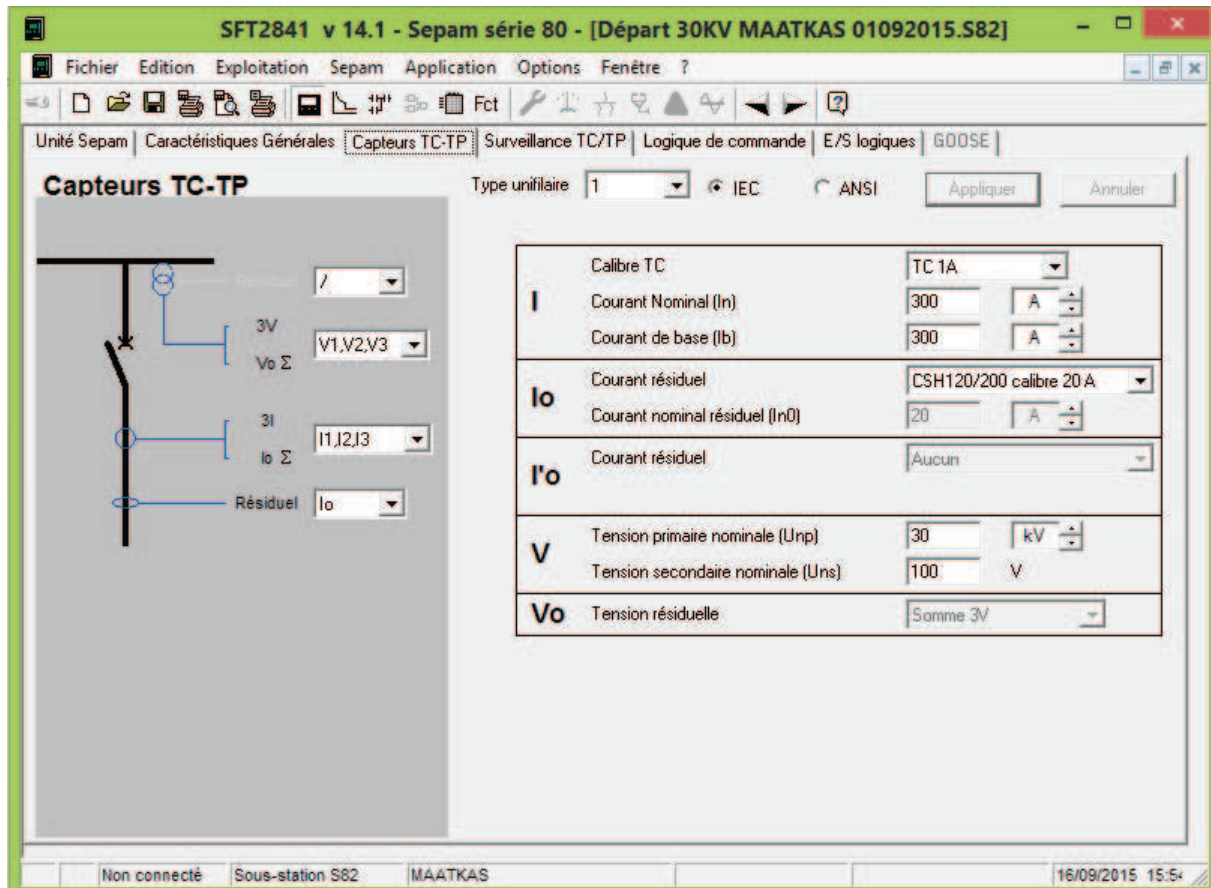



Figure IV.6 : Affichage des rapports TC et TP

➤ **Activation des protections**

Par un simple click sur l'icône  nous pourrons faire apparaître toutes les protections dans une barre

Dans cette fenêtre on a activé les 4 protections

- 50/51 : maximum de courant de phase
- 50N/51N : maximum de courant de terre
- 67N : directionnel de terre
- 81L : minimum de fréquence.

Tous les codes affichés en blanc sont actives.

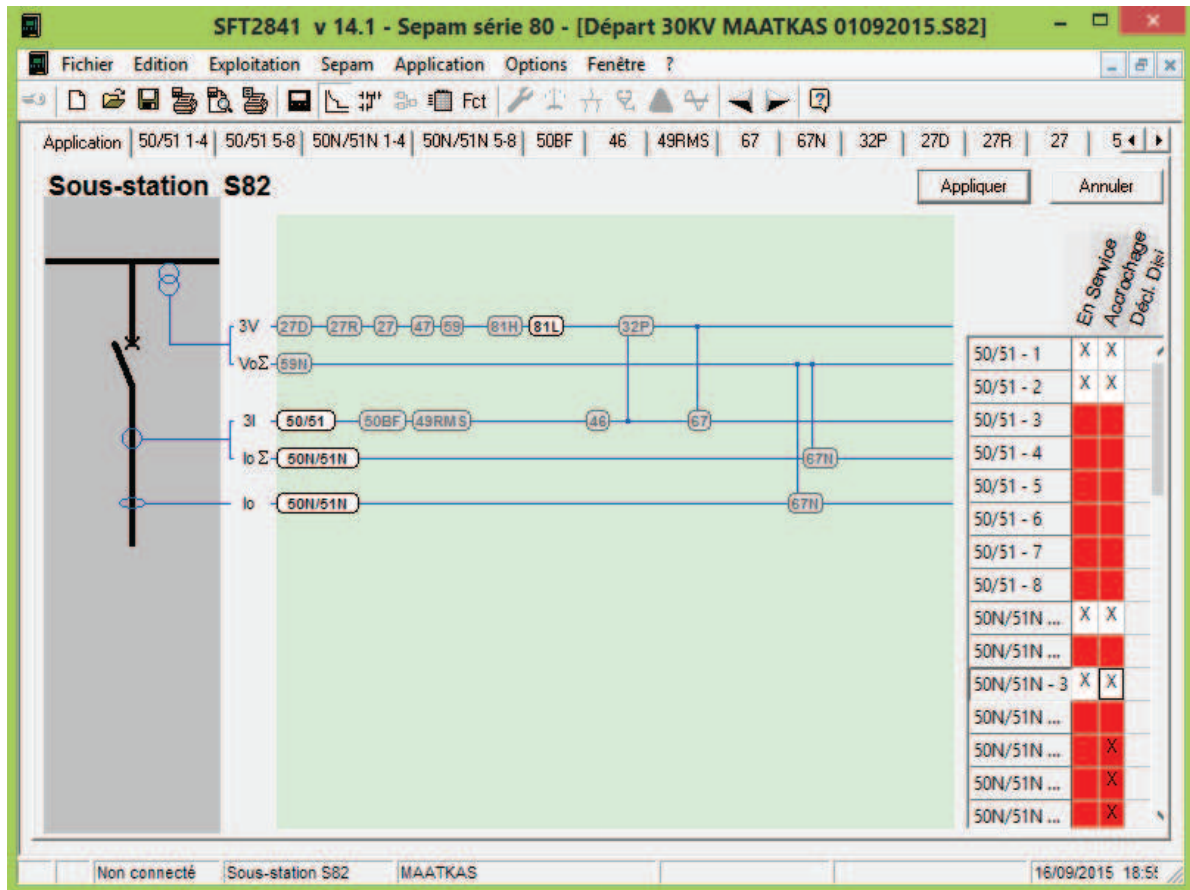


Figure IV.7 : Activation des protections

- **Protection à maximum de courant de phase 50/51 :**
 - On coche le 1^{er} et le 2^{eme}exemplaire ;
 En service ➡ état de marche ;
 Accrochage ➡ mémorisation et apparition puis disparition des alarmes au niveau d'un superviseur;
 - La mesure se fera avec des TC de phase trois à 3 entrées I_1, I_2, I_3
 - Nous avons affecté la courbe de déclenchement et le seuil de déclenchement selon les valeurs trouvées dans nos calculs faits précédemment (temps indépendant) ;
 - Allumage des LED L1 et L2 sur le SEPAM lorsque les seuils 1 et 2 sont dépassés ou les phases sont en défaut.

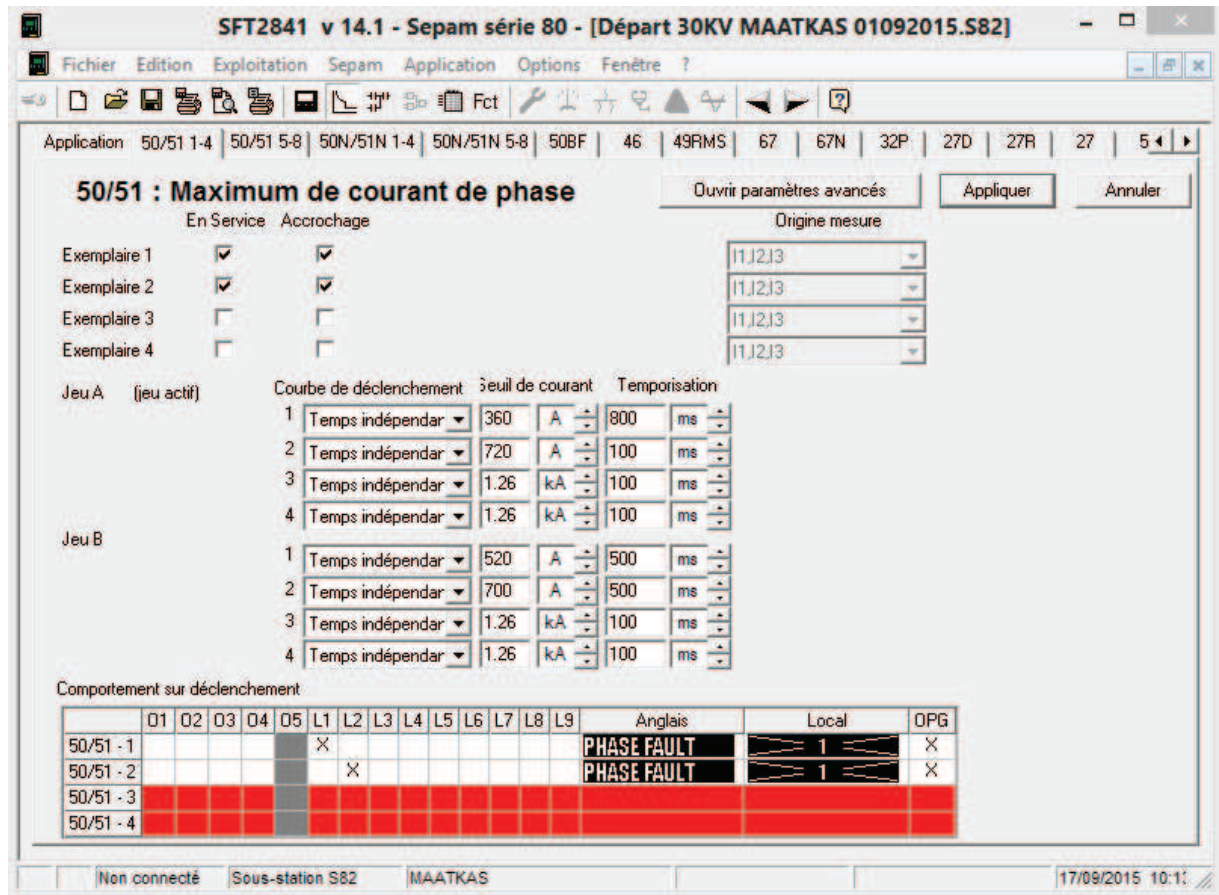


Figure IV.8 : Protection à maximum de courant de phase

- **Protection à maximum de courant de terre 50N/51N :**
 - Deux exemplaires sont affectés ;
 - Chaque exemplaire est affecté par son origine de mesure ;

Le premier exemplaire avec I_0 somme détecté par les trois TC

Le deuxième exemplaire par I_0 résiduel détecté par le tore

- En associe les courbe de déclenchement ;
 - 1^{er} exemplaire temps indépendant
 - 2^{eme} Exemplaire EPATR-B
- Allumage des LED 3 et 4 lorsque l'un des deux seuils sont dépassés.

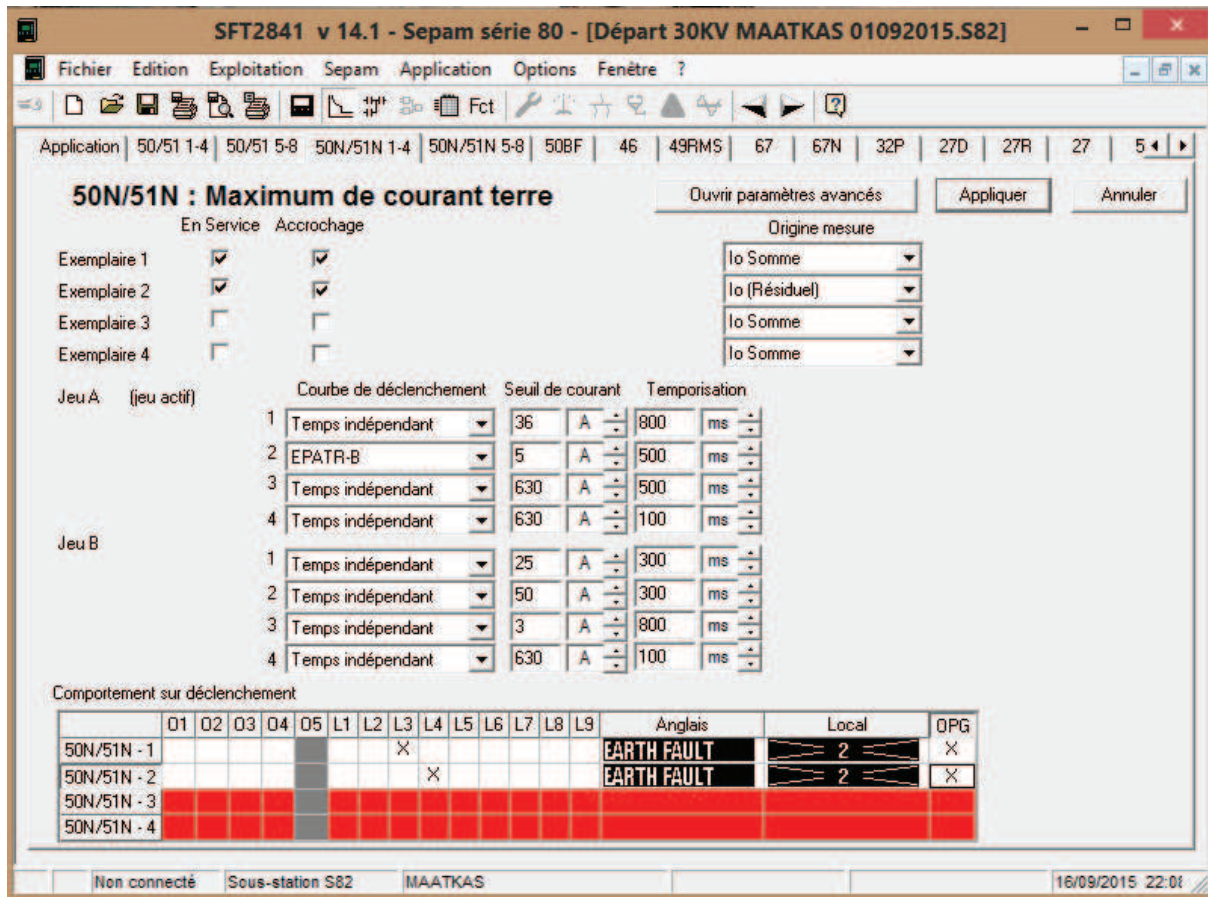


Figure IV.9 : Protection à maximum de courant de terre

➤ **Directionnel de terre 67N**

- Un exemplaire est affecté ;
- L'exemplaire est affecté par son origine de mesure I_0 résiduel ;
- Allumage de la LED 5 lorsque le seuil est dépassé.

On utilise la protection directionnelle de terre pour obtenir une bonne protection et éviter

Les déclenchements intempestifs par effet capacitif des départs adjacents saints non touchés par les défauts

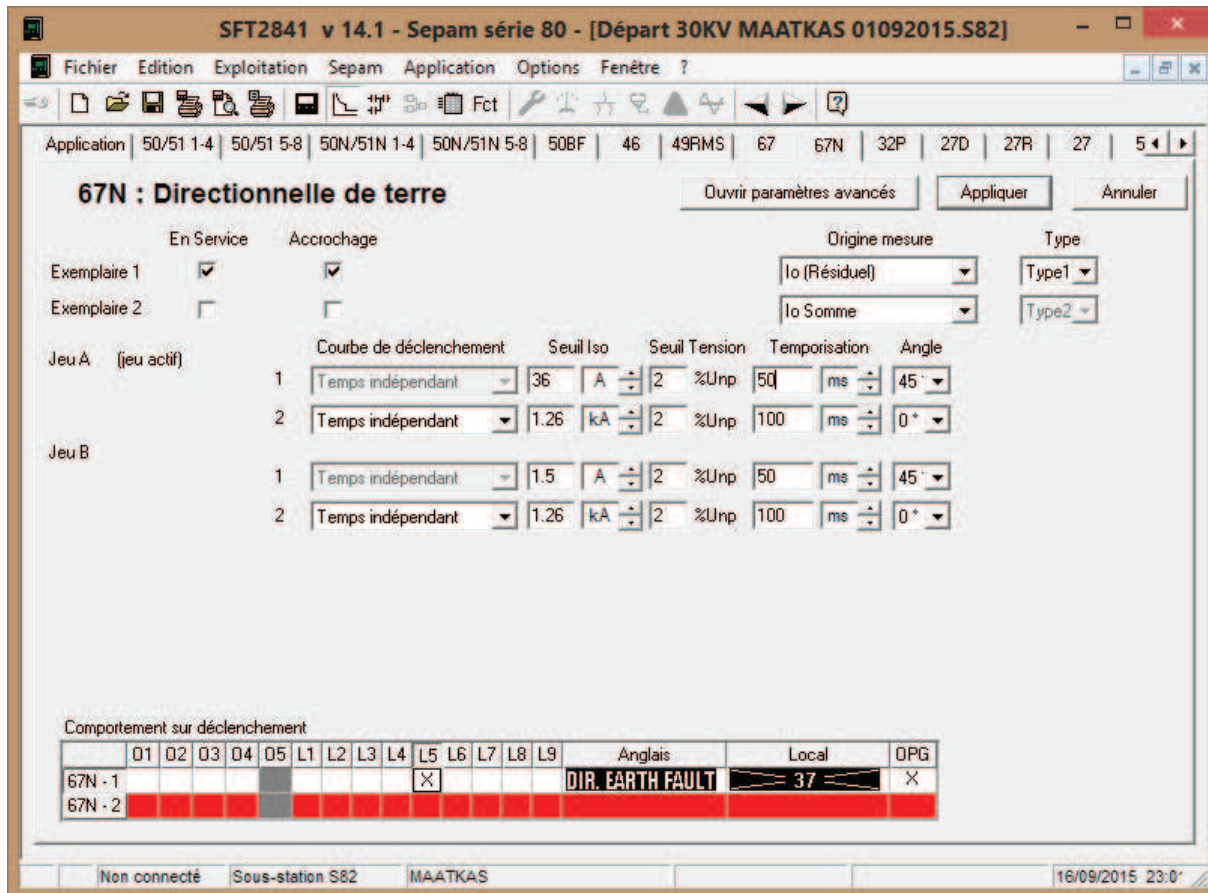


Figure IV.10 : Protection directionnelle de terre

- **Minimum de fréquence 81L**
- Un exemplaire est affecté ;
- L'exemplaire est affecté par son origine de mesure du minimum de fréquence « MINI F »
- Allumage de la LED 6 lorsque le seuil est dépassé.

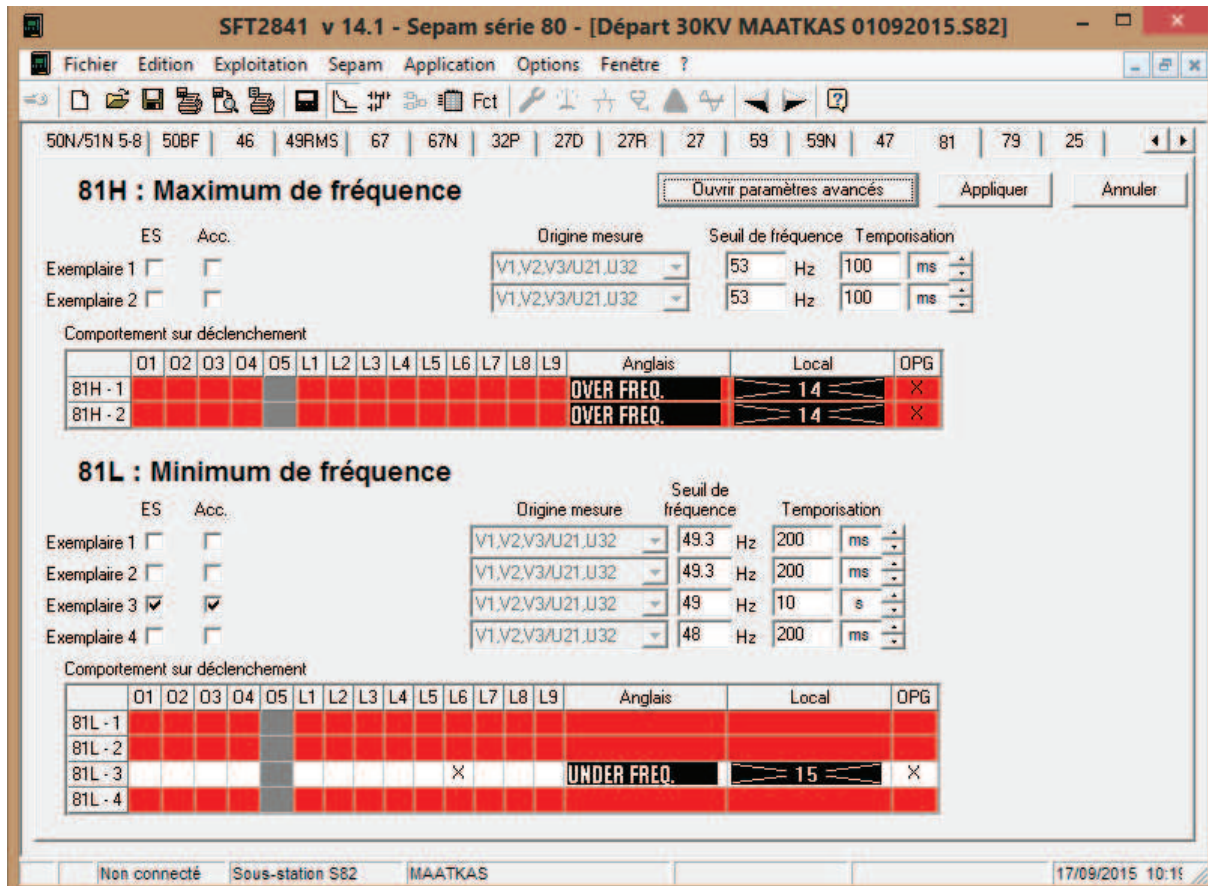


Figure IV.11 : Protection à minimum de fréquence

➤ Réenclencheur 79

Le cycle réenclencheur choisi pour le départ 30KV MAATKAS est comme suit :

Un rapide, un 1^{er} lent et 2^{ème} lent « RLL ».

- Le cycle rapide sert à éliminer les défauts fugitifs
- Le 1^{er} et 2^{ème} lents servent à éliminer les défauts semi permanents
- Le déclenchement définitif après les trois cycles nous rassurent d'un défaut permanent qu'il faut isoler par des manœuvres sur le réseau afin de le réparer.

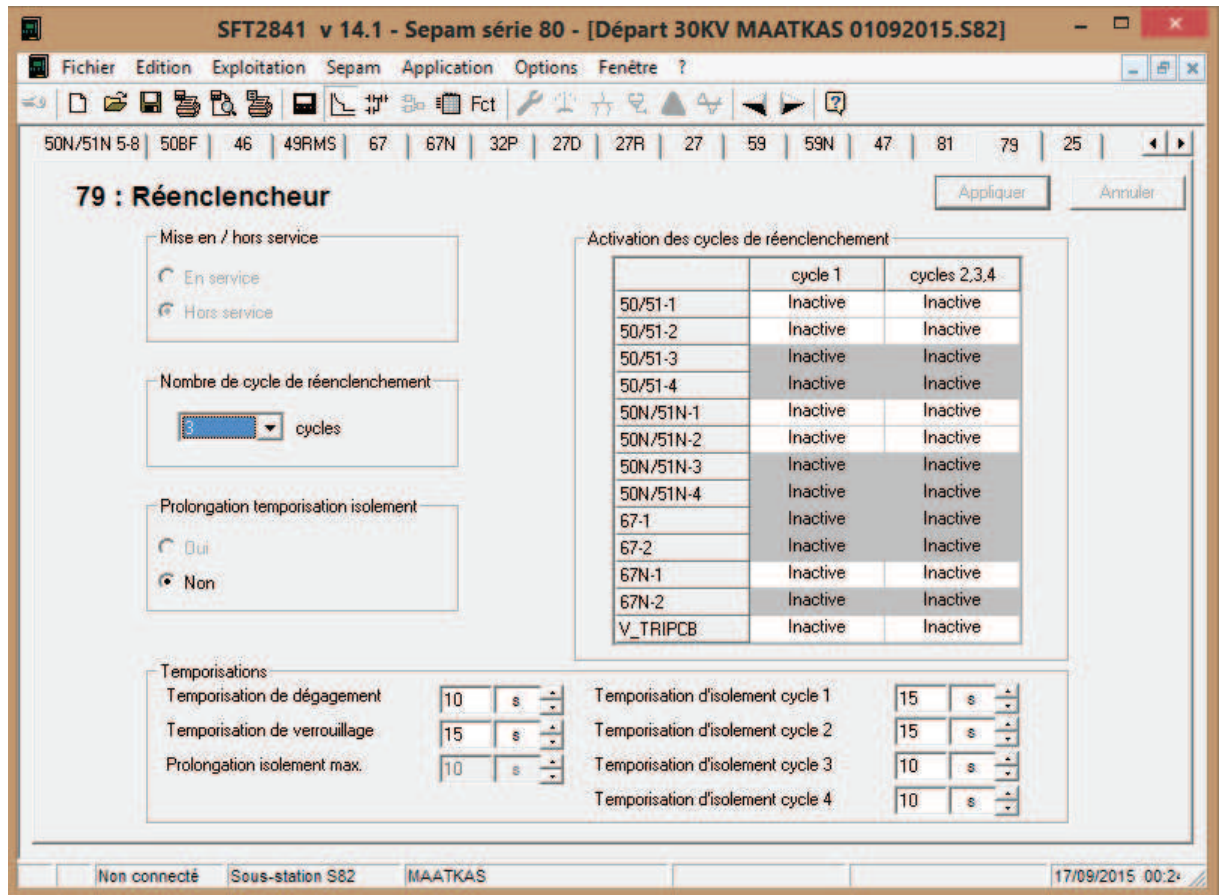


Figure IV.12 : Réenclencheur

IV.10) Vérification du relais de protection départ 30KV Maatkas

Pour vérifier le bon fonctionnement du relais protection SEPAM S80 , La sonelgaz de Tizi-Ouzou est dotée d’une caisse d’injection de marque ISA (T 1000)

Les valeurs obtenues suite tests sont résumées dans le tableau suivant :

Réglage		Rapport TC 300/1 A				X	
		Régime RNE					
Seuil (A)	Tempo risation (s)	Seuil (A)	Défaut (A) injectée	Temps (s) mesuré	RSEA	RSEB	
					Temps (s)	Temps (s)	
I_{PHASE}	360	0.8	1.2	1.23 Cycle RLL	0.82	0.053 déclanchement définitive Sans réenclenchement	0.061 déclanchement définitive Sans réenclenchement
$I_{VIOLENT}$	720	0.1	2.4	2.41 Cycle RLL	0.14	0.04 Déclanchement définitive sans réenclenchement	0.038 Déclanchement définitive sans réenclenchement
$I_0 ho$	36	0.8	0.12	0.14 Cycle RLL	0.81	0.059 Déclanchement définitive sans réenclenchement	inhibé
$I_{EPATR-B}$	5	0.5	0.016	0.013	14		
				0.02	10		
				0.025	8		
				0.036	6.65		

Tableau IV.2 : Différentes valeurs obtenues d’après les essais

- **Interprétations des résultats**

Dans la protection à temps indépendant, le temps de déclenchement est constant. La temporisation est initialisée dès que le seuil de fonctionnement est franchi.

Pour la protection de terre résistante PTR, la temporisation est inversement proportionnel au courant de défaut injecté.

Dans le régime normal d'exploitation RNE le réenclencheur fait son cycle, par contre dans les régimes spéciaux d'exploitation RSEA et RSEB le déclenchement est définitif sans cycle et il est instantané.

IV.11) Conclusion

Faisant référence aux valeurs des seuils des courants de défauts injectées et aux mesurées prises pour les temporisations, nous concluons positivement le bon fonctionnement du relais protection numérique SEPAM S80 qui est installé sur la cellule 30KV du départ MAATKAS.

Conclusion Générale

Conclusion Générale

Dans ce travail, nous avons énuméré les différentes architectures du réseau de distribution moyenne tension et postes HTA. Ces architectures sont très importantes et très sensibles, ce qui nécessite une protection contre les différents types d'anomalies tels que les courts-circuits, les surtensions, les surintensités, ...etc.

Il était nécessaire pour nous de donner les informations sur les différents éléments qui composent un système de protection moyenne tension. Ces éléments sont très importants, très sensibles et doivent être bien choisis et bien réglés afin d'assurer une protection efficace contre les différents types de défauts qui peuvent survenir sur le réseau électrique.

Après avoir choisi la méthode des impédances pour le calcul des courants de courts-circuits, une application a été faite sur le départ 30KV MAATKAS issu du poste 60KV/30KV de Draa-Ben-Khedda. Les valeurs calculées ont été adaptées comme seuils de réglage pour le relais.

La protection numérique SEPAM S80 qui est installée sur le départ 30KV Maatkas répond amplement aux besoins et contient toutes les fonctions de protection nécessaires. Vu les qualités et la fiabilité que possède le relais SEPAM S80, son utilisation est convoitée dans le réseau de sonelgaz.

Des essais d'injection ont été effectués sur le SEPAM S80 du départ 30KV Maatkas qui prouve bien son fonctionnement.

Nous trouvons simple et pratique son logiciel de configuration SFT2841 qui nous a permis de paramétrer les fonctions de protection, les seuils de réglage des courants de courts-circuits, le cycle du réenclencheur et tant d'autres données importantes pour l'exploitation du réseau en l'occurrence les mesures des courants, tensions, puissances, fréquences etc...

Cette étude nous a permis de comprendre mieux les courants de courts-circuits et surcharges qui surviennent sur les départs HTA, d'adapter les seuils de réglage pour leur protection selon les caractéristiques du départ et de choisir en conséquence le relais adapté pour préserver le réseau électrique qui est à son amont.

BIBLIOGRAPHIE

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Guide Technique « *Plan de protection des réseaux HTA* » EDF B61-21, B61-22, B61-24, B61-25 ultérieure, Février 1994.
- [2] Christian PURET << Les réseaux de distribution publique moyenne tension dans le monde >>, année 2002.
- [3] ZELLAGUI Mohamed ‘ «étude des protections des réseaux MT 30 et 10 KV », mémoire de magistère, université Constantine, juillet 2010.
- [4] J.M. DELBARRE, « Postes à HT et THT - Rôle et Structure », Techniques de l’Ingénieur, Traité Génie électrique, 2004.
- [5] D.MELLAL «Protection des réseaux », SONELGAZ, non édité
- [6] Groupe SONELGAZ « *Manuel de réglage des protections des réseaux SONELGAZ* », Aout 2004.
- [7] Schneider Electric, « les architectures des réseaux »
- [8] Guide de la protection «CG0021FR», Schneider électrique, Merlin Gerin, édition 2006.
- [9] H. Benchikh El Hocine, « *Les étages Moyenne Tension* », Institut de Formation en Electricité et Gaz (IFEG), Centre Ain M’lila, Groupe SONELGAZ, Avril 2004
- [10] Merlin Gerin, « *Protection des réseaux électriques* », PozzoGrosMonti – Italie 2003.
- [11] C. Puret, « *les réseaux de distribution publique MT dans le monde* », Cahier Technique Merlin Gerin 155, septembre 1991.
- [12] Schneider Electric, «*Postes HTA/BT*»
- [13] H.BELMAHDI et N.ABDELLI «Etudes d’un réseau de distribution moyenne tension, application Oued-Aissi / Tizi-Ouzou», mémoire d’ingénieur, ummto, année 2008.
- [14] F. AMRANI et R. BELKESSA «Etude des protections des départs moyenne tension application poste 60 / 30 kV de Tizi Meden», mémoire d’ingénieur, ummto, année 2009.
- [15] SPECIFICATION TECHNIQUE ONE ST N^o D22-P66, édition Aout 2010.

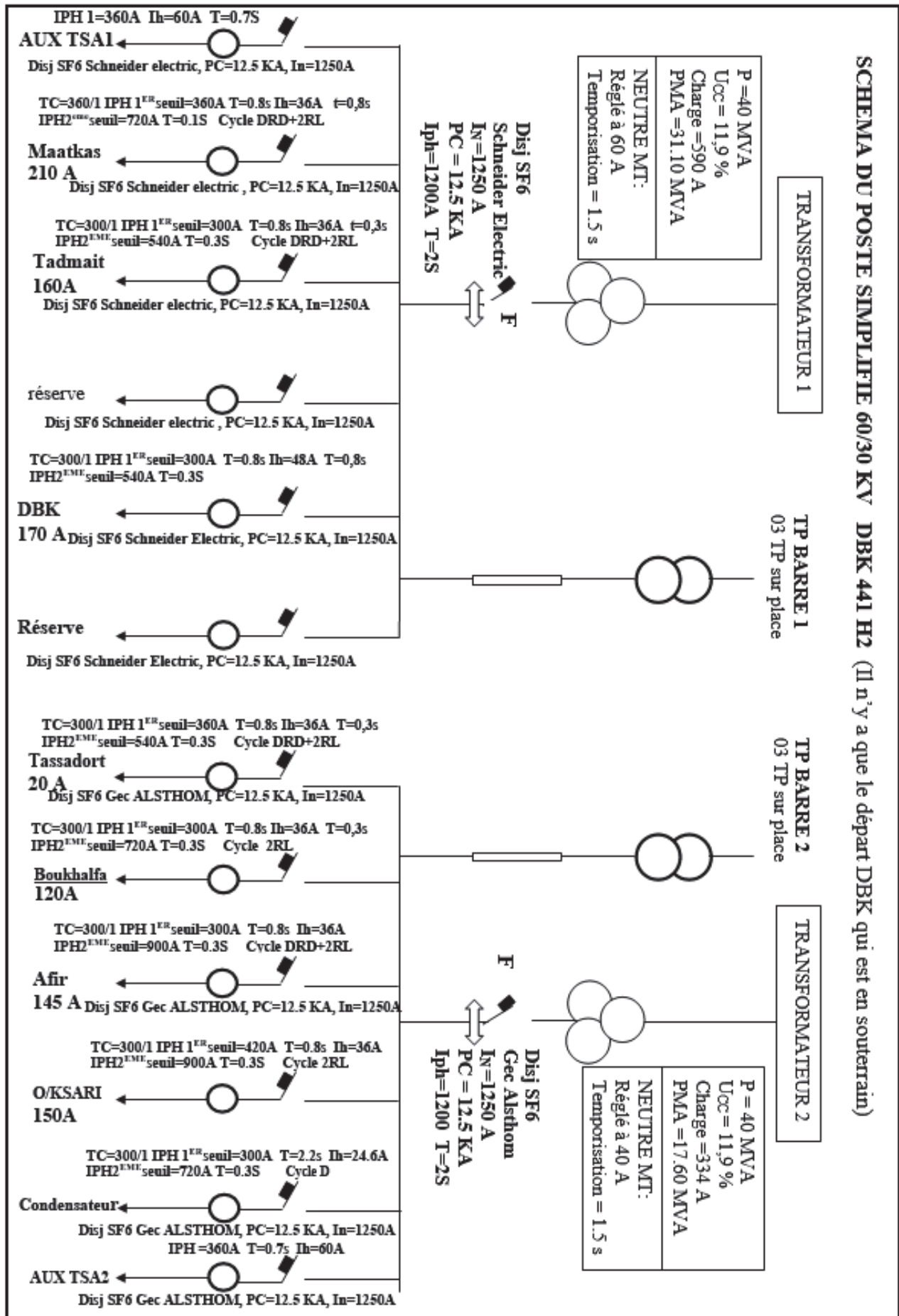
[16] Notice d'exploitation Installation, utilisation, mise en service et maintenance de SEPAM Schneider électrique Mai 2007.

[17] Notice fonction Mesures, protections, commande et surveillance de SEPAM Schneider électrique Mai 2007.

[18] Groupe SONELGAZ direction de la distribution <<calculs des courants de courts-circuits et réglages des protections des réseaux moyenne tension>>, non éditer

ANNEXES

PROTECTIONS	Code ANSI
Maximum de courant phase	50/51
Maximum de courant terre / Terre Sensible	50N/51N 50G/51G
Défaillance disjoncteur	50BF
Maximum de composante inverse	46
Image thermique câble, Image thermique machine, Image thermique condensateur	49RMS
Déséquilibre gradins de condensateurs	51C
Différentielle de terre restreinte	64REF
Différentielle transformateur (2 enroulements)	87T
Différentielle machine	87M
Maximum de courant phase directionnelle	67
Maximum de courant terre directionnelle	67N/67NC
Maximum de puissance active directionnelle	32P
Maximum de puissance réactive directionnelle	32Q
Minimum de puissance active directionnelle	37P
Minimum de courant phase	37
Démarrage trop long, blocage rotor	48/51LR
Limitation du nombre de démarrages	66
Perte d'excitation (minimum d'impédance)	40
Perte de synchronisme	78PS
Maximum de vitesse (2 seuils)	12
Minimum de vitesse (2 seuils)	14
Maximum de courant à retenue de tension	50V/51V
Minimum d'impédance	21B
Mise sous tension accidentelle	50/27
Minimum de tension résiduelle harmonique 3 / 100 % masse stator	27TN/64G2 64G
Surfluxage (V / Hz)	24
Minimum de tension (L-L ou L-N)	27
Minimum de tension directe	27D
Minimum de tension rémanente	27R
Maximum de tension (L-L ou L-N)	59
Maximum de tension résiduelle	59N
Maximum de tension inverse	47
Maximum de fréquence	81H
Minimum de fréquence	81L
Dérivée de fréquence	81R
Réenclencheur (4 cycles)	79
Thermostat / Buchholz	26/63
Surveillance température (16 sondes)	38/49T
Contrôle de synchronisme	25



Diagnostic réseau et machine																
Contexte de déclenchement	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Courant de déclenchement Trip1, Trip2, Trip3	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Nombre de déclenchements sur défaut phase, sur défaut terre	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Taux de déséquilibre / courant inverse II	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Taux de distorsion du courant et de la tension Ithd, Uthd	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Déphasage $\varphi_0, \varphi'_0, \varphi_0\Sigma$	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Déphasage $\varphi_1, \varphi_2, \varphi_3$	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Oscilloperturbographie	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Echauffement	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Durée de fonctionnement restant avant déclenchement dû à une surcharge	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Durée d'attente après déclenchement dû à une surcharge	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Compteur horaire / temps de fonctionnement	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Courant et durée du démarrage	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Durée d'interdiction de démarrage	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Nombre de démarrages avant interdiction	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Taux de déséquilibre / courant inverse I'i	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Courant différentiel Idiff1, Idiff2, Idiff3	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Courant traversant It1, It2, It3	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Déphasage θ entre courants I et I'	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Impédances apparentes directes Zd et entre phases Z21, Z32, Z13	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Tension harmonique 3 point neutre ou résiduelle	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Ecart en amplitude, fréquence et phase des tensions comparées pour contrôle de synchronisme (4)	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
Capacité et courants de déséquilibre condensateur	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Mesures	Sous-station			Transformateur			Moteur			Générateur			Barres		Cap.	
	S80	S81	S82	S84	T81	T82	T87	M81	M87	M88	G82	G87	G88	B80	B83	C86
Courant phase RMS I1, I2, I3	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Courant résiduel mesuré I0, calculé I0Σ	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Courant moyen I1, I2, I3	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Maximètre courant IM1, IM2, IM3	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Courant résiduel mesuré I'0	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Tension U21, U32, U13, V1, V2, V3	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Tension résiduelle V0	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Tension directe Vd / sens de rotation	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Tension inverse Vi	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Fréquence	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Puissance active P, P1, P2, P3	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Puissance réactive Q, Q1, Q2, Q3	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Puissance apparente S, S1, S2, S3	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Maximètre de puissance PM, QM	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Facteur de puissance	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Energie active et réactive calculée (± W.h, ± var.h)	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Energie active et réactive par comptage d'impulsions (2) (± W.h, ± var.h)	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
Courant phase RMS I'1, I'2, I'3	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Courant résiduel calculé I'0Σ	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Tension U'21, V'1 et fréquence	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Tension U'21, U'32, U'13, V'1, V'2, V'3, V'd, V'i et fréquence	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Tension résiduelle V'0	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Température (16 sondes) (3)	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
Vitesse de rotation (2)	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
Tension point neutre Vnt	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Diagnostic appareillage	Code ANSI															
Surveillance TC / TP	60/60FL															
Surveillance circuit de déclenchement (2) 74	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
Surveillance alimentation auxiliaire	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Surveillance des ampères coupés cumulés	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Nombre de manœuvres, temps de manœuvre, temps de réarmement, nombre de débrogages disjoncteur (2)	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
Communication Modbus, CEI 60870-5-103, DNP3 ou CEI 61850																
Lecture des mesures (5)	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
Télésignalisation et horodatation des événements (5)	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
Télécommandes (5)	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
Télé réglage des protections (5)	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
Transfert des enregistrements d'oscilloperturbographie (5)	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□

■ de base, □ en option.

(2) Selon paramétrage et modules optionnels d'entrées sorties MES120.

(3) Avec modules optionnels d'entrées température MET148-2.

(4) Avec module optionnel pour contrôle de synchronisme MCS025.

(5) Avec interface de communication ACE949-2, ACE959, ACE937, ACE969TP ou ACE969FO.

Protections	Code ANSI	Sous-station			Transformateur			Moteur			Générateur			Barres		Cap.
		S80	S81	S82	S84	T81	T82	T87	M81	M87	M88	G82	G87	G88	B80	B83
Maximum de courant phase ⁽¹⁾	50/51	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Maximum de courant terre / Terre sensible ⁽¹⁾	50N/51N 50G/51G	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Défaillance disjoncteur	50BF	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Maximum de composante inverse	46	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Image thermique câble	49RMS		2	2	2											
Image thermique machine ⁽¹⁾	49RMS					2	2	2	2	2	2	2	2			
Image thermique condensateur	49RMS															2
Déséquilibre gradins de condensateurs	51C															8
Différentielle de terre restreinte	64REF					2	2	2			2		2			
Différentielle transformateur (2 enroulements)	87T							1			1		1			
Différentielle machine	87M									1		1				
Maximum de courant phase directionnelle ⁽¹⁾	67			2	2		2	2			2	2	2			
Maximum de courant terre directionnelle ⁽¹⁾	67N/67NC		2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2			
Maximum de puissance active directionnelle	32P		2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2			
Maximum de puissance réactive directionnelle	32Q								1	1	1	1	1			
Minimum de puissance active directionnelle	37P				2							2				
Minimum de courant phase	37								1	1	1					
Démarrage trop long, blocage rotor	48/51LR								1	1	1					
Limitation du nombre de démarrages	66								1	1	1					
Perte d'excitation (minimum d'impédance)	40								1	1	1	1	1	1		
Perte de synchronisme	78PS								1	1	1	1	1	1		
Maximum de vitesse (2 seuils) ⁽²⁾	12								□	□	□	□	□	□		
Minimum de vitesse (2 seuils) ⁽²⁾	14								□	□	□	□	□	□		
Maximum de courant à retenue de tension	50V/51V											2	2	2		
Minimum d'impédance	21B											1	1	1		
Mise sous tension accidentelle	50/27											1	1	1		
Minimum de tension résiduelle harmonique 3 / 100 % masse stator	27TN/64G2 64G											2	2	2		
Surfluxage (V / Hz)	24									2		2	2	2		
Minimum de tension (L-L ou L-N)	27	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Minimum de tension directe	27D	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Minimum de tension rémanente	27R	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Maximum de tension (L-L ou L-N)	59	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Maximum de tension résiduelle	59N	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Maximum de tension inverse	47	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Maximum de fréquence	81H	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Minimum de fréquence	81L	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Dérivée de fréquence	81R				2											
Réenclencheur (4 cycles) ⁽²⁾	79	□	□	□	□											
Thermostat / Buchholz ⁽²⁾	26/63					□	□	□	□	□	□	□	□			
Surveillance température (16 sondes) ⁽³⁾	38/49T					□	□	□	□	□	□	□	□			□
Contrôle de synchronisme ⁽⁴⁾	25	□	□	□	□	□	□	□			□	□	□	□	□	
Commande et surveillance																
Commande disjoncteur / contacteur	94/69	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
Automatisme de transfert de sources (ATS) ⁽²⁾		□	□	□	□	□	□	□			□	□	□	□	□	
Délestage / redémarrage automatique									■	■	■					
Désexcitation												■	■	■		
Arrêt groupe												■	■	■		
Commande gradins de condensateurs ⁽²⁾																□
Sélectivité logique ⁽²⁾	68	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
Accrochage / acquittement	86	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Signalisation	30	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Basculement jeux de réglages		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Adaptation par équations logiques		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Programmation par Logipam (Langage à contacts)		□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□

Les chiffres indiquent le nombre d'exemplaires de fonctions de protection disponibles.

■ de base, □ en option.

(1) Fonction de protection disposant de 2 jeux de réglages.

(2) Selon paramétrage et modules optionnels d'entrées sorties MES120.

(3) Avec modules optionnels d'entrées température MET148-2.

(4) Avec module optionnel pour contrôle de synchronisme MCS025.



Figure 1 : Vue face avant du SEPAM



Figure 2 : Vue face arrière du SEPAM



Figure 3 : Bouton de changement de différentes fonctions et regimes du SEPAM

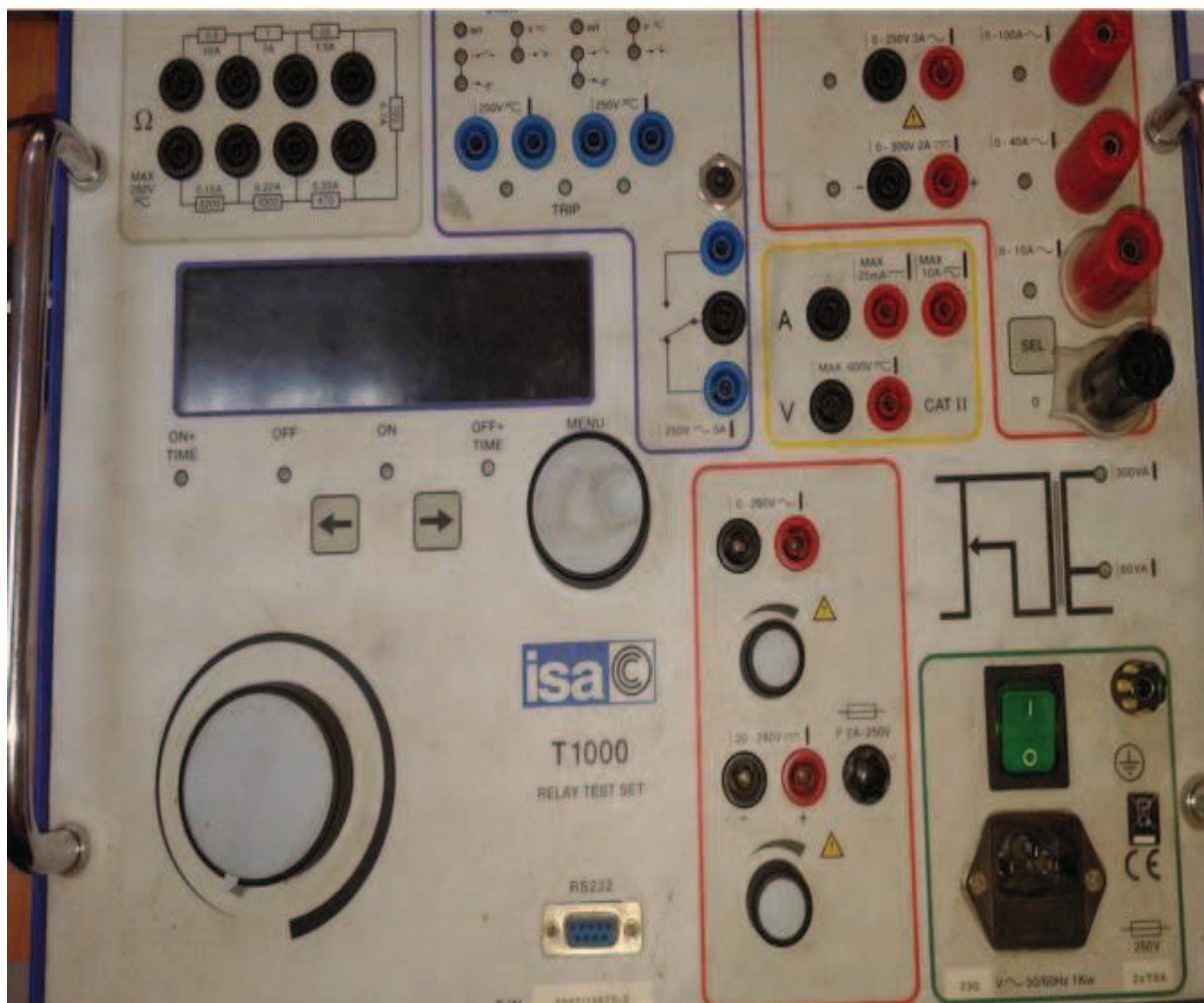


Figure 4 : Caisse d'injection T1000

Résumé

L'utilisation de l'énergie électrique est parfois très dangereuse, pour cela, on trouve des protections installées au niveau des postes de transformations, et qui servent à la commande et à l'isolation de la ligne en cas de danger. Notre travail consiste au calcul des valeurs des réglages qui doivent être programmées dans le relais de protection numérique (SEPAM S80) Schneider Electric. On trouve dans le marché plusieurs marque de protections, plusieurs marques des transformateur de courant, pour cela, on doit vérifier les équipements déjà installé, et on doit surtout vérifier le couplage (le raccordement des TC), et on doit prendre en considération les caractéristiques techniques des lignes électriques déjà réalisées et raccordées avec la ligne concernée par le calcul des réglages. On doit aussi vérifier les modes de fonctionnement de ces lignes en cas de défauts et dans le cas sain.

Un bon calcul des réglages assurent un bon fonctionnement de la fourniture de l'énergie électriques, d'une manière permanente et sans perturbations.