

N° Ordre...../FHC/UMBB/2016

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE  
**UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES**



**Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie**

**Mémoire de Fin d'Etudes  
En vue de l'obtention du diplôme :**

**MASTER**

Présenté par  
DILMI Izzeddine  
BELLAHDID Yazid

Filière : Hydrocarbures  
Option : Génie électrique: Electricité Industrielle

**Thème**

**Test de relais numérique Sepam 40 à l'aide d'une caisse d'injection au  
secondaire OMICRON CMC 156**

**Devant le jury :**

HAMADACH

KHELIFI

CHALLAH

TADJER Sid Ahmed

MCA

MAA

MAB

MAA

UMBB

UMBB

UMBB

UMBB

Président

Examineur

Examineur

Encadreur

Année Universitaire : 2015/2016

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE  
UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



**Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie**  
Département : Automatisation et Electrification des Procédés Industriels  
Filière : Hydrocarbures  
Option : Génie électrique: Electricité Industrielle

**Mémoire de Fin d'Etudes**  
**En vue de l'obtention du diplôme :**

# **MASTER**

## **Thème**

**Test de relais numérique Sepam 40 à l'aide d'une caisse d'injection au  
secondaire OMICRON CMC 156**

**Présenté par :**

DILMI Izzeddine  
BELLAHDID Yazid

**Avis favorable de l'encadreur :**

Mr.TADJER Sid Ahmed

**Avis favorable du Président du jury**

**Nom Prénom**

**Signature**

**HAMADACHE.M**

**Cachet et signature**

# Remerciements

Nous remercions Allah, le tout puissant, pour nous avoir donné, le courage, la patience, la volonté et la force nécessaires, pour affronter toutes les difficultés et les obstacles, qui se sont hissés au travers de notre chemin, durant toutes nos années d'études.

Nous remercions nos parents ainsi que tous les membres de nos familles pour leur soutien financier et moral durant tout notre cursus étudiant.

Nous exprimons nos remerciements à notre promoteur, Mr TADJER Sid Ahmed, pour l'assistance qu'il nous a témoignée, pour sa disponibilité, pour sa gentillesse, pour ses conseils et orientations sans lesquels ce travail ne verra jamais le jour, qu'il trouve ici l'expression de notre gratitude.

Nous remercions aussi les membres de jury qui nous ont fait l'honneur de participer à l'évaluation de ce travail.

Nos sincères remerciements aux ingénieurs et techniciens de central de production électrique SPE de M'sila ainsi que les ingénieurs et techniciens de Hassi R'mel DP division maintenance électromécanique qui nous ont conseillés et éclairés sur notre travail tout le long de notre projet.

Nous tenons à remercier tous nos professeurs du Primaire à l'Université.

**Merci à toute personne ayant contribué de près ou de loin à la concrétisation de ce projet, je ne saurais oublier mes amis, et en particulier notre belle et très belle promotion d'Electricité Industrielle (2011-2016). Je leur souhaite à tous de très beaux succès dans la vie.**



## *Dédicaces*

*Je tiens à dédier ce modeste travail :*

*À celle qui m'est la plus chère au monde,  
Qui n'a pas cessé de m'encourager, de prier pour  
moi, et qui a su m'entourer de toute son affection et  
son amour.*

*Que Dieu vous protège, chère mère Lamria.  
Mon père Khaled, pour sa patience, sa confiance, ses  
encouragements et ses sacrifices.*

*À mes frère : Okba et Imad .*

*À mes sœurs : Lemya et Nawel.*

*À mon oncle, sa femme et ses enfants  
À toute ma famille.*

*À mes proches amis et frères : Ilyas, Midou, Hicham,  
Chamso, Ghano, Oussama, Mahdi, Wassim, Yassin,  
Walid, Sefian, Anoire, Ibrahim, Omar,  
À mon binôme Yazid et toute sa famille.*

*À tous les amis d'études d'électricité industrielle  
2011.*

*À tous ceux et celles dont les noms n'ont pu être  
cités.*



*Azzeddine*



## *Dédicaces*

*Je dédie ce modeste travail aux personnes les plus chères à mon cœur.*

*A mes très chers parents que j' aime énormément, merci de 'avoir*

*Soutenue, aidée durant mes études*

*A mon grand frère Farid et sa femme Samira ainsi que  
ma petite nièce adorable LINA*

*A mon frère Hocine*

*A mes sœurs Amina, Souad et Nissa*

*A ma grande mère Saadia*

*A la mémoire de mes grand pères et de ma grand mère décédés*

*A tous mes cousins et cousines*

*A toute la famille BELLAHDID et KHELIFI*

*A mon binôme Izzedine et toute sa famille*

*A tous mes amis et camarades de classe*

*A tous ceux qui m'aiment.*



**YAZID**

# Sommaire

Introduction Générale .....	1
-----------------------------	---

## Chapitre I

### Défauts électriques, causes et leurs conséquences

I.1 Introduction .....	3
I.2 Défauts et leurs conséquences .....	3
I.3 Défauts .....	3
I.3.1 Le court circuit .....	3
I.3.2 Chutes de tension .....	6
I.3.3 Défaut à la terre .....	6
I.3.4 Défaut polyphasé .....	6
I.3.5 Creux de tension .....	6
I.3.6 La surintensité .....	8
I.3.7 La surcharge .....	8
I.3.8 Les surtension .....	8
I.4 Conséquences des défauts électrique .....	11
I.5 Elimination des défauts .....	12
I.5.1 Fusible .....	12
I.5.2 Disjoncteur .....	14
I.5.3 Différentes techniques de coupure d'arc électrique .....	15
I.6 - Conclusion .....	19

## Chapitre II

### la protection électrique en général

II .1 Introduction .....	20
II .2 Système de protection .....	20
II .2.1 Définition .....	20
II .2.2 Les fonctions de protection .....	20
II .2.3 Le but de protection .....	20
II .2.4 Contraintes supplémentaires pour la protection .....	21
II .3 Qualité principales d'un système de protection .....	22
II .3 .1 Rapidité .....	22
II .3.2 Sélectivité .....	22

II .3.2.1 Sélectivité ampéremétrique .....	22
II .3.2.2 Sélectivité chronométrique .....	23
II .3.2.3 Sélectivité logique .....	24
II .3.3 Sensibilité .....	25
II .3.4 Fiabilité .....	26
II .4 Chaîne de protection .....	27
II.4.1 Constitution .....	27
II .4.1.1 Réducteurs de mesure .....	28
II .4.1.2 Transformateur de courant .....	28
II .4.1.3 Transformateur de tension .....	29
II .4.2 Système de relais de protection .....	30
II .4.2.1 Relais .....	30
II .4.3 Principes de fonctionnement des relais de protection .....	33
II .4.3.1 Relais de mesure .....	33
II .4.3.2. Relais directionnel .....	34
II .4.3.3 Relais d'impédance .....	35
II .4.3.4 Relais différentiel .....	35
II.4.4 Relais numérique REG 216 .....	35
II.4.4.1 Domaine d'utilisation .....	36
II.4.4.2 Caractéristiques principales .....	36
II.4.4.3 Construction .....	37
II.4.4.4 Fonctions de protection .....	37
II.5 Conclusion .....	38

## chapitre III

### les protection électrique

Introduction .....	39
III.1 Maximum de vitesse (Code ANSI 12) .....	39
III.1.1 Fonctionnement .....	39
III.1.2 Schéma de principe .....	39
III.2 Minimum de vitesse (Code ANSI 14) .....	39
III.2.1 Fonctionnement .....	39
III.2.2 Schéma de principe .....	39
III.3 Minimum d'impédance (Code ANSI 21B) .....	41
III.3.1 Fonctionnement .....	41

III.3.2 Schéma de principe .....	41
III.4 Minimum de tension (L-L ou L-N) (Code ANSI 27).....	42
III.4.1 Fonctionnement .....	42
III.4.2 Schéma de principe .....	42
III.7 Minimum de courant phase (Code ANSI 37) .....	43
III.7.1 Fonctionnement .....	43
III.7.2 Schéma de principe .....	45
III.8 Minimum de puissance active directionnelle (Code ANSI 37P) .....	45
III.8.1 Fonctionnement .....	45
Figure III.11 Sens d'écoulement .....	46
III.8.2 Schéma de principe .....	46
III.9 Perte d'excitation (Code ANSI 40) .....	47
III.9.1 Fonctionnement .....	47
III.9.2 Schéma de principe .....	48
III.10 Défaillance disjoncteur (Code ANSI 50BF) .....	50
III.10.1 Fonctionnement .....	51
III.10.2 schéma de principe .....	52
III.11 Maximum de tension (L-L ou L-N) (Code ANSI 59) .....	53
III.11.1 Fonctionnement .....	53
III.11.2 Schéma de principe .....	54
III.12 100 % masse stator (Code ANSI 64G).....	54
III.12.1 Fonctionnement .....	55
III.13 Courbes de déclenchement .....	58

## Chapitre IV

### Discussion et Présentation des Résultats des teste

Introduction: .....	61
IV.1 Relais Sepam .....	61
IV.1.1 Sepam série 20 .....	61
IV.1.2 Sepam série 40 .....	62
IV.1.3 Sepam série 80 .....	62
IV.2 Sepam 40 .....	62
IV.2.1 Principales fonctions .....	63
IV.3 La caisse d'injection au secondaire OMICRON CMC 156.....	64
IV.4 Procédures des essais .....	66
IV.5 Les étapes effectué durant le teste : .....	66

VI.6 Résultat de teste .....	70
IV.6.1 Teste de la protection minimum d'impédance (21).....	71
IV.6.2 Teste de la protection minimum de tension (27).....	73
IV.6.3 Teste de la protection maximum de tension (59).....	75
IV.6.4 Teste de la protection minimum de courant à base fréquence (51 LF) .....	77
IV.6.5 Teste de la protection maximum de courant (50) .....	79
IV.6.6 Teste de la protection minimum de fréquence (81 L) .....	81
IV.6.7 Teste de la protection maximum de fréquence (81 H) .....	83
IV.6.8 Teste de la protection maximum de courant de court-circuit (51).....	85
Conclusion.....	87
Conclusion générale.....	88

# Liste des figures

FIGURE I.1 LES DIFFERENTS COURTS-CIRCUITS ET LEURS COURANTS. LE SENS DES FLECHES FIGURANT LES COURANTS EST ARBITRAIRE .....	5
FIGURE I.2 PARAMETRES CARACTERISTIQUES D'UN CREUX DE TENSION, [A]FORME D'ONDE, [B] RMS (1/2) .....	7
FIGURE I.3 EXEMPLE DE SURTENSIONS.....	9
FIGURE I.4 PRINCIPALES CARACTERISTIQUES D'UNE SURTENSION .....	10
FIGURE I.5 LES DONNEES SE TROUVENT SUR LE FUSIBLE.....	13
FIGURE I.6 CONSTITUTION D'UN FUSIBLE .....	14
FIGURE I.7 CHAMBRE DE COUPURE D'UN DISJONCTEUR A COUPURE DANS L'HUILE.....	16
FIGURE I.8 CHAMBRE DE COUPURE D'UN DISJONCTEUR A COUPURE DANS L'AIR.....	17
FIGURE I.9 DISJONCTEUR FLUARC SF6.....	18
FIGURE I.10 CONSTITUTION D'UNE AMPOULE DE COUPURE DANS LE VIDE.....	19
FIGURE II.1 FONCTIONNEMENT D'UNE SELECTIVITE AMPEROMETRIQUE.....	23
FIGURE II.2 PRINCIPE DE LA SELECTIVITE CHRONOMETRIQUE.....	24
FIGURE II.3 FONCTIONNEMENT D'UNE SELECTIVITE LOGIQUE.....	25
FIGURE II.4 FIABILITE D'UNE PROTECTION.....	26
FIGURE II.5 ASSOCIATION DE PROTECTION.....	26
FIGURE II.6 CONSTITUTION D'UN CHAINE DE PROTECTION.....	27
FIGURE II.7 BRANCHEMENT D'UN TRANSFORMATEUR DE COURANT.....	29
FIGURE II.8 SCHEMA D'UN RELAIS ELECTROMECHANIQUE .....	31
FIGURE II.9 RELAIS STATIQUE.....	31
FIGURE II.10 RELAIS NUMERIQUE REG 216.....	36
FIGURE III.1 PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT DE LA PROTECTION MAXIMUM DE VITESSE .....	39
FIGURE III.2 PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT DE LA PROTECTION MINIMUM DE VITESSE.....	40
FIGURE III.3 CHRONOGRAMME DE FONCTIONNEMENT DE LA PROTECTION MINIMUM DE VITESSE .....	40
FIGURE III.4 LA CARACTERISTIQUE CIRCULAIRE DE DECLENCHEMENT.....	41
FIGURE 5 III. PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT DE LA PROTECTION MAXIMUM D'IMPEDANCE.....	42
FIGURE III.6 PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT DE LA PROTECTION MINIMUM DE TENSION.....	43
FIGURE III.7 CAS DE LA BAISSSE DE COURANT.....	44
FIGURE III.8 CAS DE L'OUVERTURE DU DISJONCTEUR.....	44
FIGURE III.9 TEMPORISATION A TEMPS INDEPENDANT.....	44
FIGURE III.10 PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT DE LA PROTECTION MINIMUM DE COURANT.....	45
FIGURE III.11 SENS D'ECOULEMENT .....	46
FIGURE III.12 PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT DE LA PROTECTION MINIMUM DE PUISSANCE ACTIVE DIRECTIONNELLE.....	47
FIGURE III.13 CARACTERISTIQUES CIRCULAIRES DE DECLENCHEMENT.....	47
FIGURE III.14 PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT DE LA PROTECTION PERTE D'EXCITATION .....	49
FIGURE III.15 PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT DE LA PROTECTION DEFAILLANCE DISJONCTEUR.....	52
FIGURE III.16 EXEMPLE DE REGLAGE.....	53
FIGURE III.17 PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT DE LA PROTECTION MAXIMUM DE TENSION .....	54
FIGURE III.18 PROTECTION 100 % MASSE STATOR .....	54
FIGURE III.19 PRINCIPE DE LA PROTECTION A TEMPS INDEPENDANT.....	58
FIGURE III.20 LES DIFFERENTE COURBES DE DECLANCHEMENT A TEMPS DEPENDANT.....	59

FIGURE IV.1 SEPAM 20 .....	61
FIGURE IV.2 SEPAM 40 .....	62
FIGURE IV.3 SEPAM 80 .....	62
FIGURE IV.4 VUE AVANT DE LA CAISSE D'INJECTION OMICRON CMC 156.....	65
FIGURE IV.5 ALIMENTATION DE RELAIS SEPAM40 .....	66
FIGURE IV.6 CONNEXION DE SEPAM AVEC LE PC.....	67
FIGURE IV.7 BRANCHEMENT DE RELAIS SEPAM AVEC LA CAISSE D'INJECTION CMC156.....	67
FIGURE IV.8 CABLAGE DE CMC 156 .....	67
FIGURE IV.9 LE MONTAGE DE TEST .....	70
FIGURE IV.10 BRANCHEMENT DE RELAIS SEPAM AVEC CMC0156 .....	70
FIGURE IV.11 CARACTERISTIQUE DE DECLANAGEMENT THEORIQUE DE LA PROTECTION (27) .....	72
FIGURE IV.12 CARACTERISTIQUE DE DECLANAGEMENT DE TESTE DE LA PROTECTION (21) ..	72
FIGURE IV.13 CARACTERISTIQUE REFERENTIELLE DE LA PROTECTION (27).....	74
FIGURE IV.14 CARACTERISTIQUE DE DECLANAGEMENT DE TESTE DE LA PROTECTION (27) ..	74
FIGURE IV.15 CARACTERISTIQUE DE DECLANAGEMENT THEORIQUE DE LA PROTECTION (59) .....	76
FIGURE IV.16 CARACTERISTIQUE DE DECLANAGEMENT DE TESTE DE LA PROTECTION (59) ..	76
FIGURE IV.17 CARACTERISTIQUE DE DECLANAGEMENT THEORIQUE DE LA PROTECTION (51 LF).....	78
FIGURE IV.18 CARACTERISTIQUE DE DECLANAGEMENT DE TESTE DE LA PROTECTION (51 LF) .....	78
FIGURE IV.19 CARACTERISTIQUE DE PROTECTION A MAXIMUM DE COURANT.....	80
FIGURE IV.20 CARACTERISTIQUE DE DECLANAGEMENT DE TESTE DE LA PROTECTION (51 A TEMPS DEPANADANT).....	80
FIGURE IV.21 CARACTERISTIQUE DE DECLANAGEMENT THEORIQUE DE LA PROTECTION ( 81 L).....	82
FIGURE IV.22 CARACTERISTIQUE DE DECLANAGEMENT DE LA PROTECTION (81 L).....	82
FIGURE IV.23 CARACTERISTIQUE DE DECLANAGEMENT THEORIQUE DE LA PROTECTION (81 H) .....	84
FIGURE IV.24 CARACTERISTIQUE DE DECLANAGEMENT DE TESTE DE LA PROTECTION (81 H) .....	84
FIGURE IV.25 CARACTERISTIQUE DE DECLANAGEMENT THEORIQUE DE LA PROTECTION (51) .....	86
FIGURE IV.26 CARACTERISTIQUE DE DECLANAGEMENT DE TESTE DE LA PROTECTION (51) ..	86

# *Liste des tableaux*

TABLEAU III. 1 LES PARAMETRES DE REGLAGE DE LA PROTECTION.....	48
TABLEAU III. 2 LES PARAMETRES DE REGLAGE DE LA PROTECTION.....	48
TABLEAU III.3 COURBES DEFINIES PAR LA NORME CEI.....	59
TABLEAU III.4 COURBES DEFINIES PAR LA NORME IEEE.....	60
TABLEAU III.5 COURBES USUELLES IAC .....	60
TABLEAU IV.1 PARAMETRES DE REGLAGE SEPAM ET CMC 156 .....	69
TABLEAU IV.2 REGLAGES DES PROTECTIONS A TESTE .....	71
TABLEAU IV.3 RESULTAT DE TEST DE PROTECTION (27) .....	71
TABLEAU IV.4 LES RESULTAT DE TEST DE PROTECTION (27).....	73
TABLEAU IV.5 RESULTAT DE TEST DE PROTECTION (59) .....	75
TABLEAU IV.6 RESULTAT DE TEST DE PROTECTION (51 LF).....	77
TABLEAU IV.7 RESULTAT DE TEST DE PROTECTION (50) .....	79
TABLEAU IV.8 RESULTAT DE TEST DE PROTECTION (81L) .....	81
TABLEAU IV.9 RESULTAT DE TEST DE PROTECTION (81H).....	83
TABLEAU IV.10 RESULTAT DE TEST DE PROTECTION (51).....	85

# *Introduction Générale*

La fonction principale d'un système de protection est de mettre rapidement hors service tout ouvrage du réseau qui commence à fonctionner d'une façon anormale. En général les systèmes de protection ne peuvent pas empêcher les endommages des équipements, ils fonctionnent toujours après la détection de quelques endommages qui sont déjà produits.

Le but est d'empêcher le mal au personnel et de minimiser les dommages pour l'équipement après le maintien de la stabilité du reste du réseau. En plus, pour n'importe quel type de défaut, le système de protection doit priver d'énergie un nombre minimal possible de consommateurs. Cette propriété du système de protection est connue sous le nom de sélectivité, dont le résultat est une continuité de service maximale avec le minimum de déconnexions du réseau. Le système de protection doit être également fiable, rapide et économique autant que possible. Pour atteindre ces objectifs, les systèmes de protection doivent être conçus convenablement et leurs relais de protection doivent être ajustés en coordination entre eux.

La coordination des relais de protection est la détermination des paramètres de fonctionnement du système de protection pour avoir un fonctionnement coordonné des protections. Si un défaut se produit sur une ligne de transmission, il doit être détecté par les relais situés aux extrémités de cette ligne, ces relais à leurs tours commandent leurs disjoncteurs associés pour éliminer le défaut. Si le relais primaire ou le disjoncteur associé ne fonctionne pas, le défaut doit être éliminé par les relais secours et les disjoncteurs des lignes adjacentes. Puisque, généralement les relais secours éliminent et mettent hors service une plus grande partie du réseau, ils doivent fonctionner plus lentement pour garder la priorité à la protection primaire.

Durant le processus de coordination, la topologie et les conditions de fonctionnement du réseau doivent être prises en compte.

Les paramètres de réglage ont besoin d'être recalculés fréquemment pour faire face aux changements des conditions de fonctionnement du réseau. En effet, après chaque variation dans le réseau, les calculs ont besoin d'être fait rapidement pour ajuster les paramètres de réglage des relais aux nouvelles conditions, d'où le besoin d'un outil efficace pour le calcul de ces paramètres.

Ce projet est organisée en quatre chapitres. Le sujet et l'organisation de projet ainsi que l'importance des systèmes de protection sont décrit dans l'introduction générale.

Le chapitre 1 introduit et présente les défauts dans les réseaux électriques ainsi que les conséquences de ces défauts, et les moyens d'élimination de ces défauts.

Le chapitre 2 présente la chaine de protection ,les relais de protections et leurs rôles, les concepts de bases d'un système de protection.

Le chapitre 3 définis les différents types de protection existés dans la central électrique de Msila et leurs principe de fonctionnement.

Le chapitre 4 décrit l'étude de quelques protection, le paramétrage de relais numérique Sepam 40 ainsi que les résultats d'un teste expérimental de ce relais.

Enfin, la conclusion qui résume brièvement ce travail et les contributions majeures.

# CHAPITRE I

## DEFAUTS ELECTRIQUES, CAUSES ET CONSEQUENCES

# Chapitre I

## Défauts électriques, causes et leurs conséquences

### I.1 Introduction

Les défauts sur les réseaux électriques provoquent des perturbations affectant leur fonctionnement et la qualité d'alimentation de la clientèle. Le système de protection protège les réseaux contre les effets de ces défauts. Un défaut est une situation anormale, dans la majorité des cas c'est un court circuit.

Ce chapitre définit les défauts dans les réseaux électriques ainsi que les conséquences de ces défauts .

### I.2 Défauts et leurs conséquences

Les réseaux électriques sont conçus et construits de façon à réaliser le meilleur compromis entre coût et risque de défaillance. Ce risque n'est donc pas nul et des incidents ou défauts viennent perturber le fonctionnement du réseau et affecter la qualité d'alimentation de la clientèle. Les conséquences des défauts de court circuit sont variables et dépendent fortement de l'intensité du courant de défaut, qui dépend alternativement du type de défaut, du point du défaut, de la mise à la terre du système, de l'impédance de source, et de l'impédance du défaut. La durée du défaut est également très importante dans l'estimation des conséquences d'un défaut.

### I.3 Défauts

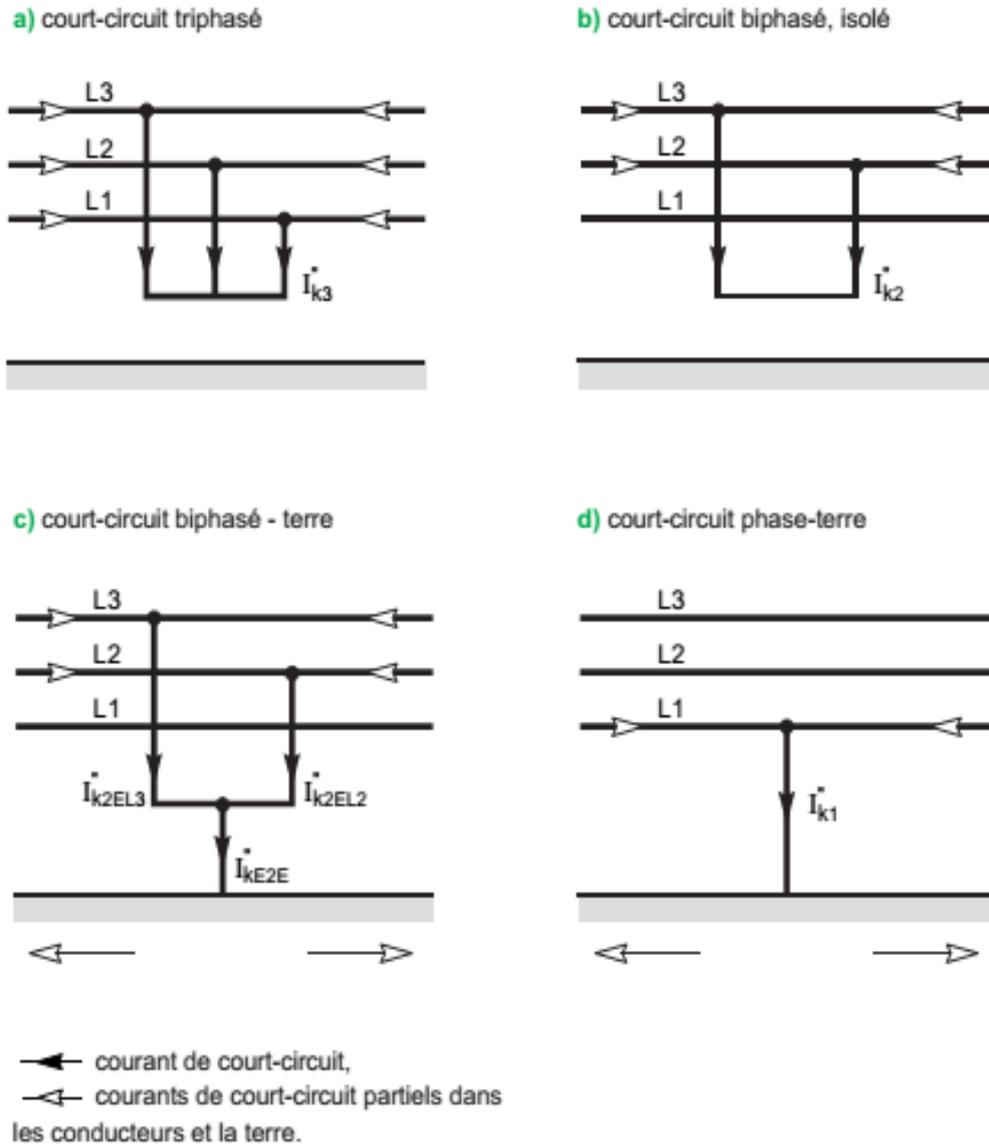
Les défauts sont définis comme étant des événements qui contribuent à la violation des limites de conception des composants du réseau électrique du point de vue isolants, isolation galvanique, niveau de tension et de courant etc. [1].

#### I.3.1 Le court circuit

Il est défini comme étant une connexion anormale (relativement de basse impédance) entre deux points de potentiels différents, produite accidentellement ou intentionnellement . Le terme défaut ou court circuit est souvent utilisé pour décrire un court circuit. [2]

Les courts circuits sont principalement caractérisés par :

- Leurs durées :
  - Auto-extincteurs : lorsqu'ils disparaissent d'eux-mêmes ;
  - Fugitifs : ils disparaissent après l'ouverture des disjoncteurs de protection et ne reparassent pas lors de la remise en service ;
  - Permanents : ils nécessitent la mise hors tension et l'intervention du personnel d'exploitation ;
  
- Leurs origines :
  - Mécaniques (rupture de conducteurs, liaison électrique accidentelle entre deux conducteurs par un corps étranger conducteur tel que outils ou animaux) ;
  - Surtensions électriques d'origine interne ou atmosphérique ;
  - Ou à la suite d'une dégradation de l'isolement, consécutive à la chaleur, l'humidité ou une ambiance corrosive ;
  
- Leurs localisations : interne ou externe a une machine ou à un tableau électrique;
- Leurs formes :
  - Monophasés (entre une phase et la tend<sup>e</sup>) : 80 % des cas ;
  - Biphasés (entre deux phases avec ou sans mise a la terre) : 15 % des cas, ces shunts dégénèrent souvent en défauts triphasés ;
  - Triphasés (entre trois phases) : 5 % seulement des l'origine, les courts circuits biphasés et triphasés sont souvent regroupés sous l'appellation de courts circuits polyphasés (voir figure I.1)



**Figure 0.1** Les différents courts-circuits et leurs courants. Le sens des flèches figurant les courants est arbitraire

Sur les réseaux HT et THT, les courants de court circuit les plus élevés atteignent plusieurs dizaines de Kilo Ampères, par exemple, les installations du réseau français à 400 kV sont conçues pour tenir un courant de court circuit de 40 KA et même de 63 KA sur quelques sites [1]. Dans certains pays, des valeurs de 50 KA sont courantes. Il est important de signaler que les courants de défaut sont principalement de la fréquence du réseau mais ils peuvent également contenir des composantes à haute fréquence. De telles composantes peuvent comprendre le courant dérivé d'un condensateur ou capacités parasites dans les câbles et des douilles.

### **I.3.2 Chutes de tension**

Un défaut a pour conséquences une tension faible, c'est-à-dire, inférieure à la tension minimale admissible en régime normal ou exceptionnel. Ce qui entraîne :

- l'ouverture des contacteurs qui peuvent ne pas se refermer après l'élimination des défauts.
- Un ralentissement ou arrêt des moteurs asynchrones
- Perte de synchronisme des machines synchrones
- Fonctionnement anormal des équipements électroniques de puissance

### **I.3.3 Défaut à la terre**

Les courants de défaut à la terre dépendent de l'impédance du réseau vue par le point de défaut et de l'impédance de défaut. L'intensité du courant de défaut monophasé dépend en grande partie de la mise à la terre du réseau et peut être d'une grande intensité (de même ordre que les courants de défauts triphasés dans un réseau à défaut franc) ou de petite intensité (quelques Ampères dans un réseau à grande impédance de terre). Les courants de défaut à la terre peuvent avoir une évolution semblable à celle des courants triphasés [1].

### **I.3.4 Défaut polyphasé**

Les courants très élevés se rencontrent la plupart du temps en cas de défaut triphasé, ils ne sont alors limités que par les impédances naturelles du réseau. Certaines compagnies d'électricité adoptent des dispositions constructives (installation de réactances de limitation par exemple) pour en réduire le niveau.

Les courants de court circuit triphasés diminuent très rapidement lorsque le défaut s'éloigne des postes THT/HT. Les défauts triphasés provoquent des courants de défaut proportionnels aux courants de charge. Ces défauts peuvent être dus à un conducteur casse, fonctionnement d'un fusible dans une ou deux phases, ou un défaut de fonctionnement du disjoncteur dans une ou plusieurs phases.

### **I.3.5 Creux de tension**

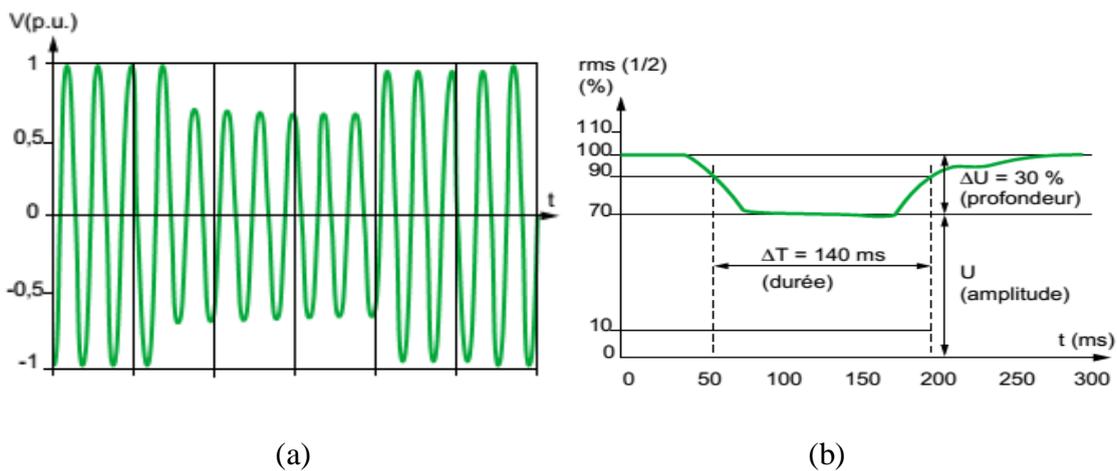
Un creux de tension est une baisse brutale de la tension en un point d'un réseau d'énergie électrique, à une valeur comprise (par convention) entre 90 % et 1% (CEI 61000-2-1, CENELEC EN 50160), ou entre 90 % et 10 % (IEEE 1159) d'une tension de référence ( $U_{ref}$ ) suivie d'un rétablissement de la tension après un court laps de temps compris entre la demi-période fondamentale du réseau (10 ms à 50 Hz) et une minute [3,4]. (figure I.2 a)

La méthode habituellement utilisée pour détecter et caractériser un creux de tension est

le calcul de la valeur efficace « rms (1/2) » du signal sur une période du fondamental toutes les demi-périodes (recouvrement d'une demi-période) (figure I.2 b). Les paramètres caractéristiques (cf. figure. 1b) d'un creux de tension sont donc :

- sa profondeur :  $\Delta U$  (ou son amplitude  $U$ ),
- sa durée  $\Delta T$ , définie comme le laps de temps pendant lequel la tension est inférieure à 90 %. On parle de creux de tension à x % si la valeur rms(1/2) passe en dessous de x % de la valeur de référence  $U_{ref}$  [5].

Les baisses de tension sont plus importantes lorsqu'elles sont proches du point de défaut, elles peuvent être source de graves désordres, même sur les parties saines du réseau. Elles gênent surtout les matériels électroniques, moins les machines à forte inertie (four, ventilateur) ; Longues du fait des travaux préalables de remise en ordre avant la remise sous tension, et alors affecter financièrement l'entreprise. Il est à noter que même après l'élimination du défaut, cette perte de stabilité peut s'aggraver. Le maintien en service de toutes les machines est d'autant plus probable que le creux ou manque de tension est de plus courte durée [1,2]



**Figure 0.2** Paramètres caractéristiques d'un creux de tension, [a]forme d'onde, [b] rms (1/2)

Dans le cas d'un système triphasé, les caractéristiques  $\Delta U$  et  $\Delta T$  sont en général différentes sur les trois phases. C'est la raison pour laquelle un creux de tension doit être détecté et caractérisé séparément sur chacune des phase [5].

### **I.3.6 La surintensité**

Dans un circuit électrique, la surintensité est atteinte lorsque l'intensité du courant dépasse une limite jugée supérieure à la normale. Les causes et les valeurs des surintensités sont multiples. On distingue habituellement dans les surintensités, les surcharges et les courts-circuits.

### **I.3.7 La surcharge**

Le courant de surcharge est en général une faible surintensité se produisant dans un circuit électrique sain. L'exemple type en est le circuit alimentant des prises de courant sur lesquelles on a raccorder un trop grand nombre d'appareil.

#### **I.3.7.1 caractéristiques**

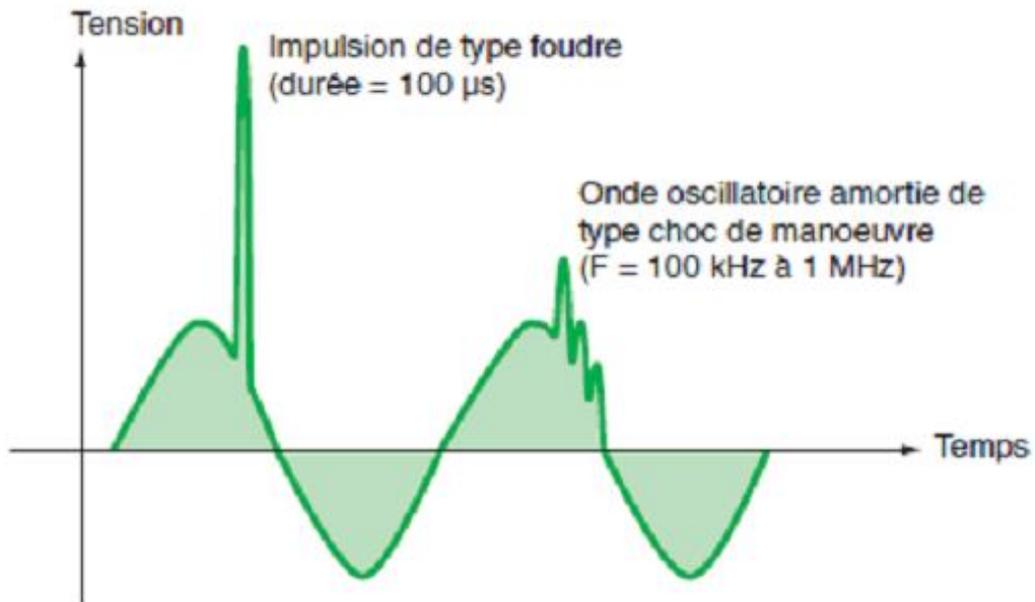
Le terme "surcharge" est utilisé pour un courant excessif circulant dans un circuit en bon état électriquement. Les surcharges sont en général inférieures à 10 fois le courant nominal du circuit. Les surcharges de courant ne sont pas beaucoup plus élevées que le courant maximum permanent d'une installation, mais si elles se maintiennent trop longtemps elles peuvent faire des dégâts. Les dégâts, plus particulièrement aux matières isolantes en contact avec les conducteurs de courant, sont la conséquence de l'effet thermique du courant. La durée de cet effet thermique est relativement longue (de quelques secondes à quelques heures), et la surcharge peut donc être caractérisée par la valeur efficace du courant. La protection contre une surcharge est réalisée par un dispositif de protection capable de diminuer la durée de la surcharge.

### **I.3.8 Les surtension**

Ce sont des perturbations qui se superposent à la tension nominale d'un circuit. Elles peuvent apparaître :

- entre phases ou entre circuits différents, et sont dites de mode différentiel,
- entre les conducteurs actifs et la masse ou la terre.

Une surtension est une impulsion ou une onde de tension qui se superpose à la tension nominale du réseau (voir figure.1.3)

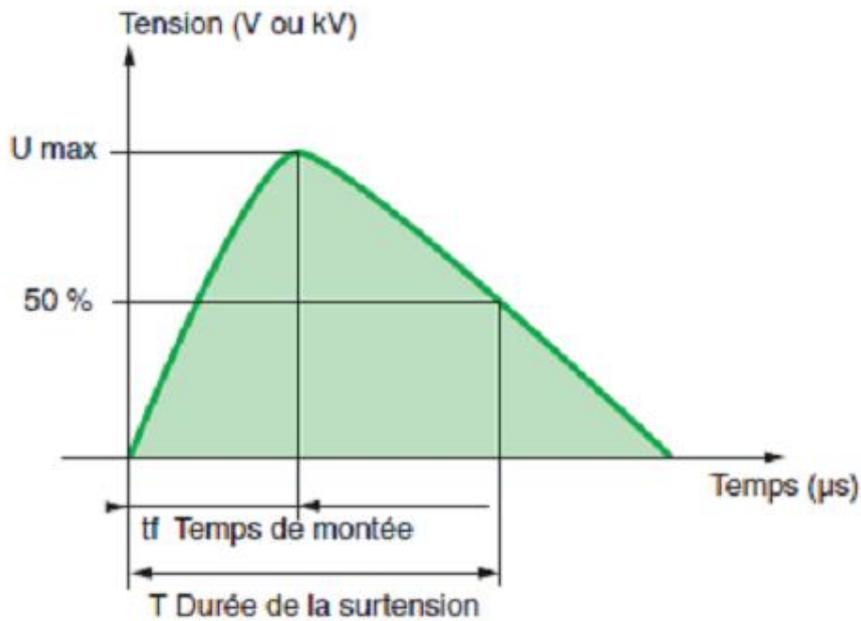


**Figure 0.3** Exemple de surtensions

Elle désigne le fait pour un élément particulier d'un dipôle électrique d'avoir à ses bornes une tension supérieure à celle aux bornes du dipôle complet. C'est le cas par exemple de la tension aux bornes d'un condensateur dans un dipôle RLC série . D'autre part, un réseau électrique possède en générale une tension normale : on parle aussi de tension nominale. En basse tension, cette tension nominale peut être par exemple de 230V entre phase et neutre. En moyenne tension, celle-ci est normalisée à 20kV (entre phase) et 11.5kV (entre phase et terre). Le réseau peut se trouver accidentellement porté à une tension supérieure de sa tension nominale : on parle alors de surtension. Les surtensions sont une des causes possibles de défaillances d'équipements électriques ou électroniques, bien que ceux-ci soient de mieux en mieux protégés contre ce type d'incident [6].

Une surtension perturbe les équipements et produit un rayonnement électromagnétique. En plus, la durée de la surtension ( $T$ ) cause un pic énergétique dans les circuits électriques qui est susceptible de détruire des équipements. Elle est caractérisée (voir figure. I.4) par:

- le temps de montée  $T_f$  (en  $\mu s$ ),
- la pente  $S$  (en  $kV/\mu s$ ).



**Figure 0.4** Principales caractéristiques d'une surtension

Il existe 4 types de surtension dans les réseaux électriques :

**a. Surtensions de manœuvre**

Surtensions à haute fréquence ou oscillatoire amortie causées par une modification du régime établi dans un réseau électrique (lors d'une manœuvre d'appareillage) elles sont d'une durée de quelques dizaines microsecondes à quelques millisecondes. La manœuvre d'un sectionneur dans un poste électrique à isolation gazeuse engendre en particulier des surtensions à fronts très raides.

**b. Surtensions à fréquence industrielle**

Surtensions à la même fréquence que le réseau (50, 60 ou 400 Hz) causées par un changement d'état permanent du réseau (suite à un défaut : défaut d'isolement, rupture conducteur neutre,..). Parmi ces surtensions, on peut citer : surtension provoquée par un défaut d'isolement, surtension sur une longue ligne à vide .

**c. Surtensions causées par des décharges électrostatiques**

Surtensions à très haute fréquence très courtes (quelques nanosecondes) causées par la décharge de charges électriques accumulées (Par exemple, une personne marchant sur une moquette avec des semelles isolantes se charge électriquement à une tension de plusieurs kilovolts).

#### **d. Surtensions d'origine atmosphérique**

L'orage est un phénomène naturel connu de tous, spectaculaire et dangereux. Mille orages éclatent en moyenne chaque jour dans le monde [6]. Les surtensions d'origine atmosphérique sont causées par le coup de foudre direct ou indirect sur les lignes électriques.

### **I.4 Conséquences des défauts électrique**

Les conséquences d'un défaut peuvent être divisées en deux parties, une partie provoquée par le déclenchement du défaut (par exemple panne d'isolation) et une partie qui dépend de la durée du défaut. Les conséquences initiales (de la première partie) ne peuvent pas être réduites par une détection rapide de défaut, tandis que celles dues à la durée du défaut peuvent l'être. Ces conséquences sont généralement :

- Au point de défaut, la présence d'arcs de défaut, avec :
  - Détérioration des isolants ;
  - Fusion des conducteurs ;
  - Incendie et danger pour les personnes ;
- Pour le circuit défectueux :
  - Les efforts électrodynamiques, avec :
    - déformation des jeux de barres,
    - arrachement des câbles ;
  - Sur échauffement par augmentation des pertes joules, avec risque de détérioration des isolants ;
  - Pour les autres circuits électriques du réseau concerné ou des réseaux situés à proximité :
    - les creux de tension pendant la durée d'élimination du défaut, de quelques millisecondes à quelques centaines de millisecondes,
    - la mise hors service d'une partie du réseau plus ou moins grande, suivant son schéma et la sélectivité de ses protections,
    - l'instabilité dynamique et/ou la perte de synchronisme des machines,
    - les perturbations dans les circuits de contrôle-commande.

Les échauffements et les efforts électrodynamiques affectent plus la tenue et la durée de vie du matériel lorsqu'ils sont importants et maintenus, les interrompre rapidement évite le vieillissement rapide du matériel. Donc, plus le défaut peut être éliminé rapidement, moins

sont les conséquences .

## **I.5 Elimination des défauts**

Les courts circuits sont donc des incidents qu'il faut éliminer le plus vite possible, Il s'avère que la rapidité d'élimination d'un défaut est essentielle pour réduire les risques. Lorsqu'un court circuit apparaît sur un ouvrage, les protections provoquent le déclenchement des disjoncteurs encadrant cet ouvrage. Si cette fonction est correctement exécutée, les disjoncteurs des autres ouvrages ne doivent pas être déclenchés. Dans le cas contraire, les disjoncteurs d'autres ouvrages doivent être déclenchés , pour assurer Élimination du défaut, mais en nombre aussi réduit que possible.

Dans la plupart des réseaux de transport, c'est le maintien de la stabilité transitoire de fonctionnement des groupes générateurs qui impose le temps maximal d'élimination des défauts, essentiellement des défauts polyphasés qui sont les plus contraignants. Ce temps maximal se situe le plus souvent dans la fourchette 100 a 200 ms, des valeurs plus basses de l'ordre de 60 a 80 ms peuvent être nécessaires dans des situations de réseau contraignantes[2]. Le temps de fonctionnement des disjoncteurs modernes (ouverture des pôles et coupure du courant) étant de l'ordre de 30 a 50 ms [7]. Ces exigences sur les temps d'élimination des défauts, imposent aux protections les plus rapides de fonctionner en un temps de 20 a 30 ms [2]. Aujourd'hui, les défauts électriques sont automatiquement éliminés par des fusibles et des disjoncteurs sophistiqués.

### **I.5.1 Fusible**

Les fusibles permettent d'interrompre automatiquement un circuit parcouru par une surintensité pendant un intervalle de temps donné L'interruption du courant est obtenue par la fusion d'un conducteur métallique calibré . Ils sont surtout efficaces pour la protection contre les courts circuits, vis-à-vis desquels ils agissent, le plus souvent, en limiteurs de la valeur crête du courant de défaut. (voir figure I.5)

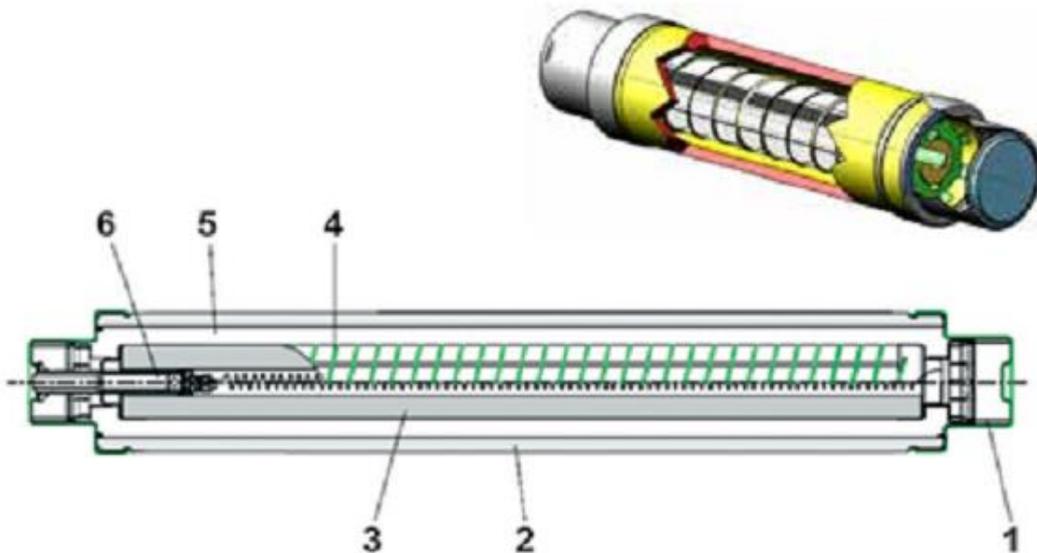


**Figure 0.5** Les données se trouvent sur le fusible

Le fusible est ainsi un excellent dispositif pour l'élimination des défauts mais il présente un certain nombre d'inconvénients qui limitent son utilisation [8] :

- Ils sont assez souvent générateurs de surtensions à la coupure ;
- Ils exigent malheureusement d'être remplacés après chaque fonctionnement ;
- En régime triphasé, ils n'éliminent que les phases parcourues par un courant de défaut, ce qui peut présenter un danger pour le matériel et le personnel ;
- Leur calibre doit être bien adapté pour éviter un fonctionnement intempestif en cas de surcharge momentanée.

### I.5.1.1 Description du fusible



**Figure I.6** Constitution d'un fusible

- 1 - Capsule,
- 2 - Corps,
- 3 - Barreau central ,
- 4 - Élément fusible,
- 5 - Sable,
- 6 - percuteur,

Les fusibles sont des appareils monophasés, pour pallier cet inconvénient potentiel, les fusibles peuvent être associés à des interrupteurs ou à des contacteurs avec lesquels ils constituent des combines capables d'assurer automatiquement la coupure des phases saines lors du fonctionnement de l'un d'eux de façon à éviter la marche monophasée dangereuse. Les combines présentent, en outre, l'avantage d'interrompre en triphasé en cas de fusion d'un seul ou de deux fusibles

### I.5.2 Disjoncteur

Un disjoncteur est destiné à établir, supporter et interrompre des courants, sous sa tension assignée (tension maximale du réseau), dans les conditions normales et anormales du réseau. Il est très généralement associé à un système de protection (relais), détectant un défaut et élaborant des ordres au disjoncteur pour éliminer automatiquement le défaut ou pour remettre en service un circuit lorsque le défaut a été éliminé par un autre disjoncteur ou dans le cas où le défaut présente un caractère fugitif.

Sa fonction principale est d'interrompre le flux de courant détecté lors d'un défaut. Le principe de base de tous les disjoncteurs est d'essayer de détecter le passage du courant par la valeur zéro et d'interrompre le flux de courant à ce moment là (où le niveau d'énergie à interrompre est à son minimum). C'est l'appareil de protection capable d'une totale capacité d'intervention sans provoquer de surtension excessive sur le réseau.

Le disjoncteur ne réussit pas souvent à interrompre le courant durant la première tentative, plusieurs cycles de la fréquence fondamentale du courant sont nécessaires pour une interruption complète du flux de courant, ce qui affecte la vitesse du disjoncteur. Les disjoncteurs rapides utilisés dans la HT sont d'un cycle, par contre ceux utilisés dans la BT prennent 20 à 50 cycles pour ouvrir [8]. Dans le cas des lignes électriques, beaucoup de défauts sont temporaires. Pour distinguer entre un défaut permanent et un défaut temporaire le concept d'auto-enclenchement est utilisé. Quand le disjoncteur déclenche il reste ouvert un certain temps ensuite il ferme automatiquement. Cette action permet au relais de vérifier si le défaut continu d'exister, et dans ce cas de déclencher de nouveau. Si le défaut a disparu, le relais ne fonctionne pas et la ligne va rester en service.

Le disjoncteur permet d'établir ou d'interrompre le courant, par rapprochement et séparation des contacts jusqu'aux valeurs les plus élevées des courants de défaut. Le disjoncteur HT est caractérisé essentiellement par la technique utilisée pour la coupure.

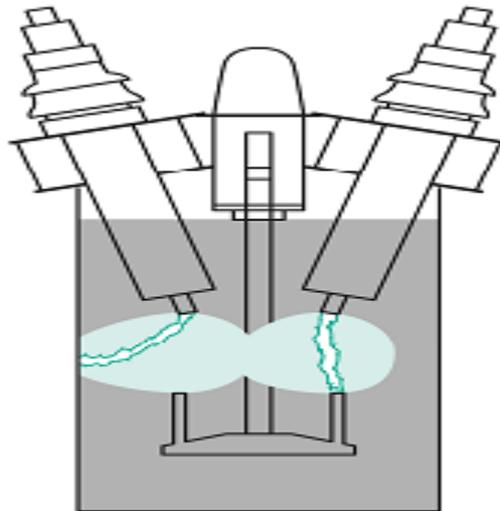
### **I.5.3 Différentes techniques de coupure d'arc électrique**

La coupure d'un courant électrique par un disjoncteur à MT est obtenue en séparant des courant dans un gaz (air, SF<sub>6</sub>, etc.) ou dans un milieu isolant (par exemple à vide). Après la séparation des contacts, le courant continue de circuit à travers un arc électrique qui s'est établi entre les contacts du disjoncteur. [9].

Historiquement, les milieux choisis pour la coupure sont l'air, l'huile, l'air comprimé, le gaz SF<sub>6</sub> ou le vide.

### A) - Disjoncteur à huile

L'huile qui servait déjà comme isolant a été utilisée dès le début du siècle comme milieu de coupure car cette technique permet la conception d'appareils relativement simples et économiques. Les disjoncteurs à huile ont été utilisés principalement pour les tensions de 5 à 30 kV (figure .I.7)



**Figure 0.7** Chambre de coupure d'un disjoncteur à coupure dans l'huile

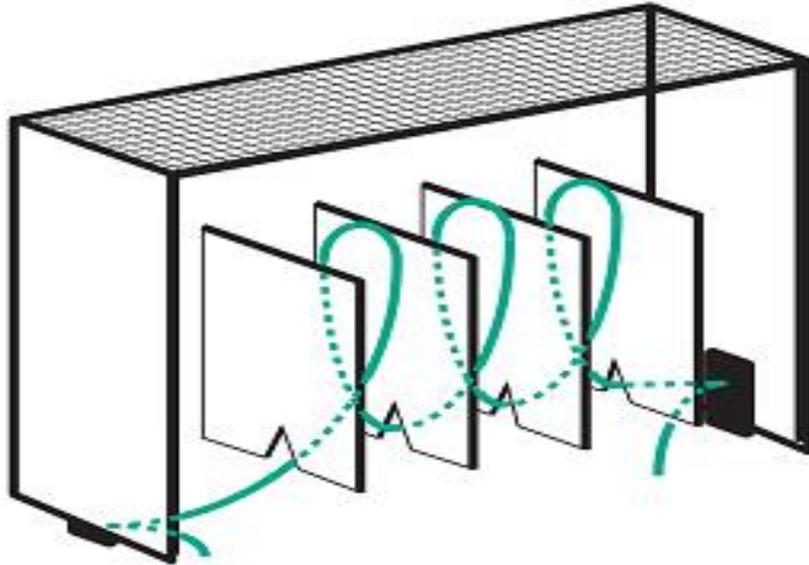
### B) - Disjoncteur à air comprimé

L'air comprimé est utilisé (figure. I.8) pour assurer les fonctions suivantes :

- Refroidissement et allongement de l'arc, entraînement des particules ionisées,
- Après passage à zéro du courant, refroidissement de la colonne ionisée résiduelle et entraînement des particules ionisées restant dans l'espace entre contacts,
- Après l'extinction de l'arc, apparition d'une rigidité diélectrique élevée, d'autant plus élevée que la pression d'air est importante.

Les inconvénients de ce type sont :

- nécessité d'une station d'air comprimé,
- bruit violent,
- appareil plus cher



**Figure 0.8** Chambre de coupure d'un disjoncteur à coupure dans l'air

### C) - Disjoncteur à gaz SF<sub>6</sub>

La mise au point de nouvelles générations de disjoncteur SF<sub>6</sub> (hexafluorure de soufre) très performantes a entraîné dans les années 1970 la suprématie des appareils SF<sub>6</sub> dans la gamme 7,2 kV à 245 kV. Sur le plan technique, plusieurs caractéristiques des disjoncteurs SF<sub>6</sub> peuvent expliquer leur succès [10]:

- La simplicité de la chambre de coupure qui ne nécessite pas de chambre auxiliaire pour la coupure,
- L'autonomie des appareils apportée par la technique auto-pneumatique (sans compresseur de gaz),
- La possibilité d'obtenir les performances les plus élevées, jusqu'à 63 kA,
- Le nombre de chambres de coupure est réduit (01 chambre en 245 kV, 02 chambres en 420 kV, 03 chambres pour la ligne de 550 kV et 04 en 800 kV),
- Une durée d'élimination de court-circuit court, de 2 à 2,5 cycles en réseau THT,
- La durée de vie d'au moins de 25 ans,
- Faible niveau de bruit,
- Zéro maintenance (régénération du gaz SF<sub>6</sub> après coupure),

- L'un des inconvénients de ce type d'appareil est son prix élevé.

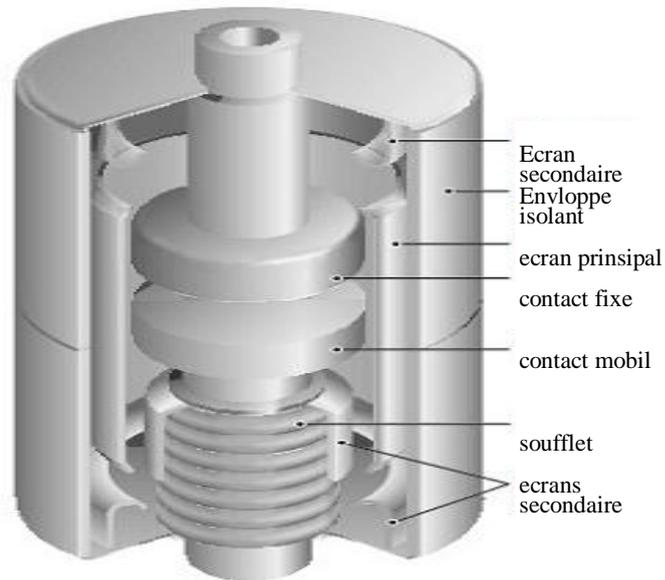
Le disjoncteur FLUARC SF6 est constitué de trois pôles indépendants ,mécaniquement liés et fixés sur une structure supportant la commande ( voir figure I.9)



**Figure 0.9** Disjoncteur FLUARC SF6

#### **D) - Disjoncteur à vide**

En principe le vide est un milieu diélectrique idéal : il n'y a pas de matière donc pas de conduction électrique. Cependant, le vide n'est jamais parfait et de toute façon a une limite de tenue diélectrique. Malgré tout, le « vide » réel a des performances spectaculaires : à la pression de  $10^{-6}$  bar, la rigidité diélectrique en champ homogène peut atteindre une tension crête de 200 kV pour une distance inter électrodes de 12 mm (figure . I.10).



**Figure 0.10** Constitution d'une ampoule de coupure dans le vide.

## I.6 - Conclusion

Dans ce chapitre, il nous a paru nécessaire de donner assez d'informations sur les différents défauts qui peuvent survenir sur le réseau électrique ,leurs conséquences et les moyens d'élimination de ces différents défauts

# CHAPITRE II

## CONSTITUTION D'UN DISPOSITIF DE PROTECTION ELECTRIQUE

# **Chapitre II**

## **constitution d'un dispositif de protection électrique**

### **II .1 Introduction**

Les dispositifs de protection surveillent en permanence l'état électrique des éléments d'un réseau et provoquent leur mise hors tension (par exemple l'ouverture d'un disjoncteur), lorsque ces éléments sont le siège d'une perturbation indésirable: court-circuit, défaut d'isolement ,surtension,...etc. Le choix d'un dispositif de protection n'est pas le fruit d'une réflexion isolée, mais une des étapes les plus importantes de la conception d'un réseau électrique.

Ce chapitre définit les relais de protections et leurs rôles, les concepts de bases d'un système de protection

### **II .2 Système de protection**

#### **II .2.1 Définition**

La Commission Electrotechnique Internationale (C.E.I) définit la protection comme l'ensemble des dispositions destinées à la détection des défauts et des situations anormales des réseaux afin de commander le déclenchement d'un ou de plusieurs disjoncteurs et, si nécessaire d'élaborer d'autres ordres de signalisations.

#### **II .2.2 Les fonctions de protection**

Les fonctions de protection sont réalisées par des relais ou des appareils multifonctions. A l'origine, les relais de protection étaient de type analogique et effectuaient généralement une seule fonction. Actuellement, la technologie numérique est la plus employée. Elle permet de concevoir des fonctions de plus en plus évoluées et un même appareil réalise généralement plusieurs fonctions. C'est pourquoi, on parle plutôt d'appareils multifonctions [11].

#### **II .2.3 Le but de protection**

Les buts visés par les dispositifs de protection sont multiples :

- participer à la protection des personnes contre les dangers électriques,

- éviter les détériorations de matériel (un court-circuit triphasé sur un jeu de barres moyenne tension peut faire fondre jusqu'à 50 kg de cuivre en 1 seconde ; la température de l'arc peut dépasser en son centre 10 000 °C),
- limiter les contraintes thermiques, diélectriques et mécaniques auxquelles sont soumis ces matériels,
- préserver la stabilité et la continuité de service du réseau,
- protéger les installations voisines (par exemple, réduire les tensions induites dans les circuits proches).

Cependant, il faut être conscient des limites de la protection : les défauts doivent tout d'abord se produire pour qu'elle agisse.

La protection ne peut donc empêcher les perturbations ; elle ne peut que limiter leurs effets et leur durée. De plus, le choix d'une protection est souvent un compromis technico-économique entre la sécurité et la disponibilité de l'alimentation en énergie électrique.

## **II .2.4 Contraintes supplémentaires pour la protection**

Les protections électriques ne doivent pas apporter de limitation au fonctionnement normal des réseaux électriques, en particulier :

- a) Elles ne doivent pas limiter la souplesse d'utilisation du réseau protégé en interdisant certains schémas d'exploitation (réseaux bouclés, maillés, radiaux).
- b) Elles doivent rester stables en présence de phénomènes autre que les court-circuits :
  - Lors de manœuvres d'exploitation, pendant les régimes transitoires consécutifs à la mise sous tension ou hors tension à vide des lignes ou des transformateurs,
  - Lors de variations admissibles de la tension et de la fréquence,
  - En présence de surcharges et de déséquilibres entrant dans la marge de fonctionnement des réseaux électriques,
  - En présence d'oscillations résultant du régime transitoire des alternateurs,
  - Sous l'influence d'une anomalie des circuits de mesure.

Pour atteindre ces objectifs, un système de protection doit avoir des qualités de rapidité, sélectivité et fiabilité.

## II .3 Qualité principales d'un système de protection

### II .3 .1 Rapidité

Les court-circuits sont donc des incidents qu'il faut éliminer le plus vite possible, c'est le rôle des protections dont la rapidité de fonctionnement et des performances prioritaires. Le temps d'élimination des court-circuits comprend deux composantes principales [11]:

- Le temps de fonctionnement des protections (quelques dizaines de millisecondes).
- Le temps d'ouverture des disjoncteurs, avec les disjoncteurs modernes (SF6 ou à vide), ces derniers sont compris entre 1 et 3 périodes.

### II .3.2 Sélectivité

La sélectivité est une capacité d'un ensemble de protections à faire la distinction entre les conditions pour lesquelles une protection doit fonctionner de celles où elle ne doit pas fonctionner. [12].

Les différents moyens qui peuvent être mis en œuvre pour assurer une bonne sélectivité dans la protection d'un réseau électrique, les plus importants sont les trois types suivants:

- Sélectivité ampérométrique par les courants,
- Sélectivité chronométrique par le temps,
- Sélectivité par échange d'informations, dite sélectivité logique.

#### II .3.2.1 Sélectivité ampérométrique

Une protection ampérométrique est disposée au départ de chaque tronçon : son seuil est réglé à une valeur inférieure à la valeur de défaut minimal provoqué par un court-circuit sur la section surveillée, et supérieure à la valeur maximale du courant provoqué par un court-circuit situé en aval (au-delà de la zone surveillée).

Ainsi réglée, chaque protection ne fonctionne que pour les court-circuits situés immédiatement en aval de sa position, à l'intérieur de la zone surveillée, elle est insensible aux court-circuits apparaissant au-delà.

Un exemple est donné (Figure II.1) :

- $I_{ccBmax} < I_{sA} < I_{ccAmin}$
- $I_{sA}$  : intensité de réglage
- $I_{ccB}$  : image au primaire, du courant de court-circuit maximum au secondaire.

Les temporisations TA et TB sont indépendantes, et TA peut être plus courte que TB.

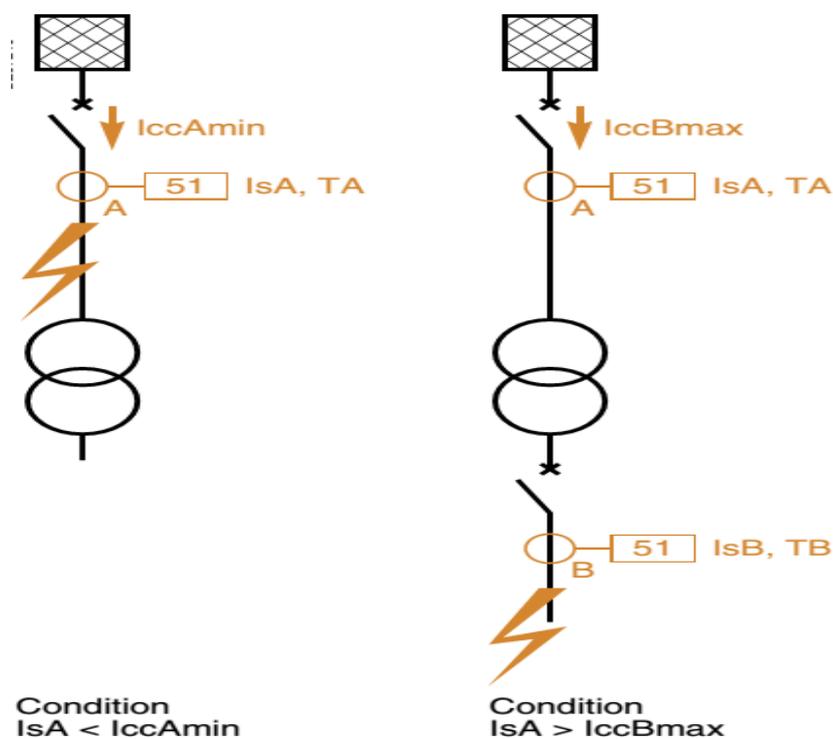


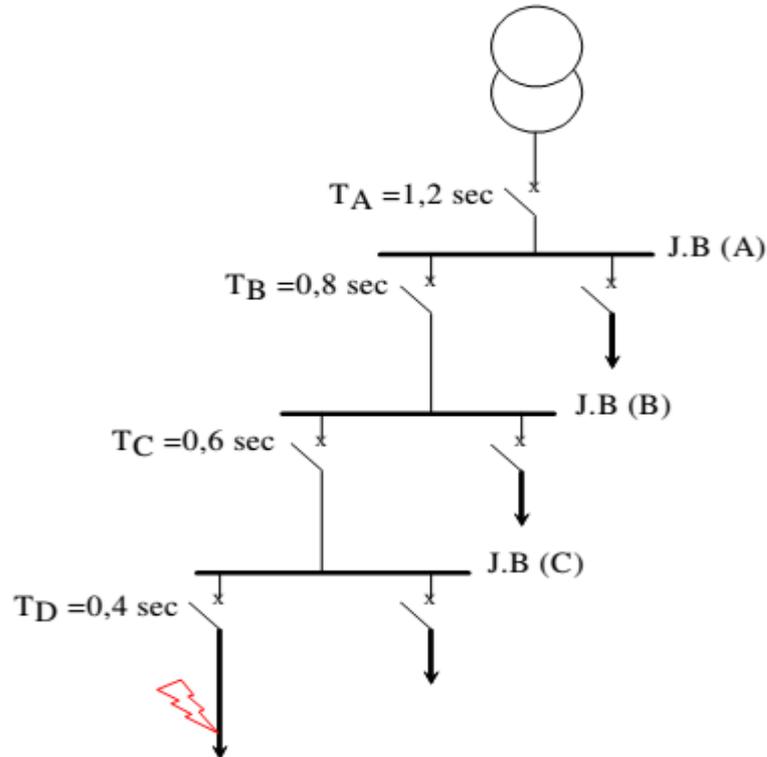
Figure II.1 Fonctionnement d'une sélectivité ampèremétrique.

### II .3.2.2 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. Ainsi, sur le schéma (figure. II.2), le court-circuit représenté est vu par toutes les protections (en A, B, C, et D). La protection temporisée D ferme ses contacts plus rapidement que celle installée en C, elle-même plus rapide que celle installée en B. Après

l'ouverture du disjoncteur D et la disparition du courant de court-circuit, les protections A, B, C qui ne sont plus sollicitées, revient à leur position de veille.

La différence des temps de fonctionnement  $\Delta T$  entre deux protections successives est l'intervalle de sélectivité. [11].



**Figure II.2** Principe de la sélectivité chronométrique

### II .3.2.3 Sélectivité logique

Ce principe est utilisé lorsque l'on souhaite obtenir un temps d'élimination de défaut court. L'échange d'informations logiques entre protections successives permet la suppression des intervalles de sélectivité.

Un ordre d'attente logique à l'étage amont (ordre d'augmentation de la temporisation propre du relais amont), un ordre de déclenchement au disjoncteur associé sauf s'il a lui-même reçu un ordre d'attente logique de l'étage aval. Un déclenchement temporisé est prévu en secours.

#### II.3.2.3.1 Avantage

Le temps de déclenchement est indépendant de la position du défaut dans la cascade de sélectivité. Ce principe est illustré sur la figure II.3 :

- A l'apparition d'un défaut à l'aval de B, la protection en B bloque la protection en A,

- Seule la protection en B provoque le déclenchement après TB, si toutefois elle n'a pas reçu d'ordre d'attente, la durée de l'ordre d'attente pour la protection en A est limitée à  $TB + T3$ , avec  $T3$  le temps d'ouverture et de coupure d'arc du disjoncteur B (typiquement 200 ms),
- Ainsi en cas de non déclenchement du disjoncteur B défaillant, la protection A donne l'ordre de déclenchement en  $TB + T3$ ,
- A l'apparition d'un défaut entre A et B, la protection A déclenche après  $T_A$ .

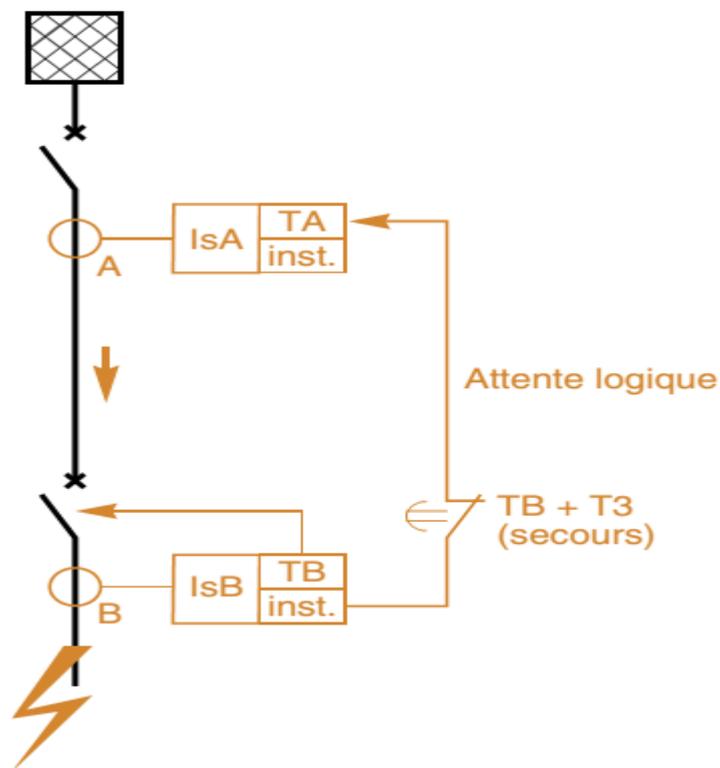


Figure II.3 Fonctionnement d'une sélectivité logique

### II .3.3 Sensibilité

La protection doit fonctionner dans un domaine très étendu de courants de courts-circuits entre:

- Le courant maximal qui est fixé par le dimensionnement des installations et est donc parfaitement connu,
- Un courant minimal dont la valeur est très difficile à apprécier et qui correspond à un court-circuit se produisant dans des conditions souvent exceptionnelles.

La notion de sensibilité d'une protection est fréquemment utilisée en référence au courant de court-circuit le plus faible pour lequel la protection est capable de fonctionner [1].

### II .3.4 Fiabilité

Les définitions et les termes proposés ici, sont dans la pratique, largement utilisés au plan international [13].

- Une protection a un fonctionnement correct lorsqu'elle émet une réponse à un court-circuit sur le réseau en tout point conforme à ce qui est attendu.
- A l'inverse, pour un fonctionnement incorrect, elle comporte deux aspects :

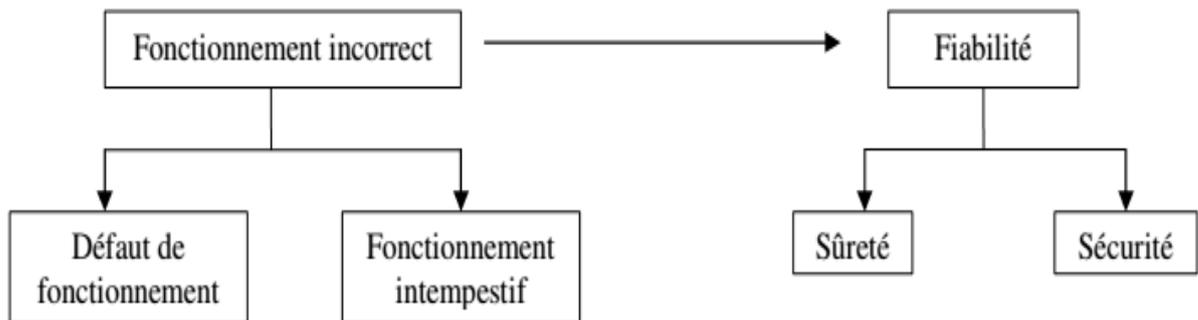
Le défaut de fonctionnement ou non-fonctionnement lorsqu'une protection, qui aurait du fonctionner, n'a pas fonctionné. (voir Figure II.4) .

Le fonctionnement intempestif, qui est un fonctionnement non justifié, soit en l'absence de défaut, soit en présence d'un défaut pour laquelle la protection n'aurait pas du fonctionner.

La fiabilité d'une protection, qui est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement incorrect (éviter les déclenchements intempestifs), est la combinaison de :

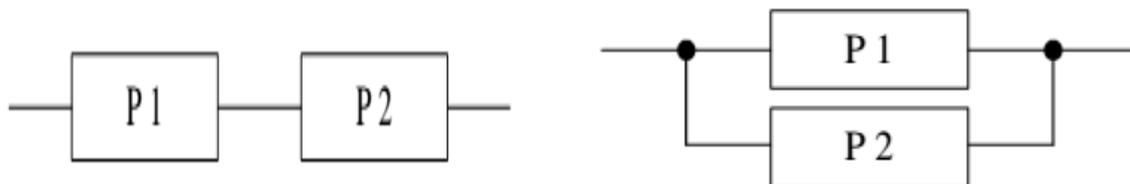
La sûreté : qui est la probabilité de ne pas avoir de défaut de fonctionnement.

La sécurité : qui est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement intempestif.



**Figure II.4** Fiabilité d'une protection.

On peut améliorer la fiabilité en associant plusieurs protections, mais, comme on peut le voir sur la figure II.5 , sûreté et sécurité sont deux exigences contradictoires .



a) Association en série :

Sécurité augmente ,Sûreté moindre.

b) Association en parallèle :

Sécurité moindre, Sûreté augmente.

**Figure 5** Association de protection.

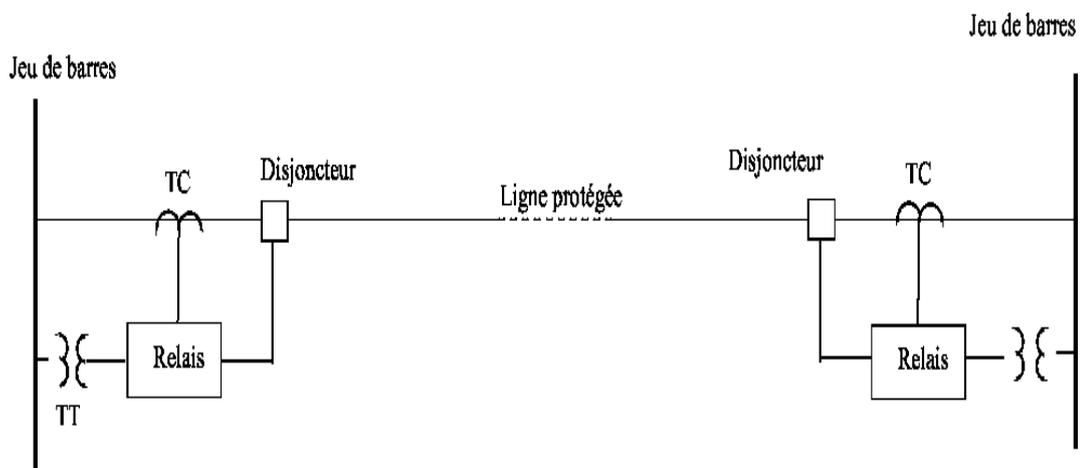
## II .4 Chaîne de protection

### II.4.1 Constitution

Le rôle fondamental d'un système de protection dans un réseau électrique, est de détecter les défauts possibles et de mettre hors tension la portion du réseau affecté par le défaut. Quelque soit la technologie, le système de protection est composé de trois parties fondamentales :

- Des capteurs ou réducteurs de mesure qui abaissent les valeurs à surveiller à des niveaux utilisables par les protections ;
- Un système de relais de protection (Relais) ;
- Un appareillage de coupure (un ou plusieurs disjoncteurs).

Un exemple d'un système de protection pour une ligne HT est donné par la Figure II.6 . L'autre extrémité de la ligne a un système de protection similaire qui protège la ligne par l'ouverture du disjoncteur de cette extrémité. Dans le cas d'un défaut, les deux relais ont besoin de fonctionner, donc les deux disjoncteurs s'ouvrent et la ligne est mise hors service [14].



**Figure II.6** Constitution d'un chaîne de protection

Les relais de protection sont connectés aux transformateurs pour recevoir des signaux d'entrée et aux disjoncteurs pour délivrer des commandes d'ouverture ou de fermeture. Donc en cas de défaut, la tâche du disjoncteur est d'éliminer le défaut tandis que la tâche du

système de relais de protection est de détecter ce défaut., les relais sont situés dans des sous stations. Le temps d'élimination de défauts comprend :

- Le temps de fonctionnement des protections (détection du défaut) ;
- Le temps d'ouverture des disjoncteurs (élimination du défaut).

#### **II .4.1.1 Réducteurs de mesure**

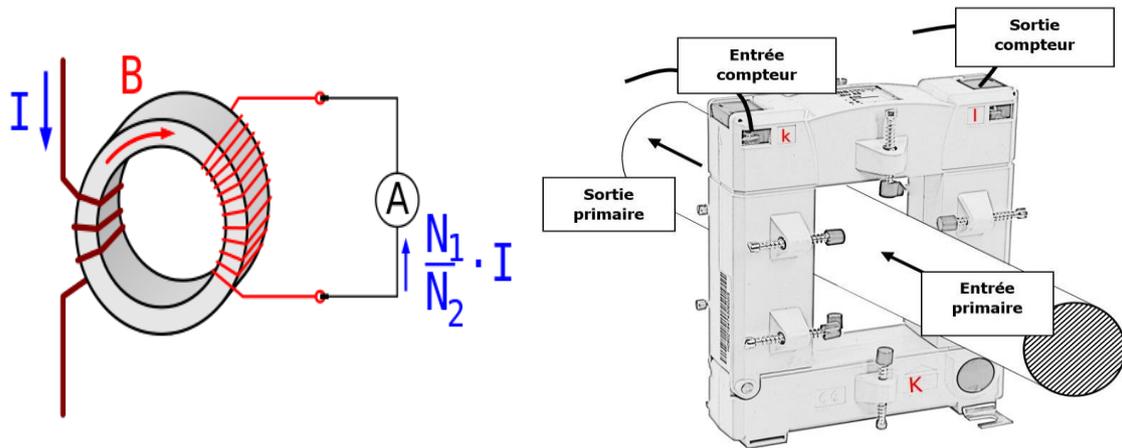
Pour des raisons de dimensionnement et de coût, les relais de protection sont prévus pour des courants et des tensions de valeurs réduites. De plus, pour assurer la sécurité des opérateurs, il faut interposer une séparation galvanique entre le réseau surveillé qui se trouve à tension élevée et le circuit de mesure à tension réduite mis à la terre en un point. [7]. On utilise pour cela des transformateurs de courant (TC) et des transformateurs de tension (TT). Pour assurer une bonne protection contre les défauts, la caractéristique essentielle d'un réducteur de mesure est sa précision.

#### **II .4.1.2 Transformateur de courant**

Du point de vue électrique, les TC ont plusieurs rôles :

- Délivrer à leur secondaire une intensité, image fidèle de celle qui circule, dans le conducteur HT concerné ;
- Assurer l'isolement galvanique entre la HT et les circuits de mesure et de protection ;
- Protéger les circuits de mesure et de protection de toute détérioration lorsqu'un défaut survient sur le réseau HT.

Les transformateurs de courant utilisés pénètrent de réduire le niveau des courants de milliers d'Ampères vers des sorties standards de 5A ou 1A pour un fonctionnement du réseau normal. Durant le défaut, le niveau du courant du transformateur augmente. Le choix du transformateur est critique pour un fonctionnement correct du relais. ( Figure II.7 )



$I$  : valeur de courant

$N1$  : nombre de spires primaire

$N2$  : nombre de spires secondaire

$N1/N2$  : rapport de transformation

**Figure II.7** Branchement d'un transformateur de courant

Avec cette image de l'intensité dans le conducteur HT, le relais élabore à son tour un ordre de déclenchement en fonction du type de protection qu'il réalise et des valeurs auxquelles il a été préréglé (seuil(s), temporisation(s)). Cet ordre est transmis à un ou plusieurs appareils de coupure (disjoncteur, contacteur, interrupteur). Suivant le type de protection à réaliser, les TC sont associés et utilisés selon des schémas différents, il peuvent être une partie isolée ou une partie du disjoncteur.

### II .4.1.3 Transformateur de tension

Le réducteur de tension TT est un véritable transformateur, dont le primaire reçoit la tension du réseau, et le secondaire restitue une tension image. Puisque les niveaux de tension dans le réseau sont de l'ordre de kilovolts, les transformateurs de tension sont utilisés pour abaisser les tensions à des niveaux acceptables par les relais. Ils sont fournis sous forme standard dont la tension du secondaire est 100V ou 10V (tension entre phases). Les difficultés rencontrées pour la réalisation de cet appareil sont :

- Fourniture d'une tension secondaire avec la précision requise lorsque la tension primaire est faible. En effet, dans ce cas, les phénomènes d'hystérésis sont particulièrement sensibles ;
- Lors des cycles de déclenchement et réenclenchement après ouverture des disjoncteurs d'une phase saine, la phase reste chargée. Un régime oscillatoire amorti apparaît, causé par la capacité de la ligne et l'inductance de l'appareil. Elle peut être à

très basse fréquence, ce qui provoque la saturation de son circuit magnétique. Au réenclenchement il fournit alors une tension très faible, ce qui peut entraîner un fonctionnement incorrect des protections.

## **II .4.2 Système de relais de protection**

### **II .4.2.1 Relais**

Un des équipements les plus importants utilisés dans la protection des réseaux électriques est le relais de protection (figure II.6). Le relais de protection mesure des grandeurs d'entrée et les compare aux seuils de réglage du relais qui définissent à leur tour les caractéristiques de fonctionnement. Il assure donc une opération logique entre une information d'entrée et l'information de sortie correspondante. Ces caractéristiques sont différentes suivant le principe du relais utilisé.

Généralement, le fonctionnement du relais est basé sur la comparaison de la grandeur mesurée et la caractéristique de fonctionnement. Quand les seuils de la caractéristique sont dépassés, le relais suppose que ceci est dû à des défauts affectant la grandeur mesurée, il délivre alors une commande pour faire fonctionner le disjoncteur associé. Cette opération est souvent dite déclenchement du relais signifiant l'ouverture du disjoncteur.

Comme c'est déjà indiqué, le relais est raccordé à des transformateurs auxiliaires du fait que le signal d'entrée est très faible. Pour couvrir tous les besoins et fournir plusieurs niveaux des grandeurs d'entrée, la majorité des conceptions des relais permettent des connexions multiples aux transformateurs auxiliaires nommées prises de réglage . Donc derrière le courant ou la tension d'entrée et les valeurs de sorties de déclenchement, le relais possède un nombre de connexions d'entrée/sortie qui sont également très utiles lors de la coordination des relais.

La structure d'un relais de protection dépend largement de la technologie de réalisation. Ainsi, ils peuvent être de type électromagnétique, statique, digital ou numérique.

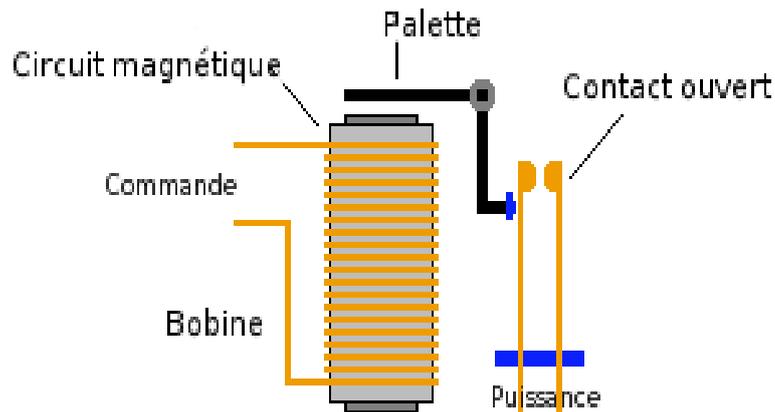
#### **II .4.2.1.1 Relais électromagnétiques**

Pendant longtemps, les relais ont été exclusivement du type électromécanique, basés sur deux principes simples :

- L'attraction magnétique provoquée par un courant parcourant un solénoïde à noyau de fer ;
- Le couple fourni par la réaction des courants induits dans un rotor massif.

Les relais électromagnétiques (Figure II.8) sont simples et spécialisés (contrôle du

courant, tension, fréquence, etc.) et ils ont une bonne durée de vie (plus de 25 ans). Mais ils ont une faible précision et exigent malheureusement une puissance importante pour fonctionner (plusieurs kVA) ce qui exige un dimensionnement très large des transformateurs de courant [15], Ainsi, à l'heure actuelle la technologie électromagnétique tend à disparaître à cause de son coût de fabrication élevé et de ses performances insuffisantes.



**Figure II.8** Schéma d'un relais électromécanique

Cependant, les relais électromagnétiques ont été largement utilisés et testés que les relais modernes utilisent leurs principe de fonctionnement. D'un autre coté, cette technologie robuste représente un bon choix pour certaines applications et elle est encore utilisée par un grand nombre de réseaux électriques (essentiellement en HT) .

#### II .4.2.1.2 Relais statique

La technologie statique analogique, apparue vers 1970, qui utilise des circuits intégrés analogiques et logiques a fait apparaître les relais analogiques qui sont composés grossièrement de trios blocs [15,16] : (Figure II.9)



**Figure II.9** Relais statique

- Un bloc d'adaptation et de filtrage, constitué de petits transformateurs, d'impédances et de filtres passe-bas destinés à éliminer les composantes transitoires rapides ;
- Un bloc de traitement et de détection, composé d'un circuit analogique adapté, transformant la grandeur surveillée en une tension ou un courant continu proportionnel, et d'une bascule servant à détecter le passage d'un seuil ;
- Un bloc de sortie, comprenant un temporisateur, par exemple un circuit RC, et un relais de sortie électromécanique.

Les principaux avantages des relais analogiques sur les relais électromagnétiques sont leur sensibilité, leur précision, leur faible puissance de fonctionnement (quelques VA), et permettent de réduire les dimensions des transformateurs de courant. Par contre, ils nécessitent souvent une alimentation auxiliaire et leurs circuits analogiques sont affecté par les interférences électromagnétiques et le niveau des courants et des tensions ce qui affecte la sensibilité de ce type de relais .

#### **II .4.2.1.3 Relais digital et numérique**

Enfin, dans les années 80, la technologie numérique a permis grâce aux progrès considérables des microprocesseurs, de réaliser des unités de protection entièrement numériques. Elles sont composées [15] :

- D'un bloc d'adaptation et de filtrage, comparable à celui des relais analogiques ;
- D'un convertisseur analogique numérique qui numérise le signal par échantillonnage ;
- D'un système de traitement comportant un microprocesseur et ses annexes et des mémoires conservant les logiciels d'exploitation et de traitement ainsi que les données;
- D'un système de sortie et de communication avec un automate ou un ordinateur, les actionneurs placés dans les disjoncteurs sont commandés directement par le système de sortie.

La différence entre un relais digital et numérique réside dans le type de microprocesseur utilisé. Les relais numériques présentent les mêmes avantages que les relais analogiques.

De plus, ils peuvent assurer des fonctions multiples parfois très complexes et ils sont capables de s'autocontrôler. Mais ils nécessitent souvent une alimentation auxiliaire également. Ces unités à vocation étendue sont :

- Flexibles (le choix des protections se fait par une simple programmation) ;
- Paramétrables (choix de réglages étendu) ;
- Fiables (elles sont équipées d'auto surveillance) ;
- Economiques (leur câblage et leur temps de mise en œuvre sont réduits).

Elles permettent ainsi de réaliser, grâce à des algorithmes performants et à leurs communications numériques, une véritable conduite des réseaux électriques.

### **II .4.3 Principes de fonctionnement des relais de protection**

Tous les paramètres d'un réseau électrique peuvent être utilisés pour sa surveillance et la détection de défauts. Il s'agit le plus souvent de mesures du courant et de la tension du réseau. En général, quand un défaut se produit le courant augmente et la tension baisse. A travers la variation de ces deux grandeurs, d'autres paramètres varient également et on obtient des mesures de paramètres plus complexes :

- Déphasage par comparaison des phases ;
- Puissance apparente en effectuant le produit du courant par la tension ;
- Puissances active et réactive à partir de la puissance apparente et du déphasage ;
- Impédance en effectuant le quotient de la tension par le courant ;
- Composante homopolaire par addition et composante inverse par des circuits déphaseurs.

Le principe de fonctionnement d'un relais est basé sur la détection de ces variations à l'intérieur de sa zone de protection. Les relais sont caractérisés par leurs grandeurs d'entrée auxquelles ils répondent. La majorité des relais de protection utilisés dans les réseaux électriques sont décrit ci dessous.

#### **II .4.3.1 Relais de mesure**

Un équipement de protection est généralement composé de plusieurs fonctions élémentaires de mesure, souvent appelées relais de mesure. Ces relais doivent effectuer une mesure correcte avec une précision suffisante malgré la présence des régimes transitoires perturbateurs sur les courants et les tensions qui apparaissent au moment du court circuit.

##### **II .4.3.1.1 Relais de mesure de courant**

Ces relais de courant mesurent un courant ou une combinaison de courants (courant

direct, inverse, homopolaire). Il en existe une grande variété qui se différencie par la définition de la grandeur mesurée et du mode de temporisation :

- Valeur instantanée, valeur de crête, valeur moyenne ou valeur efficace ;
- Valeur mesurée sur une demi-alternance, sur deux demi-alternances successives, sur la valeur moyenne de plusieurs demi-alternances, à po
- Valeur instantanée ou temporisée.

#### **II .4.3.1.2 Relais de mesure de tension**

Les relais de tension peuvent être à maximum de tension ou à minimum de tension. La mesure s'effectue sur une valeur instantanée ou sur une valeur de crête, éventuellement sur une valeur moyenne. Ce type de relais est habituellement temporisé. La mesure s'effectue sur les tensions simples, les tensions composées, les tensions directes, inverses ou homopolaires. Dans certains cas, pour rendre ces relais insensibles au niveau général de tension du réseau, la mesure est réalisée en comparant la valeur de la tension entre phase et neutre et la valeur de la tension composée entre phases en quadrature (par exemple, comparaison de la tension simple  $V$  avec la tension composée  $U$  en repérant par A, B, C les phases et par N le neutre).

#### **II .4.3.1.3 Relais de mesure d'impédance**

Le relais d'impédance prend en compte en permanence les grandeurs d'une même phase pour évaluer l'impédance du réseau sur cette phase, vue du point où est situé le relais de mesure. Cette évaluation d'impédance est réalisée en général sur les trios phases, soit entre phase et neutre, soit entre phases. Elle peut être également réalisée sur des grandeurs symétriques : tensions et courants directs, inverses ou homopolaires.

#### **II .4.3.1.4 Relais de mesure de puissance**

La mesure de la puissance dans un réseau triphasé peut être effectuée de différentes manières :

- Par des relais de puissance active ou réactive, monophasée ou triphasée ;
- Par des relais de puissance dits à angle dont l'angle  $\theta$  affectant la mesure est obtenu par un raccordement particulier des grandeurs  $V$  et  $I$  (alimentation par exemple du relais par le courant de la phase A et la tension entre les deux phases A et B).

#### **II .4.3.2. Relais directionnel**

La généralisation de l'ensemble des protections intégrées et numériques rend

l'utilisation des protections directionnelles simple et peu coûteuse. Ce type de protection apparaît donc aujourd'hui comme une excellente opportunité pour améliorer à la fois la puissance transitée sur un réseau et la qualité de service.

Le concept direction est très important dans plusieurs applications des relais de protection. Ce type de protection fonctionne à partir du courant, de la tension et du sens de l'écoulement de l'énergie. Elle agit lorsque simultanément le courant ou la puissance dépasse un seuil et que l'énergie se propage dans une direction anormale. Dans le cas d'une protection directionnelle de courant, l'élément défectueux est parcouru par un courant de défaut avec un changement de sens. Dans le cas d'une protection directionnelle d'impédance, la direction est détectée en déterminant l'angle de déphasage entre les tensions de références et le courant de défaut. Dans le plan d'impédance, la direction est détectée par le quadrant où se trouve l'impédance calculée.

Les protections directionnelles sont utiles sur tout élément du réseau où le sens d'écoulement de l'énergie est susceptible de changer, notamment lors d'un court circuit entre phases et/ou d'un défaut à la terre (défaut monophasé). Les protections directionnelles sont donc un moyen complémentaire aux protections à maximum de courant, permettant, dans les situations précédemment citées, d'assurer une bonne isolation de la portion de réseau en défaut.

#### **II .4.3.3 Relais d'impédance**

Le relais d'impédance mesure une tension et un courant et fait une évaluation de l'impédance de l'objet protégé. Le relais à distance est un autre nom du relais d'impédance.

#### **II .4.3.4 Relais différentiel**

La protection différentielle est un principe commun de protection pour les transformateurs, moteurs, et générateurs. Elle mesure la différence de courant entre deux TC branchés l'un en aval, l'autre en amont d'une partie du réseau à surveiller (un moteur, un transformateur, un jeu de barres) pour détecter et isoler rapidement tout défaut interne à cette partie. Elle est basée sur la comparaison du courant d'entrée et de sortie d'un élément, si la comparaison indique la présence d'une différence cela veut dire la présence d'un défaut et le relais doit agir. La différence mesurée doit être significative pour qu'elle soit attribuée à un défaut.

### **II.4.4 Relais numérique REG 216 (ABB)**

Au niveau de la centrale électrique de m'sila la protection de l'alternateur et de blocs transformateurs alternateurs est assuré par le relais numérique REG216 ( Figure II.10) .

#### II.4.4.1 Domaine d'utilisation

Le REG216 est utilisé pour la protection des alternateurs et des blocs transformateurs alternateurs. La conception modulaire, tant du matériel que du logiciel, confère au système un degré de flexibilité maximal et lui permet d'être adapté facilement à l'importance de l'installation considérée. Les différentes fonctions de protection sont réalisées en combinant des modules à la bibliothèque de fonctions logicielle [17].

On peut ainsi proposer des solutions avantageuses dans l'ensemble du domaine d'application couvert par le système. Le système logiciel du REG216 se compose d'une bibliothèque de fonctions de protection.



**Figure II.10** Relais numérique REG 216(ABB)

Le système permet de réaliser différents degrés de redondance. Le dédoublement des appareils, des unités d'alimentation par exemple, permet d'obtenir la disponibilité et la fiabilité de son choix. Les interfaces standardisées rendent REG216 compatible avec les différents systèmes de contrôle-commande existantes. Il est possible d'échanger des informations avec les niveaux de conduite supérieurs, envoi d'informations d'état binaires, signalisation d'événements, transmission des grandeurs mesurées et des valeurs attribuées aux différents paramètres des fonctions de protection.

#### II.4.4.2 Caractéristiques principales

- Matériel modulaire
- Sélection des fonctions de protection
- Nombreuses possibilités d'utilisation

- Réglages assistés par menus à l'aide d'un ordinateur personnel
- Traitement des signaux complètement numérique
- Auto surveillance permanente du matériel
- Routines de contrôle cycliques
- Réglage des paramètres et enregistrement des valeurs affichées via PC
- Affichage des grandeurs mesurées
- Affichage, accusé de réception et impression des événements
- Documentation automatique
- Stabilité à long terme
- Communication et coordination avec les systèmes de contrôle-commande

### II.4.4.3 Construction

#### II.4.4.3.1 Matériel

REG216 se compose de deux ensembles séparés physiquement et reliés entre eux par des câbles standardisés, préfabriqués et blindés. Cela est illustré dans La Figure II.11

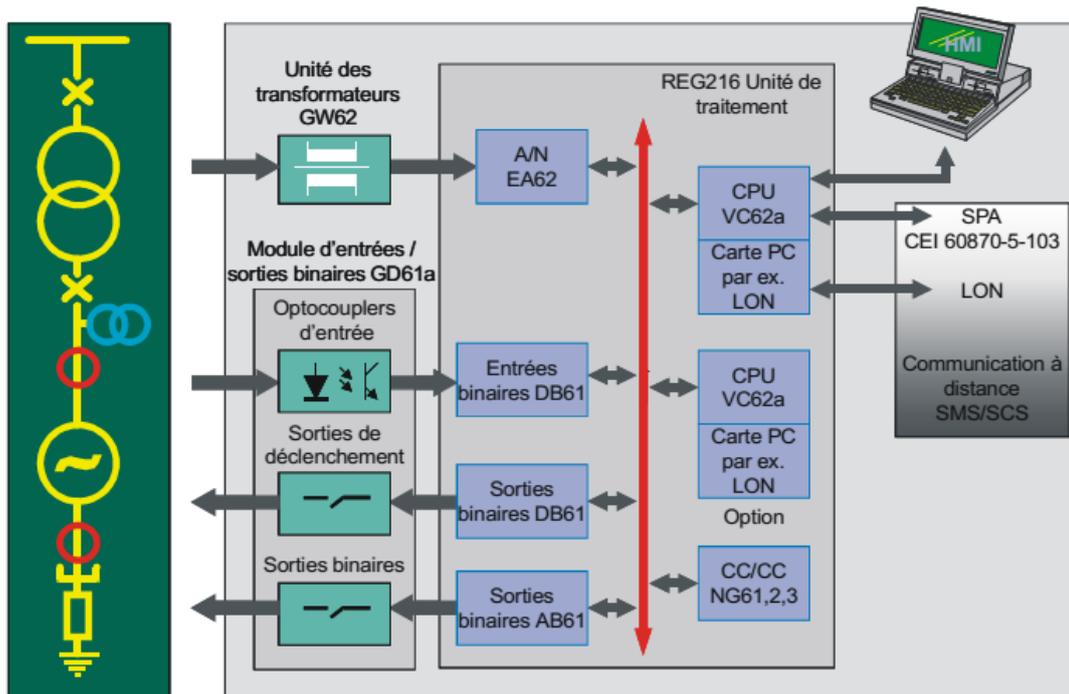


Figure II.11 Schéma-bloc du système de protection REG216.

#### II.4.4.4 Fonctions de protection

Le système REG216 contient toutes les fonctions de protection nécessaires pour la protection des alternateurs, des transformateurs de puissance et des départs. Il est donc

conçu pour remplacer plusieurs relais d'un ensemble de protection conventionnel. L'utilisateur peut sélectionner aisément les fonctions de protection désirées dans une bibliothèque très complète à l'aide d'un ordinateur personnel. Pour cela, aucune connaissance de programmation n'est nécessaire. Toutes les fonctions de protection peuvent être sélectionnées dans de larges domaines.

Les principaux paramètres de réglage sont les suivants:

- assignation des unités de traitement à microprocesseur
- canal ou canaux d'entrée
- seuils de fonctionnement
- retards
- choix des caractéristiques de fonctionnement
- attribution des canaux de déclenchement
- attribution des ordres de commande.

## **II.5 Conclusion**

Dans ce chapitre on a donné assez d'information sur les différents éléments qui composent un système de protection ,les concepts de bases d'un systèmes de protection ainsi que les relais de protection .

# CHAPITRE III

## LES PROTECTION ELECTRIQUES

# chapitre III

## les protections électriques et leurs principe de fonctionnement

### Introduction

Nous avons présenté dans le chapitre précédent les concepts de base de la protection .Ce chapitre traite les différents protection dans un relais numérique et leurs principe de fonctionnement .

### III.1 Maximum de vitesse (Code ANSI 12)

#### III.1.1 Fonctionnement

Détection des survitesses machine, pour la détection des emballements de générateurs synchrones dus à la perte de synchronisme ou pour le contrôle du procès par exemple.

Le calcul de la vitesse de rotation est basé sur la mesure du temps entre les impulsions générées par un détecteur de proximité au passage d'une ou plusieurs cames entraînées par la rotation de l'arbre du moteur ou du générateur.

La protection est excitée si la vitesse mesurée dépasse le seuil de vitesse.

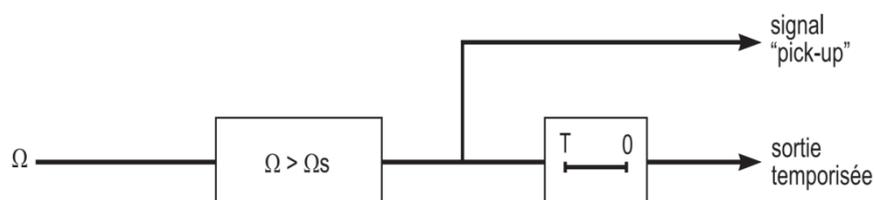
La protection comporte une temporisation T à temps indépendant (constant)

#### III.1.2 Schéma de principe

la figure III.1 représente le principe de fonctionnement de la protection maximum de vitesse (12) le relais calcule la vitesse de rotation ( $\Omega$ ) par la mesure du temps entre les impulsions générées par un détecteur de proximité

si la vitesse de rotation ( $\Omega$ ) dépassé un seuil ( $\Omega_s$ ) la protection délivre un signal "pick-up"

après un temps T bien définie un signal sorte pour excité un actionneur



$\Omega$  : la vitesse de rotation

$\Omega_s$  : la vitesse de rotation maximum

**Figure III.1** Principe de fonctionnement de la protection maximum de vitesse

## III.2 Minimum de vitesse (Code ANSI 14)

### III.2.1 Fonctionnement

Contrôle de la vitesse d'une machine :

détection des sous-vitesses machine après démarrage, pour le contrôle du procès par exemple.

Information vitesse nulle pour la détection d'un blocage rotor.

Le calcul de la vitesse de rotation est basé sur la mesure du temps entre les impulsions générées par un détecteur de proximité au passage d'une ou plusieurs cames entraînées par la rotation de l'arbre du moteur ou du générateur.

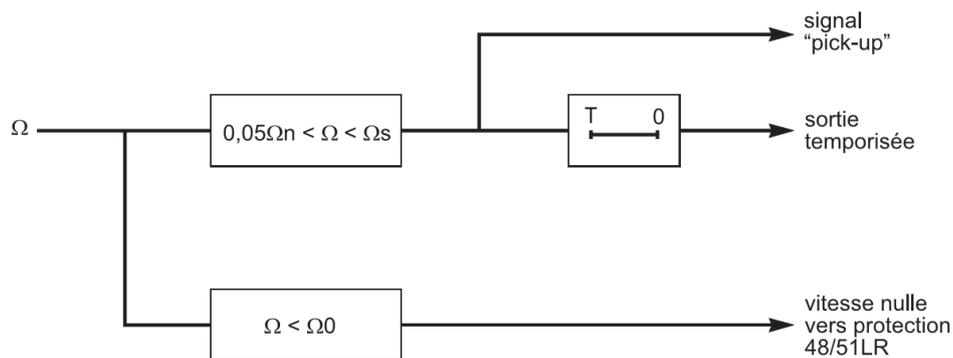
La protection est excitée si la vitesse mesurée repasse sous le seuil de vitesse en l'ayant au préalable dépassé de 5 %. La vitesse nulle est détectée par l'exemple 1 et sert à la protection 48/51LR pour détecter un blocage rotor.

La protection comporte une temporisation T à temps indépendant (constant).

### III.2.2 Schéma de principe

la figure III.2 représente le principe de fonctionnement de la protection minimum de vitesse (14) le relais calcule la vitesse de rotation ( $\Omega$ ) par la mesure du temps entre les impulsions générées par un détecteur de proximité

si la vitesse de rotation ( $\Omega$ ) dépassé un seuil ( $\Omega_s$ ) la protection délivre un signal "pick-up" après un temps T bien définie un signal sort pour excité un actionneur



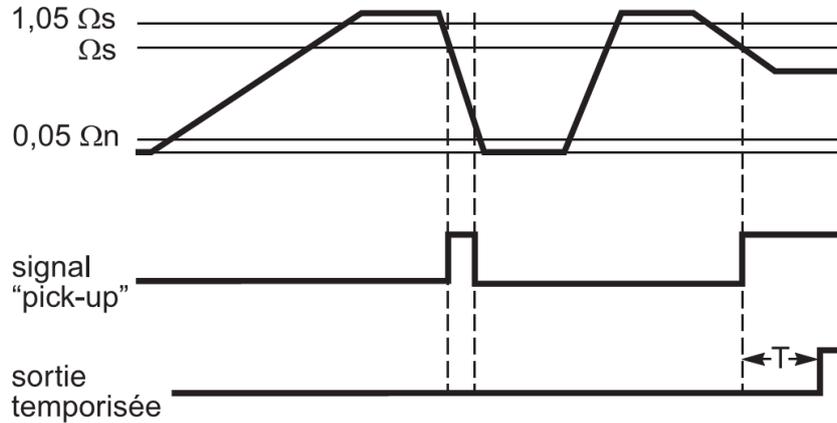
$\Omega$  : la vitesse de rotation

$\Omega_n$  : la vitesse de rotation nominale

$\Omega_s$  : la vitesse de rotation maximum

**Figure III.2** Principe de fonctionnement de la protection minimum de vitesse

La figure qui suit (Figure III. 3) représente le chronogramme de la protection minimum de vitesse



$\Omega_s$  : la vitesse de rotation nominal

$\Omega_n$  : la vitesse de rotation nominal

**Figure III. 4** Chronogramme de fonctionnement de la protection minimum de vitesse

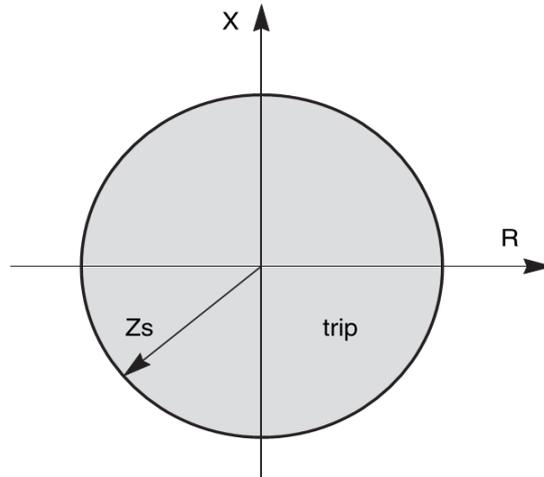
### III.3 Minimum d'impédance (Code ANSI 21B)

#### III.3.1 Fonctionnement

La protection est composée d'une caractéristique circulaire de déclenchement (figure III.4) dans le plan d'impédance (R, X), temporisée à temps indépendant (constant, DT). Elle est activée lorsque l'une des impédances apparentes entre phases pénètre dans la caractéristique de déclenchement.

Impédances apparentes :

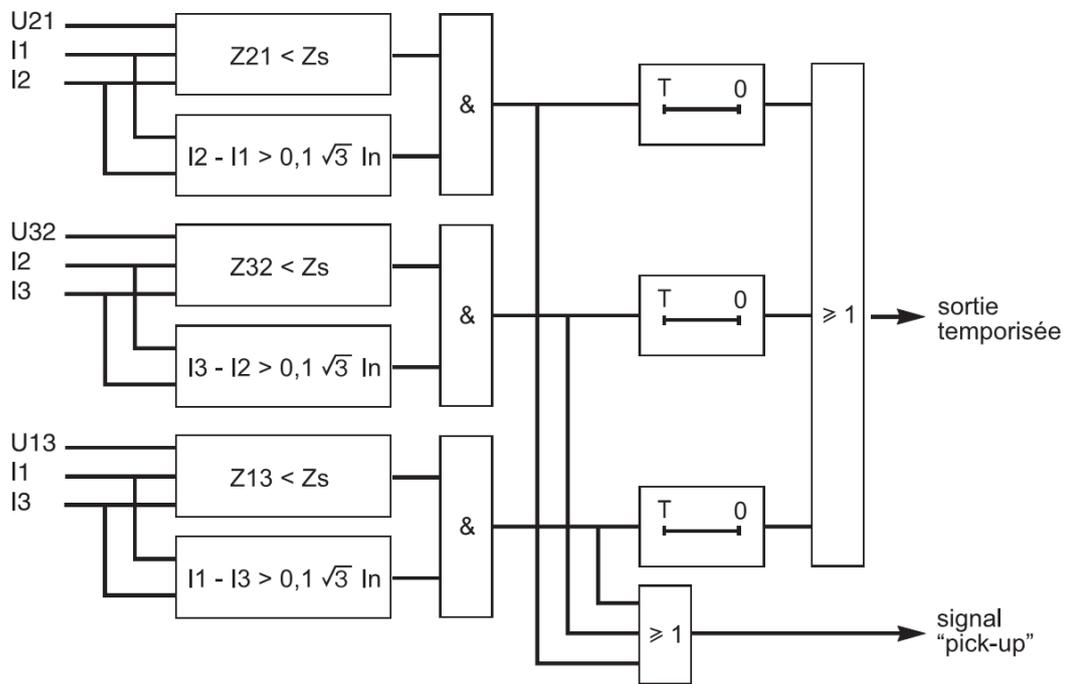
$$\vec{Z}_{21} = \frac{\vec{U}_{21}}{\vec{I}_1 - \vec{I}_2}, \quad \vec{Z}_{32} = \frac{\vec{U}_{32}}{\vec{I}_2 - \vec{I}_3}, \quad \vec{Z}_{13} = \frac{\vec{U}_{13}}{\vec{I}_3 - \vec{I}_1}$$



**Figure III. 5** La caractéristique circulaire de déclenchement

### III.3.2 Schéma de principe

la figure III.5 qui suit définis le principe de fonctionnement d'une protection minimum d'impédance



**Figure III. 6** Principe de fonctionnement de la protection maximum d'impédance

### III.4 Minimum de tension (L-L ou L-N) (Code ANSI 27)

#### III.4.1 Fonctionnement

Protection des moteurs contre une baisse de tension ou détection d'une tension réseau anormalement basse pour déclencher un automatisme de délestage ou de transfert de sources :

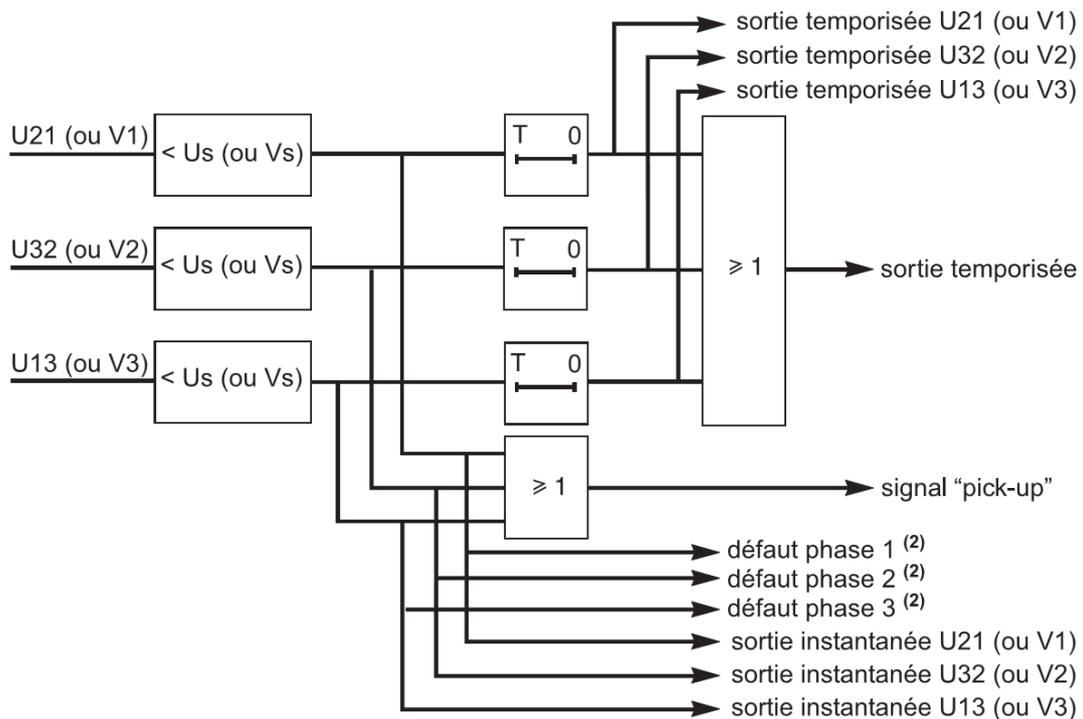
- elle est monophasée et fonctionne en tension simple ou composée
- elle comporte une temporisation T à temps indépendant (DT) ou dépendant

-lorsqu'elle fonctionne en tension simple, elle indique la phase en défaut dans l'alarme associée au défaut.

Le fonctionnement en tension simple ou composée dépend du raccordement choisi pour les entrées tension.

#### III.4.2 Schéma de principe

la figure III. 6 explique le fonctionnement de la protection minimum de tension (L-L ou L-N)



(  $v_1, v_2, v_3$  ) : tension simple

(  $U_{32}, U_{21}, U_{13}$  ) : tension composé

**Figure III. 7** Principe de fonctionnement de la protection minimum de tension

### III.5 Minimum de courant phase (Code ANSI 37)

#### III.5.1 Fonctionnement

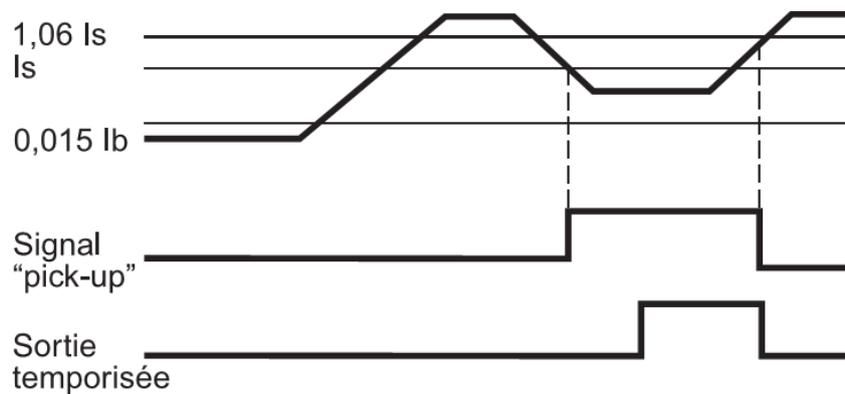
Protection des pompes contre les conséquences d'un désamorçage par détection du fonctionnement à vide du moteur.

-Cette protection est monophasée :

-elle est excitée si le courant de la phase 1 (I1) repasse en dessous du seuil  $I_s$

Exemple d'un Cas de la baisse de courant (Figure III. 8 )

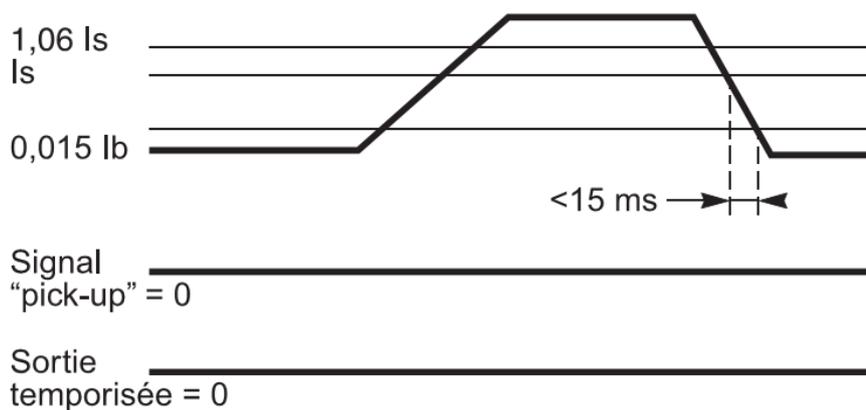
Exemple Cas de l'ouverture du disjoncteur ( Figure III. 9 )



**Figure III. 10** Cas de la baisse de courant.

-elle est inactive lorsque le courant est inférieur à 1,5 % de  $I_n$

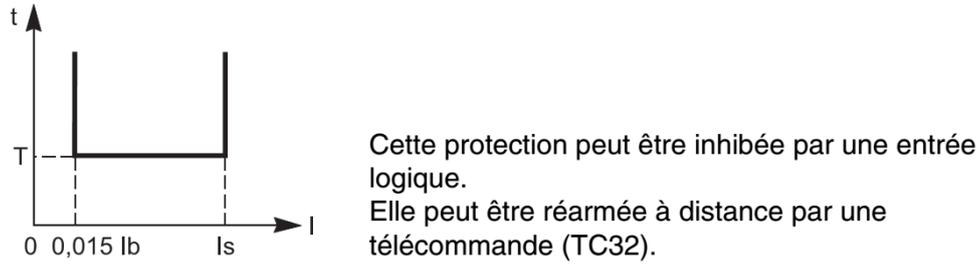
-elle est insensible à la baisse de courant due à l'ouverture du disjoncteur



**Figure III. 11** Cas de l'ouverture du disjoncteur.

-elle comporte une temporisation à temps indépendant (constant).

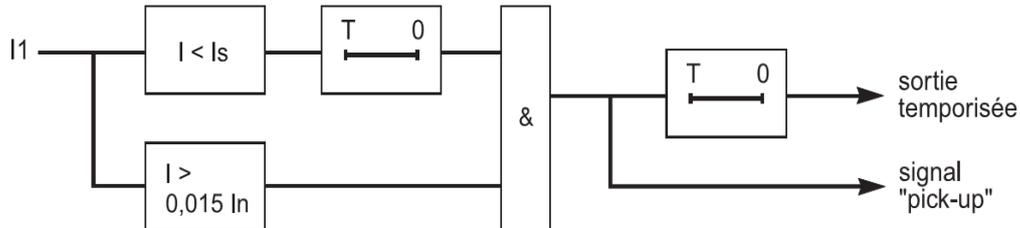
Exemple d'une temporisation à temps indépendant ( Figure III .9 ).



**Figure III .9** Temporisation à temps indépendant

### III.5.2 Schéma de principe

la figure III.10 explique le fonctionnement de la protection minimum de phase



**Figure III.10** principe de fonctionnement de la protection minimum de courant

## III.6 Minimum de puissance active directionnelle (Code ANSI 37P)

### III.6.1 Fonctionnement

Protection bidirectionnelle basée sur la valeur de la puissance active. Elle contrôle les flux de puissance active calculée :

- pour adapter le nombre de source en parallèle à la puissance demandée par les charges du réseau
- pour îloter une installation avec sa propre unité de production.

Elle est excitée si la puissance active transitant dans un sens ou dans l'autre (fournie ou absorbée) est inférieure au seuil  $P_s$ .

Elle comporte une temporisation  $T$  à temps indépendant (constant).

Elle est basée sur la méthode des trois ou deux wattmètres suivant les conditions de raccordement :

- V1, V2, V3 et I1, I2, I3 : 3 wattmètres
  - V1, V2, V3 et I1, I3 : 2 wattmètres
  - U21, U32 + V0 et I1, I2, I3 : 3 wattmètres
  - U21, U32 + V0 et I1, I3 : 2 wattmètres
  - U21, U32 sans V0 : 2 wattmètres
- autres cas : protection indisponible.

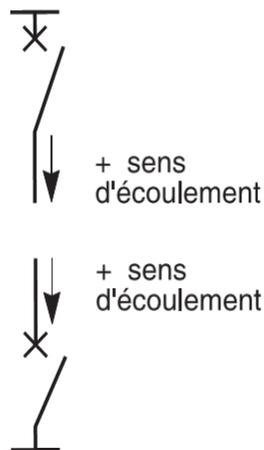
Le signe de la puissance est déterminé suivant le paramètre général départ ou arrivée en respectant la convention :

pour le circuit départ :

- une puissance exportée par le jeu de barres est positive (sens normal)
- une puissance fournie au jeu de barres est négative

pour le circuit arrivée :

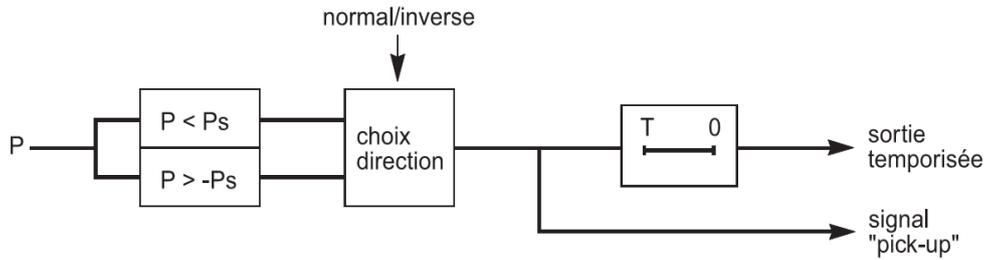
- une puissance fournie au jeu de barres est positive (sens normal)
- une puissance exportée par le jeu de barres est négative



**Figure III.11** Sens d'écoulement

### III.6.2 Schéma de principe

le principe de fonctionnement de la protection minimum de puissance active directionnelle est illustré dans la figure III.12



**Figure III.12** Principe de fonctionnement de la protection minimum de puissance active directionnelle

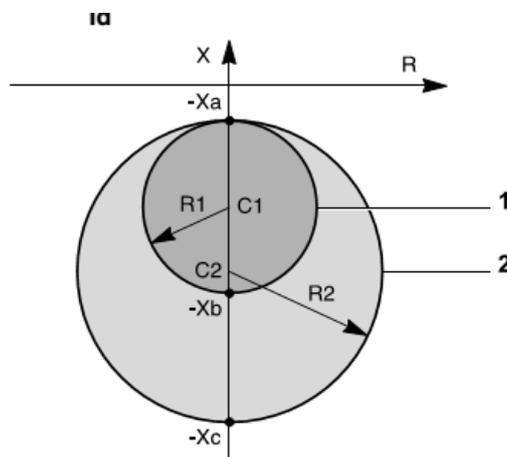
### III.7 Perte d'excitation (Code ANSI 40)

Protection contre les pertes d'excitation des générateurs ou des moteurs synchrones.

#### III.7.1 Fonctionnement

La protection est composée de deux caractéristiques circulaires de déclenchement dans le plan d'impédance (R,X). La protection 40 est activée lorsque l'impédance directe  $Z_d$  entre dans une des deux caractéristiques de déclenchement (Figure III.13).

$$\vec{Z}_d = \frac{\vec{V}_d}{\vec{I}_d} \quad \text{III.1)}$$



**Figure III.13** Caractéristiques circulaires de déclenchement

- Cas d'un générateur en arrivée ou d'un moteur en départ

	Cercle 1	Cercle 2
Centre	$C1 = -(X_a + X_b)/2$	$C2 = -(X_a + X_c)/2$
Rayon	$R1 = (X_b - X_a)/2$	$R2 = (X_c - X_a)/2$

**Tableau III. 1** Les paramètres de réglage de la protection

- Cas d'un générateur en départ ou d'un moteur en arrivée : les caractéristiques de déclenchement sont obtenues symétriquement par rapport à l'axe R

	Cercle 1	Cercle 2
Centre	$C1 = -(X_a + X_b)/2$	$C2 = -(X_a + X_c)/2$
Rayon	$R1 = (X_b - X_a)/2$	$R2 = (X_c - X_a)/2$

**Tableau III. 2** Les paramètres de réglage de la protection

avec :

- $X_a = (X'd(\%)/200)Z_n$
- $X_b = (X'd(\%)/200 + 1)Z_n$
- $X_c = (X'd(\%)/200 + X_d/100)Z_n$

$X_d$  : réactance synchrone en %

$X'd$  : réactance synchrone transitoire en %

### III.7.2 Schéma de principe

le principe de fonctionnement de la protection minimum de puissance active directionnelle est illustré dans la figure III.14



(III.2)

pour bien expliquer le fonctionnement de cette protection on a donné un exemple explicatif :

#### **Données du générateur synchrone**

- $S = 3,15 \text{ MVA}$
- $U_{n1} = 6,3 \text{ kV}$
- $X_d = 233 \%$
- $X'd = 21 \%$

#### **Réglage de la protection**

Afin de régler la protection, il est nécessaire de calculer l'impédance  $Z_n$  de référence du générateur :

- $I_b = S/(\sqrt{3} \times U_{n1}) = 289 \text{ A}$
- $Z_n = U_{n1}/(\sqrt{3} \times I_b) = 12,586 \Omega$ .

Typiquement le cercle 1 est réglé avec un diamètre de  $Z_n$  décalé de  $-X'd/2$  et le cercle 2 est réglé avec un diamètre de  $X_d$ , décalé de  $-X'd/2$  :

- $X_a = (X'd(\%)/200)Z_n = 1,321 \Omega$
- $X_b = (X'd(\%)/200 + 1)Z_n = 13,907 \Omega$
- $X_c = (X'd(\%)/200 + X_d/100)Z_n = 30,646 \Omega$ .

Les défauts détectés dans le cercle 1 sont des défauts d'excitation violents devant être éliminés rapidement. Le cercle 2 pouvant concerner des défauts autres que ceux de l'excitation, son temps déclenchement est plus long :

- $T_1 = 70 \text{ ms}$

- $T_2 = 500 \text{ ms}$ .

### **III.8 Défaillance disjoncteur (Code ANSI 50BF)**

Protection de secours en cas de non ouverture du disjoncteur

#### **III.8.1 Fonctionnement**

Protection de secours délivrant un ordre de déclenchement aux disjoncteurs amonts ou adjacents en cas de non-ouverture du disjoncteur après un ordre de déclenchement, détectée par la non-extinction du courant de défaut.

La fonction "protection contre les défauts disjoncteurs" est activée par un ordre de déclenchement de la sortie O1 issu des protections à maximum de courant qui font

déclencher le disjoncteur (50/51, 50N/51N, 46, 67N, 67, 64REF, 87M, 87T). Elle vérifie la disparition du courant dans l'intervalle de temps spécifié par la temporisation T. Elle peut également prendre en compte la position du disjoncteur lue sur les entrées logiques pour déterminer l'ouverture effective du disjoncteur. Le câblage d'un contact position fermé du disjoncteur libre de tout potentiel sur l'entrée de l'éditeur d'équation ou Logipam "disjoncteur fermé" permet d'assurer le bon fonctionnement de la protection dans les cas suivants :

-Lors de l'activation de la 50BF par la protection 50N/51N (seuil  $I_{s0} < 0,2 I_n$ ), la détection seuil de courant de la 50BF peut ne pas être opérationnelle.

-Lors de l'utilisation de la surveillance du circuit de déclenchement (TCS), le contact disjoncteur fermé est court-circuité. Ainsi l'entrée logique I101 n'est plus fonctionnelle.

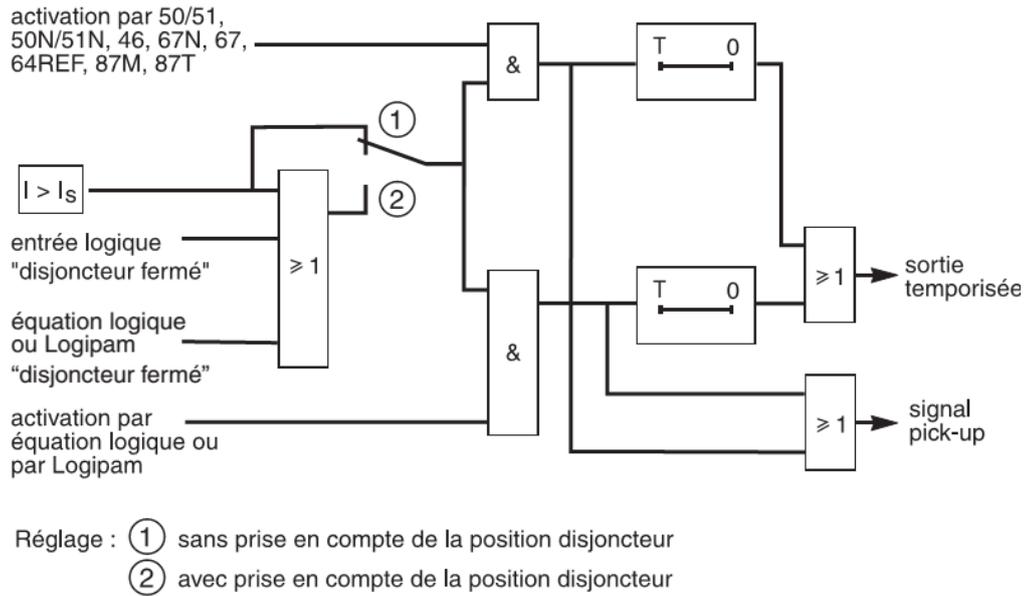
L'activation automatique de cette protection nécessite l'utilisation de la fonction commande disjoncteur de la logique de commande. Une entrée spécifique peut également être utilisée pour activer cette protection par équation logique ou par Logipam. Cette dernière possibilité est utile pour ajouter des cas particuliers d'activation (déclenchement depuis une protection externe par exemple).

La sortie temporisée de la protection doit être affectée à une sortie logique au moyen de la matrice de commande.

Le lancement et l'arrêt du compteur de temporisation T sont conditionnés par la présence d'un courant au-dessus du seuil de réglage ( $I > I_s$ )

### **III.8.2 schéma de principe**

le principe de fonctionnement de la protection Défaillance disjoncteur est illustré dans la figure III.15



**Figure III.15** Principe de fonctionnement de la protection Défaillance disjoncteur

**Exemple de réglage (figure III.16)**

Ci-dessous un cas de figure permettant de déterminer le réglage temporisation de la fonction défaillance disjoncteur :

- réglage protection maximum de courant :  $T = inst$
- temps de fonctionnement du disjoncteur : 60 ms
- temps de fonctionnement du relais auxiliaire pour ouvrir le(s) disjoncteur(s) amont(s):10ms.

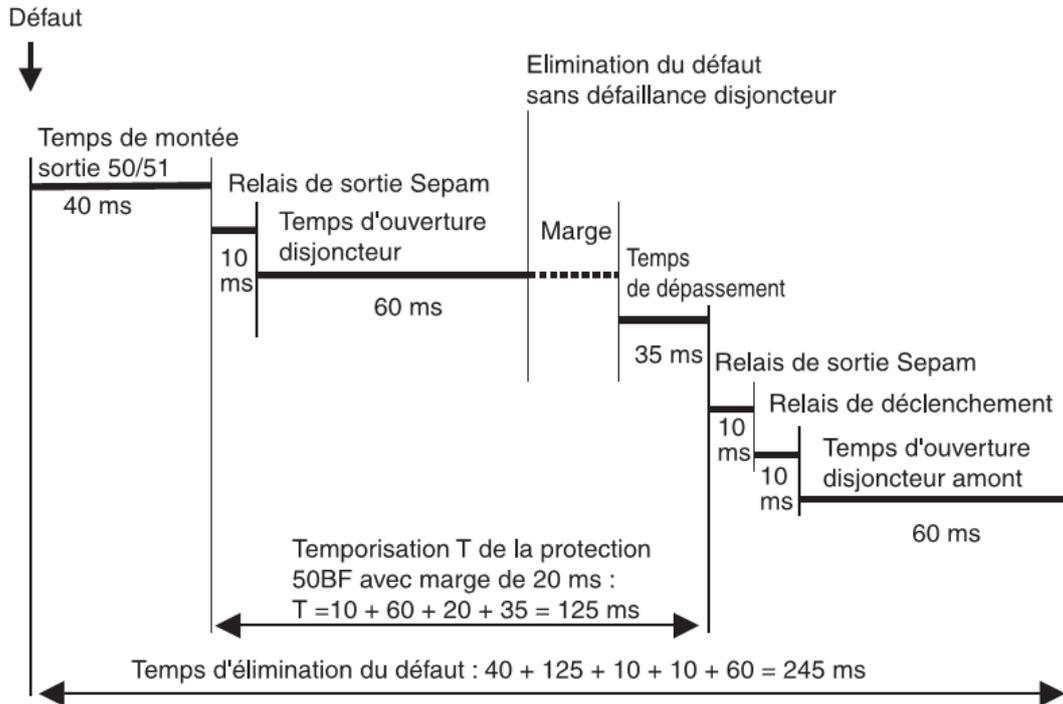


Figure III.16 Exemple de réglage

### III.9 Maximum de tension (L-L ou L-N) (Code ANSI 59)

Il assure la protection contre les surtensions en tension simple ou composée.

#### III.9.1 Fonctionnement

Protection contre les surtensions ou vérification de présence tension suffisante pour autoriser un transfert de sources :

- elle est monophasée et fonctionne en tension simple ou composée
- elle comporte une temporisation T à temps indépendant
- lorsqu'elle fonctionne en tension simple, elle indique

la phase en défaut dans l'alarme associée au défaut.

Le fonctionnement en tension simple ou composée dépend du raccordement choisi pour les entrées tension.

#### III.9.2 Schéma de principe

la figure III.17 explique le principe de fonctionnement de la protection maximum de tension

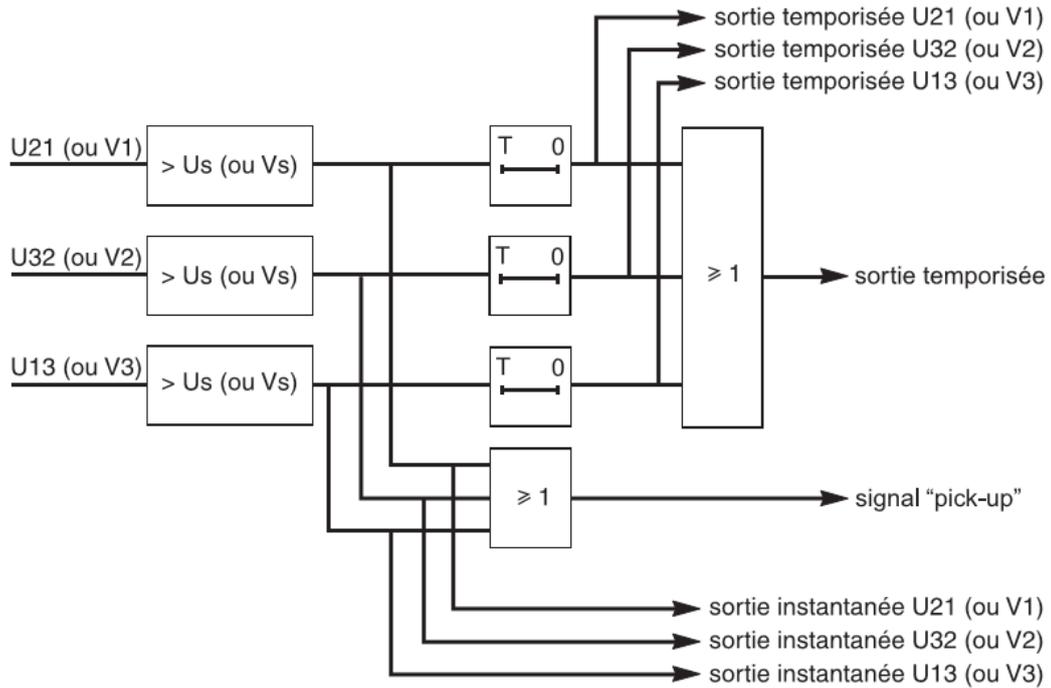


Figure III.17 principe de fonctionnement de la protection maximum de tension

### III.10 100 % masse stator (Code ANSI 64G)

Protection contre les défauts internes des générateurs.

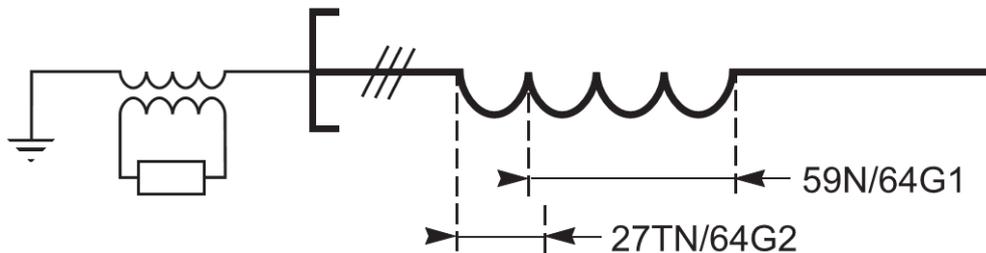


Figure III.18 Protection 100 % masse stator

#### III.10.1 Fonctionnement

La protection 64G est constituée de 2 fonctions indépendantes :

-la protection "64G1" qui correspond habituellement à une protection maximum de tension résiduelle à fréquence fondamentale (code ANSI 59N). Elle peut être réalisée par une protection à maximum de courant terre (code ANSI 51N) quand le courant de défaut à la terre est suffisant cela est illustré dans la figure on dessous

-la protection "64G2" qui correspond à une protection minimum de tension résiduelle harmonique 3 (appellation classique ANSI 27TN) dont le principe de fonctionnement dépend du type de raccordement des TP "bornes".

Lorsqu'un défaut monophasé se produit, la circulation du courant homopolaire provoque l'élévation du potentiel du point neutre, détectée par la protection 59N.

Cependant, compte tenu du déséquilibre naturel des 3 phases du réseau, le seuil de sensibilité de la 59N ne peut pas être fixé en dessous de 10 % à 15 % de la tension simple.

Si le défaut monophasé se produit sur un enroulement statorique proche du point neutre, l'élévation du potentiel du point neutre peut ne pas être suffisante pour provoquer le déclenchement de la protection 59N.

L'association des fonctions 59N + 27TN permet de protéger 100 % de l'enroulement statorique. En fonction des réglages :

- la protection 59N protège 85 à 95 % de l'enroulement statorique coté bornes et
- la protection 27TN protège 10 à 20 % de l'enroulement statorique coté point neutre.

La réalisation d'une protection 100 % masse stator nécessite la mise en service d'une protection 64G1 (59N ou 51N) et d'une protection 64G2 (27TN), se reporter à la description de chacune de ces fonctions pour plus de détails.

### **III.11 Réenclencheur (Code ANSI 79)**

Réenclencheur 1 à 4 cycles pour éliminer les défauts fugitifs ou semi-permanents sur les lignes aériennes.

#### **Fonctionnement**

Fonction d'automatisme permettant de limiter la durée d'interruption de service après un déclenchement dû à un défaut fugitif ou semi-permanent affectant une ligne aérienne. Le réenclencheur commande la refermeture automatique de l'appareil de coupure après une temporisation nécessaire à la reconstitution de l'isolement.

Le fonctionnement du réenclencheur est facilement adaptable à différents modes d'exploitation par paramétrage.

#### **Initialisation du réenclencheur**

Le réenclencheur est prêt à fonctionner si l'ensemble des conditions suivantes est réuni :

- fonction "commande appareillage" en service et réenclencheur en service (non inhibé par l'entrée logique "inhibition réenclencheur")
- disjoncteur fermé

- la temporisation de verrouillage n'est pas en cours
- pas de défaut lié à l'appareillage, tels que défaut circuit de déclenchement, défaut commande non exécutée, baisse pression SF6.

### **Déroulement des cycles**

- cas du défaut non éliminé :

Après déclenchement par une protection instantanée ou temporisée, la temporisation d'isolement associée au premier cycle actif est activée.

A la fin de cette temporisation, un ordre d'enclenchement est donné et la temporisation de dégagement est activée.

Si la protection détecte le défaut avant la fin de cette temporisation, un ordre de déclenchement est donné et le cycle de réenclenchement suivant est activé.

Après le déroulement de tous les cycles actifs et si le défaut persiste, un ordre de déclenchement définitif est donné, un message apparaît sur l'afficheur

- cas du défaut éliminé :

Après un ordre de réenclenchement, si le défaut ne réapparaît pas à l'issue de la temporisation de dégagement, le réenclencheur se réinitialise et un message apparaît sur l'afficheur (cf. exemple 1)

- fermeture sur défaut.

Si le disjoncteur est enclenché sur défaut, ou si le défaut apparaît avant la fin de la temporisation de verrouillage, le réenclencheur n'effectue pas de cycle de réenclenchement. Un message déclenchement définitif est émis.

### **Conditions d'inhibition du réenclencheur**

Le réenclencheur est inhibé dans les conditions suivantes :

- commande volontaire d'ouverture ou de fermeture
- mise hors service du réenclencheur
- réception d'un ordre de verrouillage sur l'entrée logique de verrouillage
- apparition d'un défaut lié à l'appareillage, tels que défaut circuit de déclenchement, défaut commande non exécutée, baisse pression SF6
- ouverture du disjoncteur par une protection qui ne lance pas des cycles de réenclenchement (par exemple protection de fréquence), par un déclenchement externe ou par une protection configurée inactive sur le réenclencheur.

Dans ce cas, un message de déclenchement définitif apparaît.

### **Prolongation de la temporisation d'isolement**

Si pendant un cycle de réenclenchement, la refermeture du disjoncteur est impossible parce que le réarmement du disjoncteur n'est pas terminé (suite à une baisse de tension auxiliaire la durée de réarmement est plus longue), le temps d'isolement de ce cycle peut être prolongé jusqu'au moment où le disjoncteur est prêt à effectuer un cycle "Ouverture-Fermeture-Ouverture". Le temps maximal que l'on ajoute au temps d'isolement est réglable . Si à la fin du temps maximale d'attente, le disjoncteur n'est toujours pas prêt, le réenclencheur se verrouille .

### **Définition**

#### **Temporisation de dégagement**

La temporisation de dégagement est lancée par un ordre de fermeture de l'appareil de coupure donné par le réenclencheur. Si aucun défaut n'est détecté avant la fin de la temporisation de dégagement, le défaut initial est considéré comme éliminé.

Sinon, un nouveau cycle de réenclenchement est initié. Cette temporisation doit être de durée supérieure à la plus longue des conditions d'activation des cycles de réenclenchement.

#### **Temporisation de verrouillage**

La temporisation de verrouillage est lancée par un ordre de fermeture manuelle de l'appareil de coupure. Le réenclencheur est inhibé pendant la durée de cette temporisation. Si un défaut est détecté avant la fin de la temporisation de verrouillage, la protection activée commande le déclenchement de l'appareil de coupure sans lancer le réenclencheur.

#### **Temporisation d'isolement**

La temporisation d'isolement cycle n est lancée par l'ordre de déclenchement de l'appareil de coupure donné par le réenclencheur au cycle n.

L'appareil de coupure reste ouvert pendant la durée de cette temporisation.

A la fin de la temporisation d'isolement du cycle n débute le cycle n + 1, et le réenclencheur commande la fermeture de l'appareil de coupure.

## **III.12 Courbes de déclenchement**

Présentation du fonctionnement et du réglage des courbes de déclenchement des fonctions de protection :

- à temps indépendant
- à temps dépendant

- avec temps de maintien.

### III.12.1 A temps indépendant

Protection à temps indépendant . Le temps de déclenchement est constant. La temporisation est initialisée dès que le seuil de fonctionnement est franchi (voir figure III.19 ).

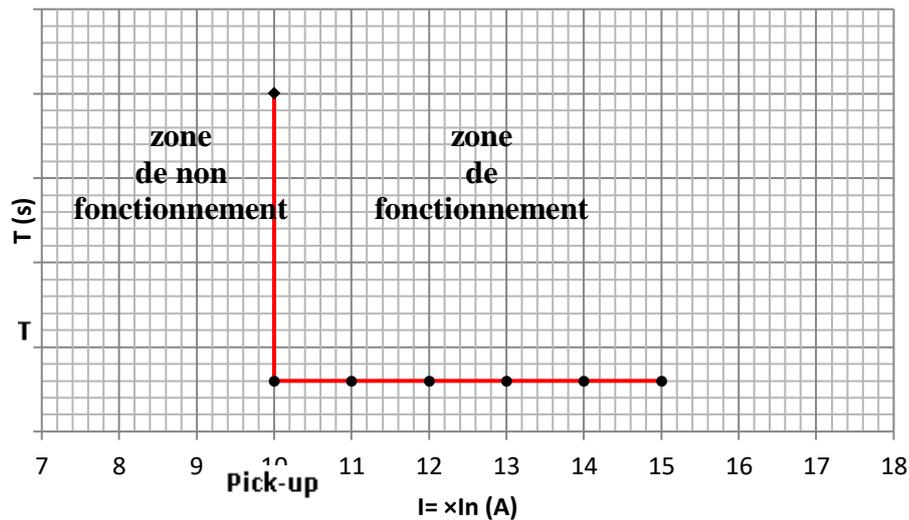


Figure 12 Principe de la protection à temps indépendant.

### III.12.2 Protection à temps dépendant

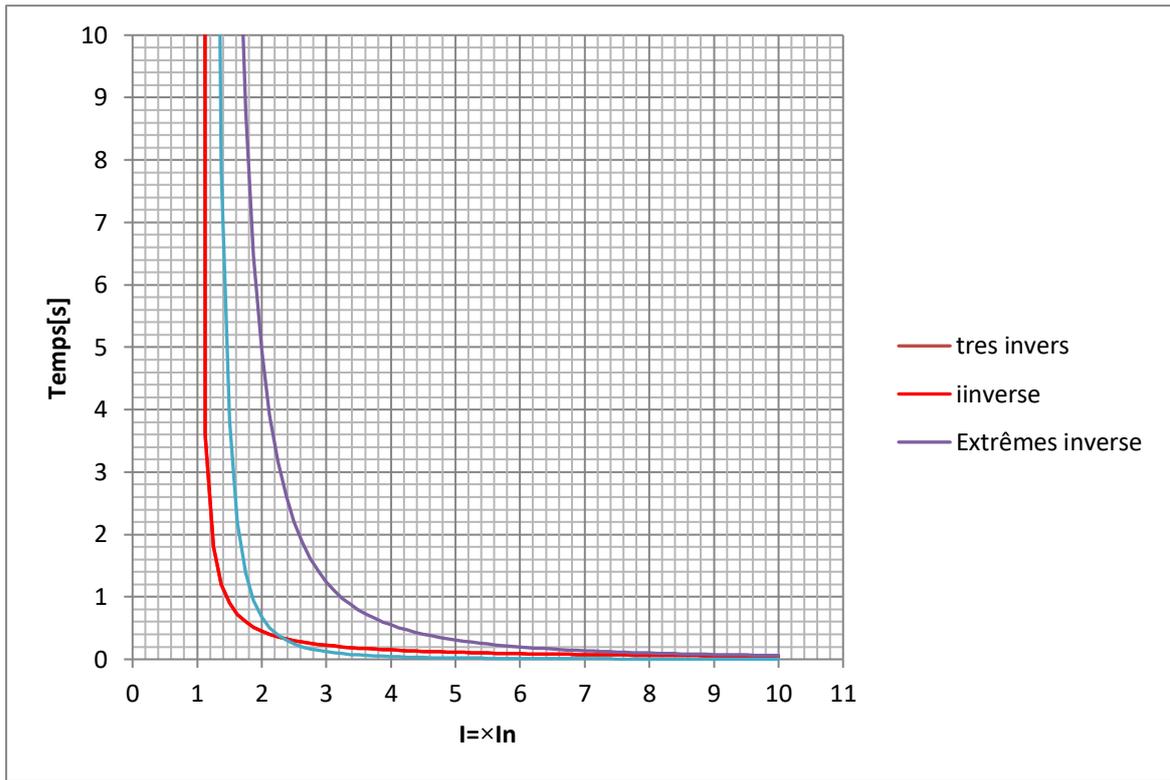
Le temps de fonctionnement dépend de la grandeur protégée (le courant phase, le courant terre, ...) conformément aux normes CEI 60255-3, BS 142, IEEE C-37112.

Le fonctionnement est représenté par une courbe caractéristique, par exemple:

- courbe  $t = f(I)$  pour la fonction maximum de courant phase
- courbe  $t = f(I_0)$  pour la fonction maximum de courant terre.

Cette courbe est définie par :

- son type (inverse, très inverse, extrêmement inverse, ...)
- son réglage de courant  $I_s$  qui correspond à l'asymptote verticale de la courbe
- son réglage de temporisation  $T$  qui correspond au temps de fonctionnement pour  $I = 10 I_s$ .



**Figure III.13** les différente courbes de déclenchement à temps dépendant

le tableau III.3 nous donne la formule utilisé pour tracé les courbe de caractéristique a temps inverse et les constant nécessaire pour tracé chaque type de courbe ,suivant la norme CEI

Equation	Type de courbe	k	$\alpha$	$\beta$
$td(I) = \frac{K}{\left(\frac{I}{I_s} - 1\right)^\alpha} \times \frac{T}{\beta}$	Standard inverse /A	0.14	0.02	2.97
	Très inverse / B	13.5	1	1.50
	Longe temps inverse/B	120	1	13.33
	Extrêmes inverse /C	80	2	0.808
	Ultra inverse	315.2	2.5	1

**Tableau III.3** courbes définies par la norme CEI

ce tableau ( tableau III.3) donne la formule utilisé pour tracé les courbe de caractéristique a temps inverse et les constant nécessaire pour tracé chaque type suivant la norme CEI

Equation	Type de courbe	A	B	P	$\beta$
$Td(I) = \frac{A}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^p} + B \times \frac{T}{\beta}$	Moderately inverse	0.010	0.023	0.02	0.241
	Très inverse	3.922	0.098	2	0.138
	Extrêmes inverse	5.64	0.0243	2	0.081

**Tableau III.4** courbes définies par la norme IEEE

le tableau III.3 donne la formule utilisé pour tracé les courbe de caractéristique a temps inverse et les constant nécessaire pour tracé chaque type suivant la norme CEI

Equation	Type de courbe	A	B	C	D	E	$\beta$
$T_d(I) = \left( A + \frac{B}{\left(\frac{I}{I_s} - c\right)} + \frac{D}{\left(\frac{I}{I_s} - c\right)^2} + \frac{E}{\left(\frac{I}{I_s} - c\right)^3} \right) \times \frac{T}{\beta}$	Inverse	0.208	0.863	0.800	-0.418	0.195	0.297
	Très inverse	0.090	0.795	0.100	-1.288	7.958	0.165
	Extrêmes inverse	0.004	0.638	0.620	1.787	0.246	0.092

**Tableau III.5** courbes usuelles IAC

**conclusion**

# CHAPITRE IV

## DISCUSSION ET PRESENTATION DES RESULTATS DES TESTES

# Chapitre IV

## Discussion et présentation des résultats des tests

### Introduction:

Les relais sont des organes qui commandent des appareils de coupure pour la protection des installations électrique, ils fonctionnent suivant un réglage pour plusieurs paramètres (tension, courant, fréquence...etc. ). Pour s'assurer que ces équipements fonctionnent convenablement, des tests de paramètres sont effectués périodiquement à l'aide d'une caisse d'injection.

Dans ce chapitre nous allons évoquer les résultats de test des relais pour des paramètres de protection bien définis.

la protection au niveau de la central électrique SPE de M'sila est réalisé à l'aide d'un relais numérique REG 216 de ABB, ce type de matériel n'est pas accessible donc on a prévu d'effectuer les tests sur un modèle similaire de même paramètres ( relais Sepam 40 de Schneider).

### IV.1 Relais Sepam

La gamme de relais de protection Sepam est adaptée à toutes les applications de protection des réseaux moyenne tension de distribution publique ou industrielle.

Elle se compose de 3 séries de relais, aux performances croissantes :

- Sepam série 20, pour les applications simples
- Sepam série 40, pour les applications exigeantes
- Sepam série 80, pour les applications personnalisées

#### IV.1.1 Sepam série 20

##### Caractéristiques

- 10 entrées logiques
- 8 sorties à relais
- 1 port de communication
- 8 entrées sondes de température.



Figure IV.1 Sepam 20

### IV.1.2 Sepam série 40

#### Caractéristiques

- 10 entrées logiques
- 8 sorties à relais
- éditeur d'équations logiques
- 1 port de communication
- 16 entrées sondes de température.



Figure IV.2 Sepam 40

### IV.1.3 Sepam série 80

#### IV.1.3.1 Caractéristiques

- 42 entrées logiques
- 23 sorties à relais
- éditeur d'équations logiques
- 2 ports de communication pour architecture multimaître ou redondante
- 16 entrées sondes de température
- cartouche mémoire amovible avec paramètres et réglages pour remise en service rapide après remplacement
- pile pour conservation des historiques et de l'oscillographie
- Interface Homme Machine synoptique pour la commande locale de l'équipement en toute sécurité
- logiciel de programmation Logipam en option, pour programmer des fonctions spécifiques.



Figure IV.3 Sepam 80

## IV.2 Sepam 40

La famille d'unités de protection et de mesures Sepam série 40 est destinée à exploiter les machines et les réseaux de distribution électrique des installations industrielles et des sous-stations des distributeurs d'énergie pour tous les niveaux de tension.

## Chapitre IV Discussion et Présentation des Résultats des tests

Elle se compose de solutions simples et performantes, adaptées aux applications exigeantes nécessitant la mesure des courants et des tensions.

### IV.2.1 Principales fonctions

Le relais Sepam 40 est caractérisé par certaines fonctions principales, ces fonctions sont :

#### a. Protections

- protection phase et protection terre à temps de retour ajustable, avec basculement du jeu de réglage actif et sélectivité logique
- protection terre insensible aux enclenchements des transformateurs
- protection thermique RMS prenant en compte la température de fonctionnement extérieure et les régimes de ventilation
- protection directionnelle de terre adaptée pour tous les systèmes de mise à la terre du neutre, isolé, compensé
- protection directionnelle de phase à mémoire de tension
- protections de tension et de fréquence (mini/maxi, ...).

#### b. Communication

Sepam peut être raccordé à un réseau de communication de supervision (S-LAN) basé sur les protocoles de communication suivants : Modbus RTU, DNP3, CEI 60870-5-103, CEI 61850.

Toutes les informations nécessaires pour exploiter l'équipement à distance depuis un superviseur sont accessibles par le port de communication :

- en lecture : toutes les mesures, les alarmes, les réglages,...
- en écriture : les ordres de télécommande de l'appareil de coupure,...

#### c. Diagnostic

3 types d'information de diagnostic pour une meilleure exploitation :

- diagnostic réseau et machine : courant de déclenchement, contexte des 5 derniers déclenchements, taux de déséquilibre, oscillographie
- diagnostic appareillage : ampères-coupés cumulés, surveillance du circuit de déclenchement, temps de manœuvre
- diagnostic de l'unité de protection et de ses modules complémentaires : autotests permanents, chien de garde.

### **d. Commande et surveillance**

- logique de commande disjoncteur prête à l'emploi, ne nécessitant ni relayage auxiliaire ni câblage complémentaire
- adaptation des fonctions de commandes grâce à un éditeur d'équations logiques
- messages d'alarmes sur IHM avancée préprogrammés et personnalisables.

### **e. Interface Homme Machine**

2 niveaux d'Interface Homme Machine (IHM) sont disponibles selon les besoins de l'exploitant :

- IHM de base :

réponse économique adaptée pour des installations ne nécessitant pas une exploitation en local (conduite depuis un superviseur)

- IHM avancée, fixe ou déportée :

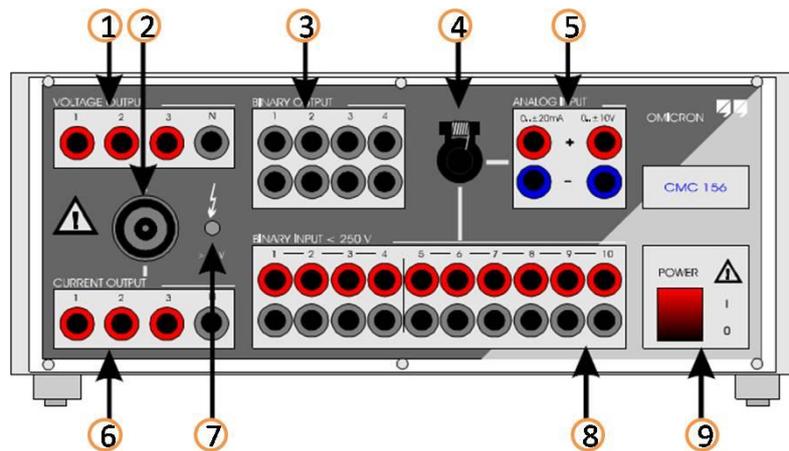
un afficheur LCD "graphique" et un clavier de 9 touches permettent l'affichage des valeurs de mesure et de diagnostic, des messages d'alarmes et d'exploitation et l'accès aux valeurs de réglage et de paramétrage, pour les installations exploitées localement.

#### **Logiciel de paramétrage et d'exploitation**

Le logiciel SFT2841 (logipam) sur PC donne accès à toutes les fonctions de Sepam, avec toutes les facilités et tout le confort offerts par un environnement de type Windows.

### **IV.3 La caisse d'injection au secondaire OMICRON CMC 156**

la figure IV.4 montre la face avant de la caisse d'injection OMICRON CMC 156



- 1 :sortie de tension 1-3
- 2:combinaison jack sortie tension1-3, sortie courant 1-3
- 3:sortie binaire
- 4: combinaison jack entre binaire entrée analogique
- 5: entrée analogique
- 6: sortie de tension 1-3
- 7:signal d'anomalie
- 8: entrée binaire
- 9:on-off

**Figure IV.4** vue avant de la caisse d'injection OMICRON CMC 156

Grâce à la caisse d'injection secondaire CMC 156 Omicron, nous proposons des solutions pour test de toutes les générations et de tous les types de relais.

Eurl OMICRON est compétant pour tester les protections, convertisseurs de mesure ainsi les compteurs d'énergie.

- Test des relais statiques, numériques ou électromécaniques à forte charge
- Test des IED (Goose et sampled values)
- Contrôle des tableaux de relais
- Test des protections des jeux de barre
- Implémentation des réglages dans les relais

Le CMC 156 plus est le choix de prédilection pour les applications exigeant une très grande précision. Cette unité n'est pas seulement un excellent appareil de test pour les équipements de protection de toute sorte, mais c'est aussi un calibrateur universel.

Sa grande précision permet d'étalonner une grande diversité d'appareils de mesure, incluant : les compteurs d'énergie de classe 0.2, les convertisseurs de mesure, les appareils

## Chapitre IV Discussion et Présentation des Résultats des teste

de mesure de la qualité de l'alimentation et les appareils de mesure de synchrophaseur (PMU).

Des atouts inédits, tels que la précision et la souplesse d'utilisation, font du CMC 156 plus un appareil idéal pour les fabricants d'appareils de mesure et de protection dans les phases de recherche et développement, de production et de test de type.

### IV.4 Procédures des essais

Les essais BT sont déroulés comme suit :

- Vérification des alimentations des relais de protection et leur mise à la terre .
- Sauvegarde des configurations de relais de protection.
- Vérification des configurations de relais de protection selon les Données du constructeur.
- Enumération des fonctions de protection de chaque relais.
- Vérification des réglages des fonctions de protection de relais et des entrées/sorties utilisées par chaque fonction.
- Injections secondaires et essai des quelque fonctions de protection.

### IV.5 Les étapes effectué durant le test :

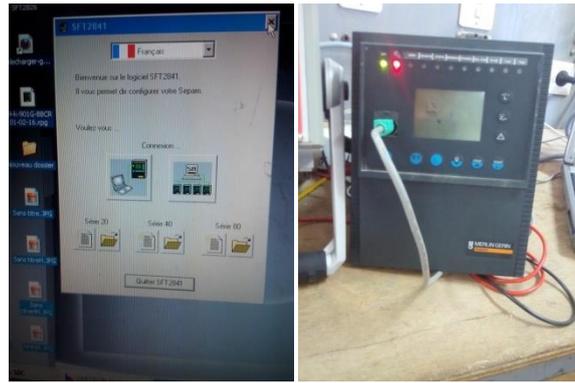
- la premier étape consiste à alimenté le relais Sepam 40 par une source de tension continue 100 V (DC) comme c'est illustrée dans (la figure IV.5)



**Figure IV.5** Alimentation de relais Sepam40

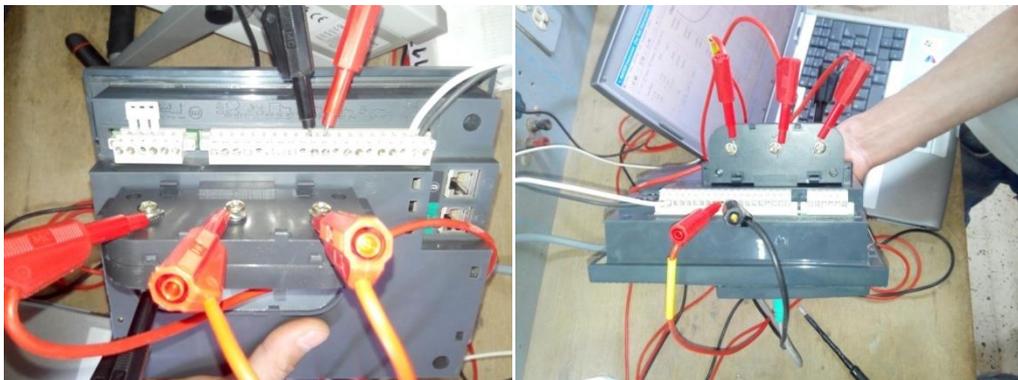
- puis on connecte le relais avec l'ordinateur pour le configuré via le Logiciel de paramétrage et d'exploitation **SFT2841** (voir figure IV.6).

## Chapitre IV Discussion et Présentation des Résultats des teste



**Figure IV.6** Connexion de Sepam avec le PC

- une fois le Sepam est connecté avec logiciel SFT2841 on le configure en introduisant les paramètres de la central électrique de m'sila
- pour l'injection au secondaire on branche les sorties de la caisse d'injection avec les entrées de relais Sepam 40 ( les entrés de TC et TT )
- puis on branche aussi l'entrée logique de la caisse avec le contact choisis pour voir la réponse en temps



**Figure IV.7** Branchement de relais Sepam avec la caisse d'injection CMC156



**Figure IV.8** Câblage de CMC 156

## Chapitre IV Discussion et Présentation des Résultats des teste

- Une fois les branchement est finis ,on configure notre relais et la caisse d'injection par les paramètres indiqué dans le tableau suivant Tableau IV.2

<b>Configuration unité Sepam (Configuration de matériel)</b>	
Type d'application	Générateur G40
Repère de Sepam	Msila III
<b>Caractéristiques général</b>	
Fréquence de réseau	50Hz
Choix de jeu de réglage actif	Jeu de réglage A
Calibre TC	TC 1A
Nombre de TC	3
Courant nominal (In)	11000 A
Courant de base (Ib)	11000 A
Tension primaire nominal (Unp)	19000 V
Tension secondaire nominal (Uns)	100 V
<b>Réglage des protection</b>	
50/51 : Maximum de courant phase	1) Courbe de déclenchement : temps Independent Seul de courant : 4558 Temporisation : 0,1A 2) Courbe de déclenchement : Very invers Seul de courant : 800 A Temporisation : 0,05 s 3) Courbe de déclenchement : temps Independent Seul de courant : 10In Temporisation : 0,03 s
27/27S : minimum de tension	Seuil de tension : 70% Un Temporisation : 2s
59 : maximum de tension	Seuil de tension : 120% Un Temporisation : 1s
81H: maximum de fréquence	Seuil de fréquence: 47,5Hz Temporisation : 21s
81L: minimum de fréquence	Seuil de fréquence: 51,5Hz

## Chapitre IV Discussion et Présentation des Résultats des teste

	Temporisation : 21s
<b>La caisse d'injection au secondaire OMICRON CMC 156</b>	
Paramètres équipements	
Nombre de phase	3
F nom	50.000 Hz
V nom (secondaire )	100.000 V (L-L) 057.735 V (L-N)
V (primaire)	19.000 KV (L-L) 10.970 KV (L-N)
I nom (secondaire )	1.000 A
I (primaire)	11.000 KA
Vmax	200 V (L-L)
Imax	15.000 A
<b>Configuration de matériel</b>	
Ensemble de test	CMC 156(JC896K) Sortie de tension : 3×125 V; 50VA@ 125; 400mAeff Sortie de courant : 3×12,5V; 50VA@ 12,5; 3,2Veff

**Tableau IV.1** Paramètres de réglage Sepam et CMC 156

- une fois c'est finis on commence le test
- pour tester une des protections il faut désactiver les autre protections pour voir le temps de réponse



Figure IV.9 le montage de test

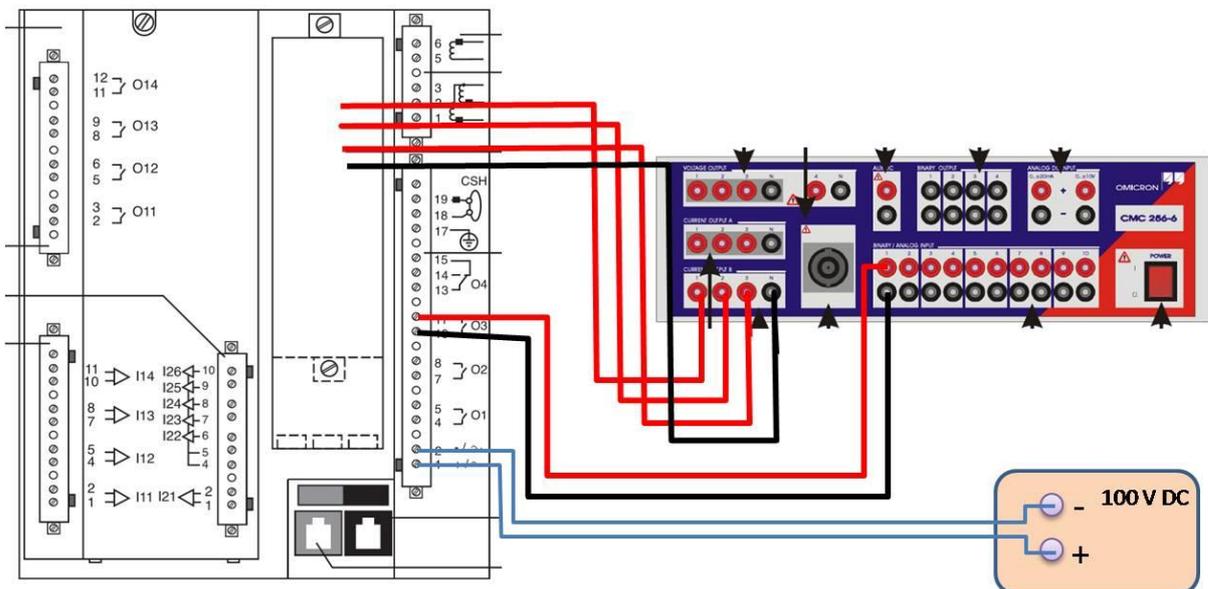


Figure IV.10 Branchement de relais Sepam avec CMC0156

## VI.6 Résultat de test

### calcul de courant nominal

$$I_n = 9116 * 1/11000 = 0.828$$

### calcul de tension nominal

$$V_n = 19000 * 100 / 19000 = 100 \text{ v}$$

Le tableau ci-dessous décrit les réglages des protections qu'on a testé

Protections	Réglage Pick-up	Temps de réglage
21 Minimum d'impédance	$U_n / I_n = 0.091$	0.25s

## Chapitre IV Discussion et Présentation des Résultats des teste

	(6.33 $\Omega$ )	
51 LF maximum de courant a base fréquence	0.414 A 4558	0.1
27 Minimum de tension	Un=70 V 13300	2 s
59 Maximum de tension	Un=120 v22800	1 s
81L minimum de fréquence	f =47.5	21s
81H maximum de fréquence	f =51.5	21s
50 Maximum indépendant	I=10In	0.03s
50 maximum de courant a temps Dépanadant	Istart =1 (I/Ib avec Ib=800A )	Très inverse T=0.05 s

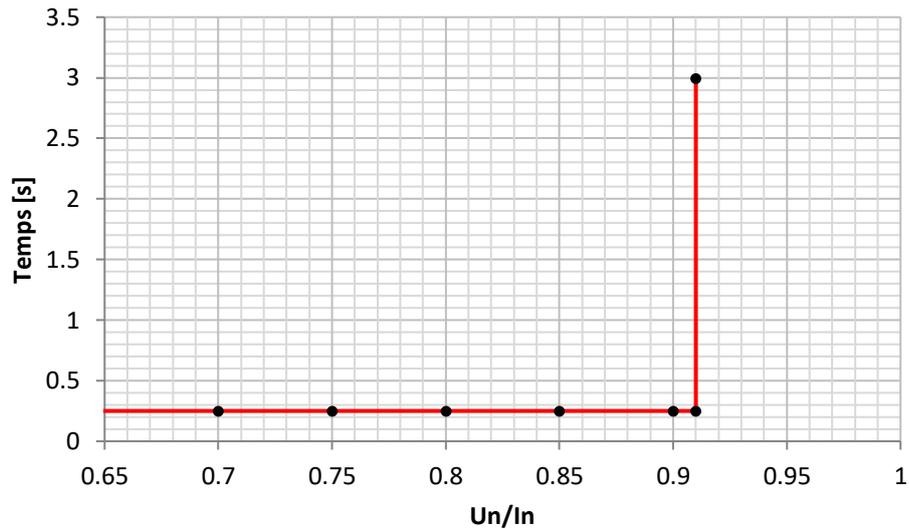
**Tableau IV.2** Réglages des protections à testé

### IV.6.1 Test de la protection minimum d'impédance (21)

On a réalisé le test de la protection minimum d'impédance en variant l'impédance ,  
et on a noté les temps de réponses .Le tableau qui suit résume tous ça .

27 Minimum d'impédance					
Précision $\pm 2\%$ ou de -10 ms à +25 ms					
Valeur Un/In	Temps de réponse(s)	T min	T max	T réel	Remarque
0,91	Pas de réponse	////////	////////	Pas de réponse	////////
0,90	0,25	0,24	0,275	0,255	OK
0,85	0,25	0,24	0,275	0,260	OK
0,80	0,25	0,24	0,275	0,266	OK
0,75	0,25	0,24	0,275	0,270	OK
0,70	0,25	0,24	0,275	0,240	OK

**Tableau IV.3** Résultat de test de protection (27)

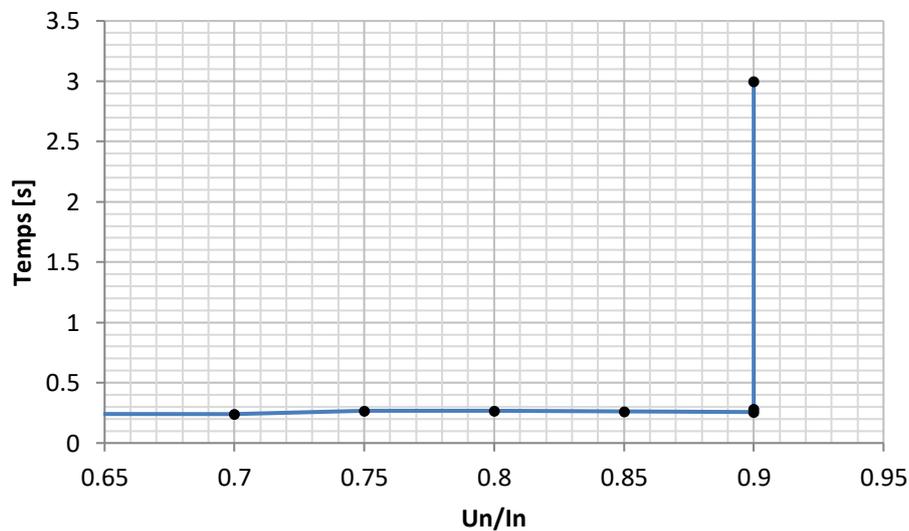


**Figure IV.11** Caractéristique de déclenchement théorique de la protection (27)

**Interprétation**

En remarquant que pour des valeurs supérieures de 0,91 la protection ne fonctionne pas, la protection fonctionne à partir d'une impédance inférieure ou égale à 0,91, cette valeur est la valeur de pick-up

le temps de réponse T est réglé à 0,25s



**Figure IV.12** Caractéristique de déclenchement de test de la protection (21)

**Interprétation**

En remarquant que pour des valeurs supérieures de 0,91 la protection ne fonctionne pas, la protection fonctionne à partir d'une impédance inférieure ou égale à 0,91, cette valeur est la valeur de pick-up

## Chapitre IV Discussion et Présentation des Résultats des tests

le temps de réponse T est réglé à 0.25s

### Conclusion de test

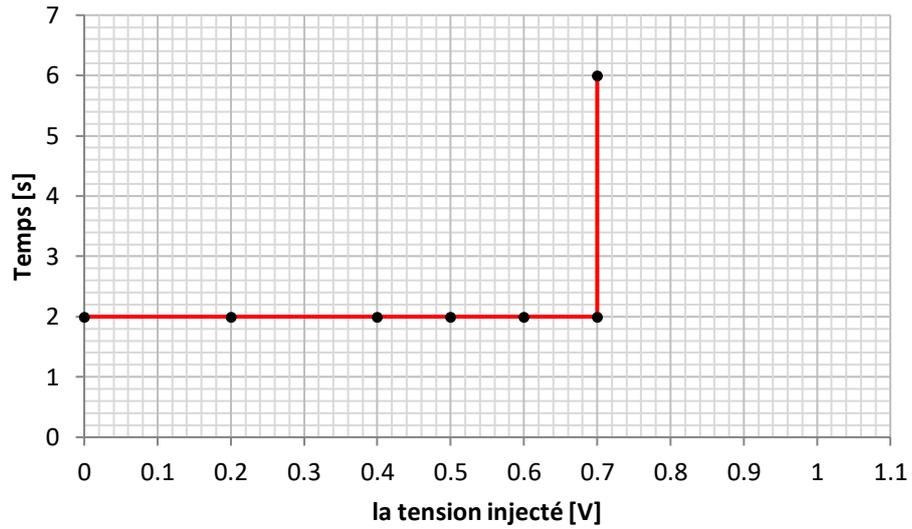
La valeur pick-up obtenue et la valeur paramétrée sont pas identiques ainsi que le temps de réponse pour chaque point de test est différent de la valeur paramétrée, mais notre test est bon parce que les temps de réponses sont dans la marge tolérée par le constructeur

### IV.6.2 Test de la protection minimum de tension (27)

On a testé la protection minimum de tension en appliquant plusieurs tensions. Le tableau ci-dessous décrit les valeurs de tension appliquées et leurs temps de réponses

27 Minimum de tension					
Précision $\pm 2\%$ $\pm 25$ ms					
Valeur $\times V_n$	Temps de réponse(s)	T min	T max	T réel	Remarque
0,75	Pas de réponse	////////	////////	Pas de réponse	////////
0,70	2	1.975	2.025	2.048	Non OK
0,60	2	1.975	2.025	2.020	OK
0,50	2	1.975	2.025	2.004	OK
0,40	2	1.975	2.025	1.850	OK
0,30	2	1.975	2.025	1.998	OK
0,20	2	1.975	2.025	2.020	OK

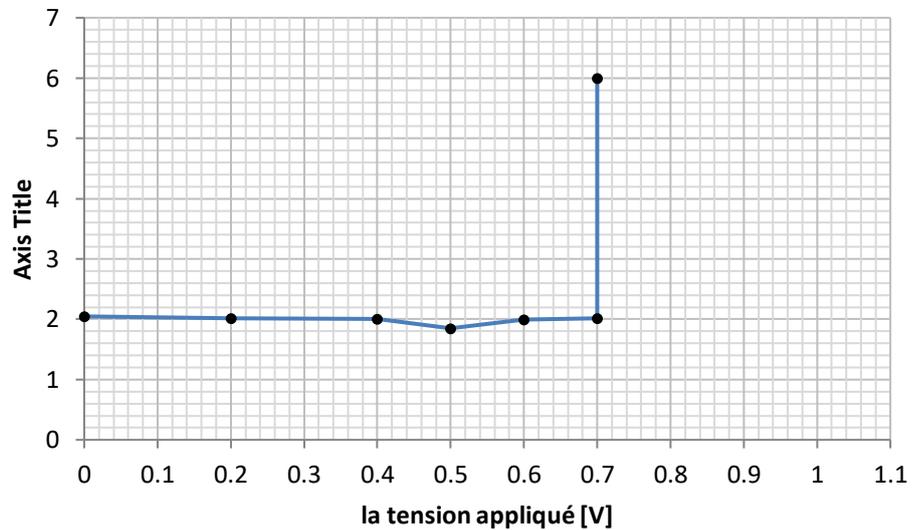
**Tableau IV.4** les résultats de test de protection (27)



**Figure IV.13** Caractéristique référentielle de la protection (27)

**Interprétation**

On remarque que notre protection fonctionne pour des tensions inférieure à  $0.7 V_n$  , cette valeur est le pick-up et le temps de réponse est réglé à 2 s



**Figure IV.14** Caractéristique de déclenchement de test de la protection (27)

**Interprétation**

On remarque que pour des valeurs de tension supérieure de 0,7Un la protection ne fonctionne pas, la protection fonctionne a partir d'une tension inferieur ou égale 0,7Un ,cette valeur est le pick-up

**Conclusion de test**

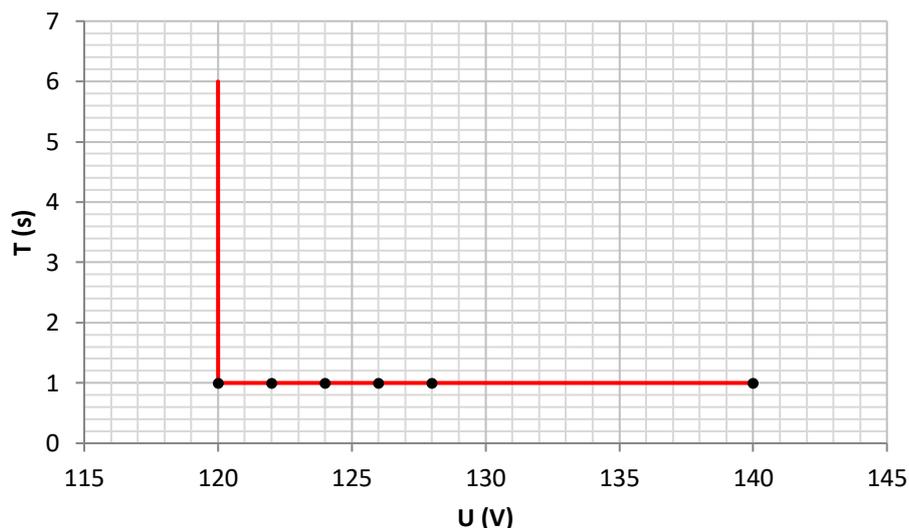
Pour chaque point de test on vois que le temps de réponse est différent la valeur de pick-up obtenu et la valeur paramétré sont identiques mais le temps de réponse pour chaque point de test est différent de la valeur paramétrée, il est toléré par le constructeur car il appartient dans la marge de précision

**IV.6.3 Test de la protection maximum de tension (59)**

On a testé la protection maximum de tension en appliquant plusieurs valeurs de tension ,les résultats sont notées dans le tableau ci dessous .

59 Maximum de tension					
Précision $\pm 2\%$ $\pm 25$ ms					
Valeur (V)	Temps de réponse(s)	T min	T max	T réel	Remarque
118	Pas de réponse	////////	////////	Pas de réponse	////////
120	1	0.975	1.025	1.015	OK
122	1	0.975	1.025	1.000	OK
124	1	0.975	1.025	1.010	OK
126	1	0.975	1.025	0.850	OK
128	1	0.975	1.025	0.900	OK
140	1	0.975	1.025	1.015	OK

**Tableau IV.5** Résultat de test de protection (59)

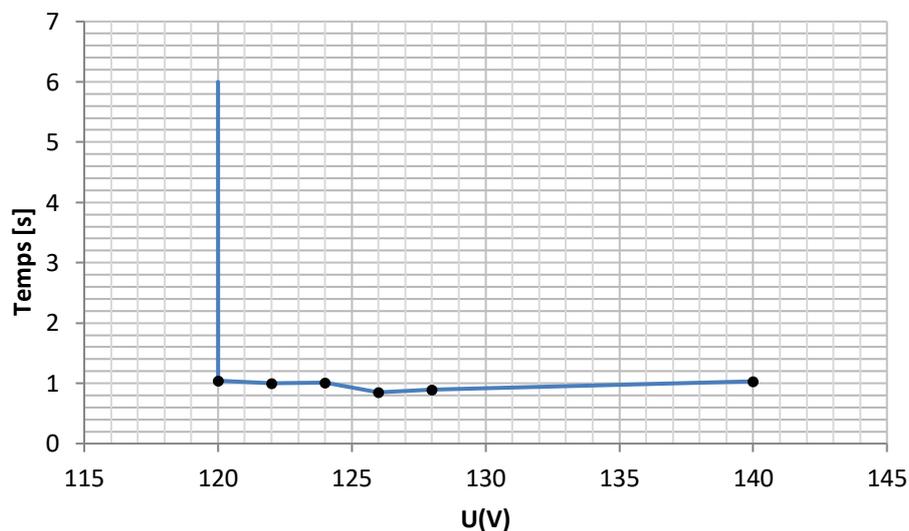


**Figure IV.15** Caractéristique de déclenchement théorique de la protection (59)

**Interprétation**

Notre protection réagira pour des tensions supérieures ou égales à 120V ,cette valeur est le pick-up et le temps de réponse T est réglé à 1s (même si la tension dépasse 120 V)

Le graphe suivant représente la caractéristique de protection maximum de tension



**Figure IV.16** Caractéristique de déclenchement de test de la protection (59)

**Interprétation**

on vois qu'avant 120V la protection ne fonctionne pas, la protection réponde à partir d'une tension supérieur ou égale à 120V ,cette valeur est le pick-up

**Conclusion de test**

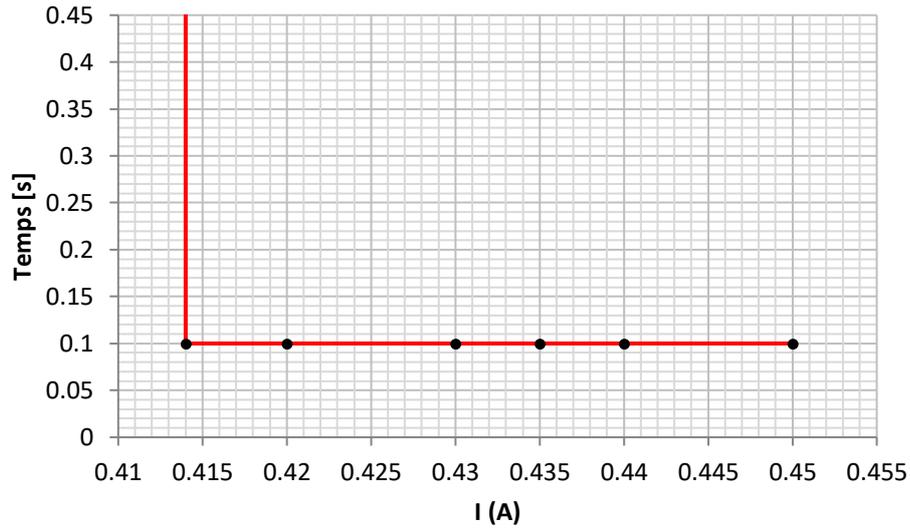
la valeur de pick-up obtenu et la valeur paramétré sont identiques , on constate que le temps de réponse pour chaque point de test est différent de la valeur paramétrée mais il appartient à la marge tolérée donné par le constructeur.

**IV.6.4 Test de la protection minimum de courant à base fréquence (51 LF)**

On a testé la protection minimum de courant à base fréquence en appliquant plusieurs valeurs de courant avec fréquence égale a 2 HZ ,les résultats sont notées dans le tableau ci dessous.

51 LF f=2Hz					
Précision ±2 % ou de -10 ms à +25 ms					
Valeur [A]	Temps de réponse(s)	T min	T max	T réel	Remarque
0,414	0,1	////////	////////	Pas de réponse	////////
0,417	0,1	0.075	0.125	0,123	OK
0,420	0,1	0.075	0.125	0,127	Non OK
0,430	0,1	0.075	0.125	0,080	OK
0,435	0,1	0.075	0.125	0,085	OK
0,440	0,1	0.075	0.125	0,110	OK
0,450	0,1	0.075	0.125	0,098	OK

**Tableau IV.6** Résultat de test de protection (51 LF)

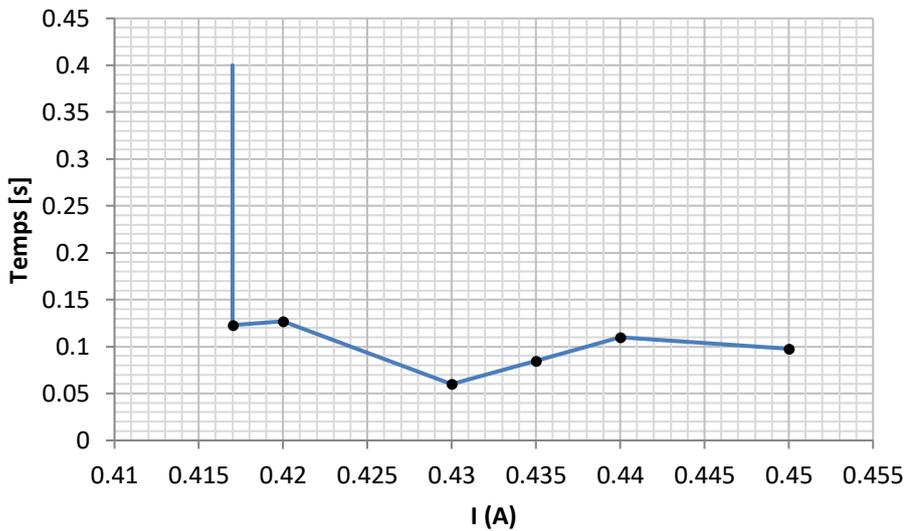


**Figure IV.17** Caractéristique de déclenchement théorique de la protection (51 LF)

**Interprétation**

Avant 0,417A la protection ne fonctionne pas ,la protection fonctionne à partir d'un courant supérieur ou égal a 0,417A ,cette valeur est le pick-up  
 le temps de réponse T est réglé a 0,1s (même si le courant dépasse les 0,417A)

Le graphe suivant représente la caractéristique de protection minimum de courant à base fréquence



**Figure IV.18** Caractéristique de déclenchement de test de la protection (51 LF)

**Interprétation**

La protection fonctionne a partir d'un courant supérieur ou égal a 0,417A ,cette valeur est le pick-up. Pour chaque point de test on vois que le temps de réponse est différent .

**Conclusion de test**

La valeur de pick-up obtenu et la valeur paramétré ne sont pas identiques , on constate que le temps de réponse pour chaque point de test est différent de la valeur paramétrée mais il appartient à la marge tolérée donné par le constructeur

**IV.6.5 Test de la protection maximum de courant (50)**

On a testé la protection maximum de courant en appliquant plusieurs valeurs de courant ,les résultats sont notées dans le tableau ci dessous.

50 max I Dépanadant					
Précision de -10 ms à +25 ms					
Valeur ×In [A]	Temps de réponse(s)	T min	T max	T réel	Remarque
0.9	Pas de réponse	////////	////////	Pas de réponse	////////
1.1	4,5	4,49	4,51	4,50	OK
1.5	0,9	0,89	0,91	0,8	Non OK
2	0,45	0,44	0,46	0,50	OK
2.5	0,3	0,29	0,31	0,29	OK
3	0,225	0,215	0,235	0,22	OK
3.5	0,18	0,17	0,19	0,20	Non OK
10	0,05	0,04	0,06	0,055	OK

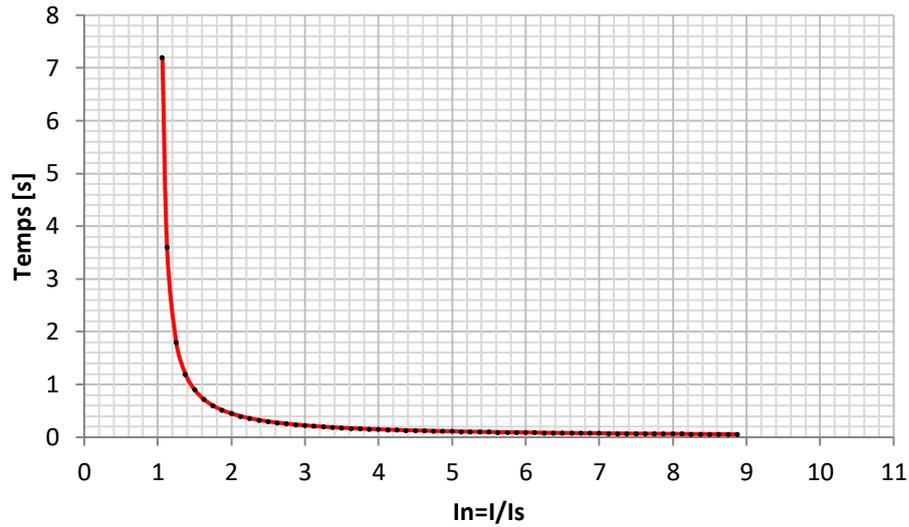
**Tableau IV.7** Résultat de test de protection (50)

Le temps de réponse est calculé par la formule suivant :

$$\text{Equation de temps : } td = \frac{K}{(\frac{I}{I_s} - 1)^\alpha} \times \frac{T}{\beta} \quad (\text{III.1})$$

avec : K = 13.5      α = 1      β = 1.5      T = 0.05

$$td = : td = \frac{13.5}{(\frac{I}{I_s} - 1)} \times \frac{0.05}{1.5}$$

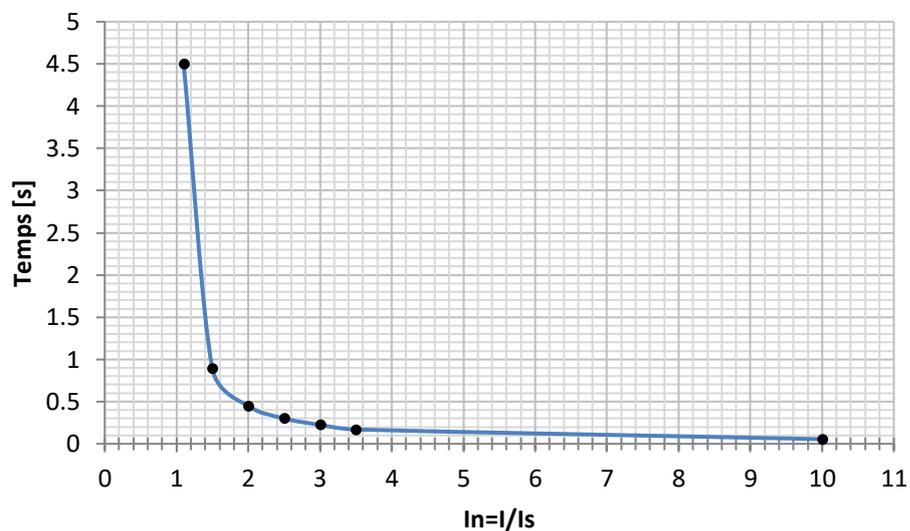


**Figure IV.19** Caractéristique de protection a maximum de courant

**Interprétation**

A partir d'un courant supérieur  $I=1.I_n$  la protection fonctionne, cette valeur est le pick-up , a chaque fois que le courant augmente le temps de réponse diminue .

La figure IV.16 représente la caractéristique de protection à Max de I a temps dépendent



**Figure IV.20** Caractéristique de déclenchement de test de la protection (51 a temps dépendant)

**Interprétation**

Avant  $I=1.I_n$  la protection ne fonctionne pas et à partir d'un courant supérieur  $I=1.I_n$  la protection fonctionne, cette valeur est le pick-up

**Conclusion de test**

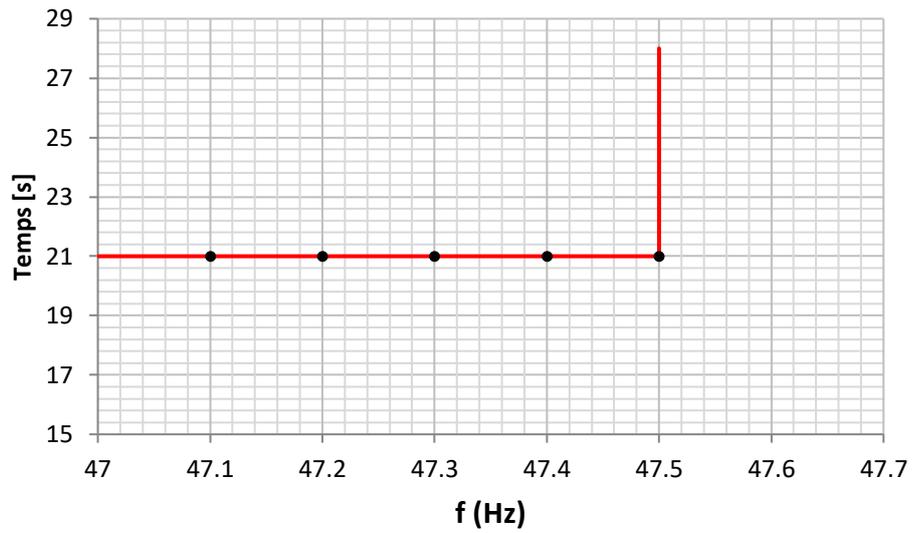
les valeurs obtenues expérimentalement sont différentes de celles obtenues par la relation théorique mais elles sont tolérées car elles sont dans à la marge de précision.

**IV.6.6 Test de la protection minimum de fréquence (81 L)**

On a testé la protection minimum de fréquence en appliquant plusieurs valeurs de fréquence avec  $V=57.5\text{ V}$ , les résultats sont notées dans le tableau ci dessous.

81 L minimum de fréquence					
Précision de $\pm 2\%$ ou $\pm 25\text{ ms}$					
Valeur F(Hz)	Temps de réponse(s)	T min	T max	T réel	Remarque
47.5	Pas de réponse	////////	////////	Pas de réponse	////////
47.4	21	20,58	21,42	21,17	OK
47.3	21	20,58	21,42	20,80	OK
47.2	21	20,58	21,42	20,95	OK
47.1	21	20,58	21,42	21,30	OK
47.0	21	20,58	21,42	21,60	Non OK

**Tableau IV.8** Résultat de test de protection (81L)

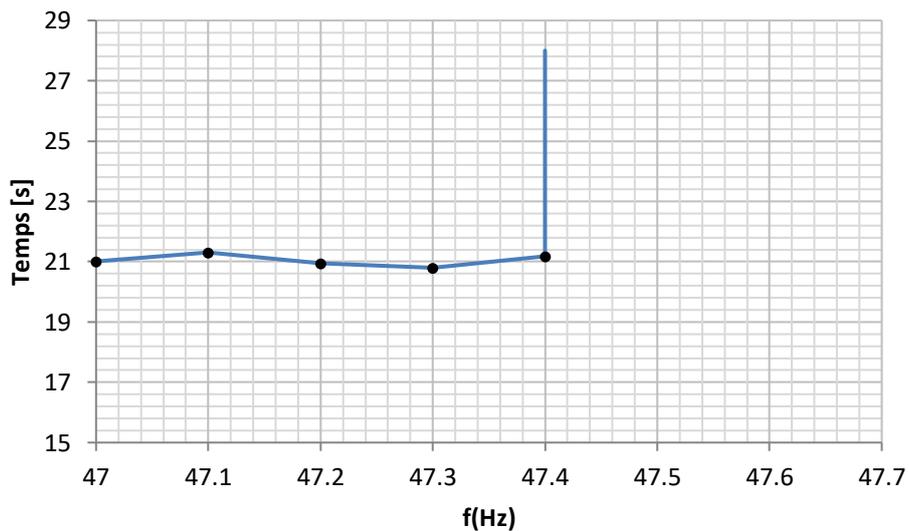


**Figure IV.21** Caractéristique de déclenchement théorique de la protection ( 81 L)

**Interprétation**

la protection fonctionne a partir d'un fréquence inferieur ou égal a 47.5Hz, cette valeur est le pick-up et le temps de réponse T est réglé a 21s

La figure IV.18 représente la caractéristique de protection minimum d'impédance



**Figure IV.22** Caractéristique de déclenchement de la protection (81 L)

## Chapitre IV Discussion et Présentation des Résultats des tests

### Interprétation

avant 47.5 Hz la protection ne fonctionne pas, la protection fonctionne à partir d'une fréquence inférieure à 47.5 Hz, cette valeur est le pick-up, pour chaque point de test on voit que le temps de réponse est différent.

### Conclusion de test

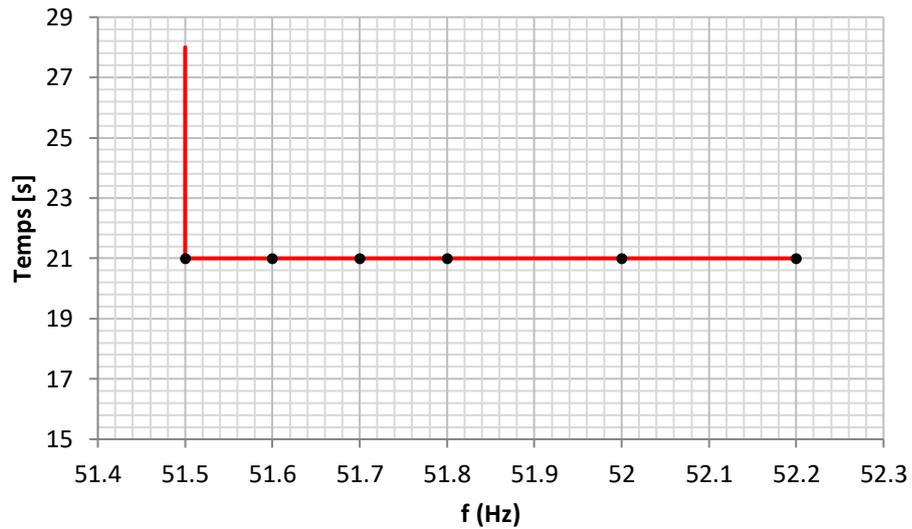
On constate que la valeur de pick-up obtenue et la valeur paramétrée ne sont pas identiques et le temps de réponse pour chaque point de test est différent de la valeur paramétrée mais il appartient à la marge tolérée donnée par le constructeur.

### IV.6.7 Test de la protection maximum de fréquence (81 H)

On a testé la protection maximum de fréquence en appliquant plusieurs valeurs de fréquence avec  $V=57.5\text{ V}$ , les résultats sont notés dans le tableau ci-dessous.

81 H Maximum de fréquence					
Précision de $\pm 2\%$ ou $\pm 25\text{ ms}$					
Valeur F(Hz)	Temps de réponse(s)	T min	T max	T réel	Remarque
51.4	Pas de réponse	////////	////////	Pas de réponse	////////
51.5	21	20,58	21,42	21,17	OK
51.6	21	20,58	21,42	20,70	OK
51.7	21	20,58	21,42	21,10	OK
51.8	21	20,58	21,42	21,00	OK
52.0	21	20,58	21,42	21,60	Not OK
52.2	21	20,58	21,42	20,60	OK

**Tableau IV.9** Résultat de test de protection (81H)

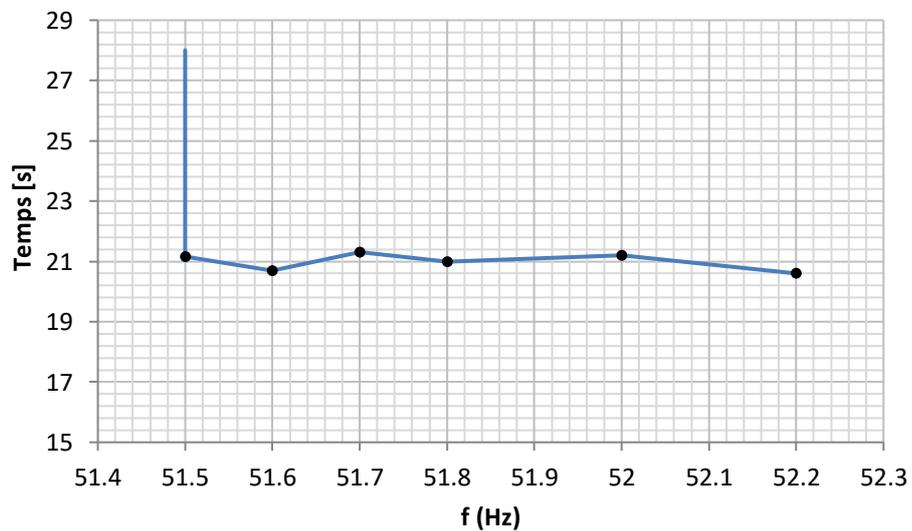


**Figure IV.23** Caractéristique de déclenchement théorique de la protection (81 H)

**Interprétation**

La protection fonctionne a partir d'un fréquence supérieur ou égal a 51.5 Hz ,cette valeur est le pick-up et le temps de réponse T est réglé à 21s (même si le fréquence dépasse les 51.5 Hz)

La figure IV.20 représente la caractéristique de la protection maximum de fréquence



**Figure IV.24** Caractéristique de déclenchement de test de la protection (81 H)

**Interprétation**

Nous constatons que pour un fréquence inférieur à 51.5Hz la protection ne fonctionne pas mais cette protection réagira pour fréquence supérieur ou égal a 51.5Hz ,cette valeur est le pick-up.

**Conclusion de test**

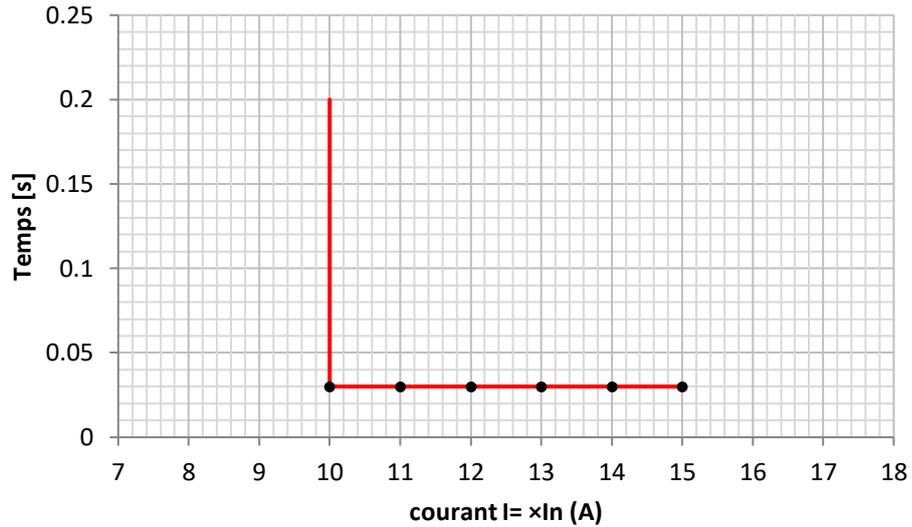
la valeur de pick-up obtenu et la valeur paramétré ne sont pas identiques ainsi que le temps de réponse pour chaque courant injecté est différent de la valeur paramétrée mais il appartient à la marge tolérée donné par le constructeur

**IV.6.8 Test de la protection maximum de courant de court-circuit (51)**

On a injecté des courant allant de 9.5 à 16 [A] et le tableau qui suit représente les temps de fonctionnement de la protection .

51 max ICC indépendant					
Précision ±2 % ou de -10 ms à +25 ms					
Valeur ×In [A]	Temps de réponse(s)	T min	T max	T réel	Remarque
9.5	Pas de réponse	////////	////////	Pas de réponse	////////
9.9	0.030	0.020	0.055	0,092	OK
11	0.030	0.020	0.055	0,035	OK
12	0.030	0.020	0.055	0,040	Ok
14	0.030	0.020	0.055	0,025	Ok
15	0.030	0.020	0.055	0,010	Ok
16	0.030	0.020	0.055	0,050	Ok

**Tableau IV.10** Résultat de test de protection (51)

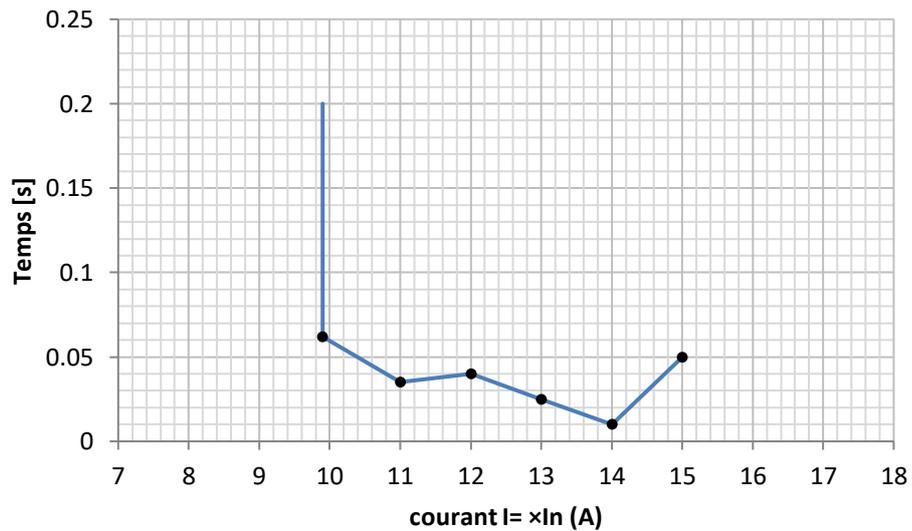


**Figure IV.25** Caractéristique de déclenchement théorique de la protection (51)

**Interprétation**

On remarque qu'avant  $I=10.I_n$  la protection ne réagit pas et elle réagira une valeur de courant supérieur ou égal a  $I=10.I_n$ , cette valeur est le pick-up le temps de réponse T est réglé a 0,1s (même si le courant dépasse les  $I=10.I_n$ )

La figure IV.22 représente la caractéristique de la protection maximum de courant de court-circuit (51)



**Figure IV.26** Caractéristique de déclenchement de test de la protection (51)

### **Interprétation**

la protection réagira pour une valeur de courant supérieur ou égal à  $I=10.I_n$ , cette valeur est le pick-up ainsi que le temps de fonctionnement change en fonction de courant

### **Conclusion de test**

la valeur pick-up obtenu expérimentalement et la valeur paramétré ne sont pas identiques on constate que le temps de fonctionnement de chaque point de test est différent de la valeur paramétrée mais il appartient à la marge tolérée donné par le constructeur

### **Conclusion**

Les tests des paramètres du relais SEPAM donnent des résultats admissibles. Malgré que les résultats des tests présentent quelques différences, les valeurs sont tolérées car dans la plus parts des cas elles appartiennent aux marges de précision avec des singularités échouées.

# *Conclusion Générale*

Le rôle des réseaux électriques dans la société moderne est très important. Cependant, les réseaux électriques subissent de temps en temps des pannes dues essentiellement aux équipements. Quand les pannes se produisent, la protection des réseaux a une signification vitale pour minimiser les dégâts et garder le fonctionnement du réseau en sûreté.

L'objectif de ce projet a été d'étudier les protections électriques numérique et de paramétrer le relais numérique sepam 40 .

On a définis les différents défauts qui peuvent survenir sur le réseau électrique ,leurs conséquences et les moyennes d'élimination de ces anomalies .

Il nous a paru nécessaire de donner assez d'informations sur les différents éléments qui composent un système de protection haute 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.

On a fait l'état de l'art de la protection qui existe au niveau du la centrale électrique tout en donnant un aperçu sur la technologie de développement de cette dernière ainsi qu'une étude des réglages de ces protections.

Dans le dernier chapitre, nous avons présenté les résultats obtenus expérimentalement à partir des différentes testes et essais qu'on à réalisé sur des protections activés de relais numérique SEPAM 40

# Bibliographie

- [1] Christophe Prévé. *Protection des Réseaux Electriques* . Edition Hermès, Paris, 1998
- [2] B. de Metz-Noblat, F. Dumas, G. Thomasset . *Calcul des Courants de Courts Circuits* , Schneider Electric, Ct. 158, 2000.
- [3] IEEE Std 1159-1995 : *Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality*
- [4] CEI 61000-X-X – *Compatibilité électromagnétique (CEM) : 2-1: Environnement électromagnétique*
- [5] Philippe FERRACCI . *La qualité de l'énergie électrique* , Schneider Electric Ct 199
- [6] B. DE METZ-NOBLAT , *Lightning and HV electrical installations* . Schneider Electric, Ct. 168
- [7] *Network Protection & Automation Guide* . Areva T and D Ltd, 2002.
- [8] Muhammad H. Rashid .*Protective Relaying Principles and Applications*. Third Edition, Taylor and Francis Group, LLC. Advisory Editor University of West Florida Pensacola, Florida, 2006.
- [9] Serge THEOLEYRE , *Les techniques de coupure en MT* , Schneider Electric Cahier technique n°193
- [10] S. Y. LEUNG, A. SNIDER & S. M. WONG, *SF6 Generator Circuit Breaker Modeling* . International Conference on Power Systems Transients (IPST'05) in Montreal, Canada on 19-23 juin 2005
- [11] M. LAMI, *Protection et Surveillance des Réseaux de Transport d'Énergie Électrique* , Volume 2, Electricité de France (EDF), février 2003.
- [12] *Protection des réseaux électriques* .Guide de la protection 2003 .
- [13] C. RUSSELL MASON, *The Art and Science of Protective Relaying* , 1956 - New York.
- [14] C. CLAUDE & D. PIERRE, *Protection des Réseaux de Transport et de Répartition* . Direction de la Production et du Transport d'Electricité (EDF), octobre 2005.
- [15] S.G. Aquiles Perez, *Modeling of Relays for Power Systems Protection Studies* , PHD Thesis, Department of Electrical Engineering, University of Saskatchewan, Canada, 2006.

- [16] F. Janicek, M. Mucha, *Distance Relay Model Developed in ATP —Foreign Model- and C-HF* , Journal of Electrical Engineering, Vol. 57, N°5, pp. 268-275, 2006.
- [17] 1MRB520004-BFR A Fr . *Protection alternateur numérique REG216* . ABB
- [18] notice Sepam série 80 ,fonctions .Schneider électrique
- [19] notice Sepam série 40 ,fonctions .Schneider électrique



## Données techniques de central de production électrique

<b>Alternateur</b>	
Puissance nominal	300 MVA
Courant nominal	9116 A
Transformateurs de courant	11000 / 1
Valeur de référence	0,828
Tension nominale	19 kV
Plage de variation de tension	% $\pm 7,5$
<b>Transformateur Principal TP</b>	
Puissance nominal ONAF	300 MVA
Courant nominal MT	9116 A
Transformateurs de courant	11000 / 1
Valeur de référence	0,828
Courant nominal HT	770 A
Transformateurs de courant	800 / 1
Valeur de référence	0,963
Transfo de courant neutre TP	800 / 1
Valeur de référence	1

## Tableau de réglage de relais numérique REG 216

<i>N</i>	<i>Code ANSI</i>	<i>Fonction de protection</i>	<i>reglage</i>
1	87G	<i>Protection différentielle pour alternateur (Diff.-altern)</i>	<i>Réglage de base</i> <i>Valeur de g</i> 10% <i>Taux de maintien</i> <i>Valeur de v</i> 50%
2	87TP	<i>Protection différentielle pour transformateur (Diff.-transf)</i>	<i>g</i> 0,3 IN <i>v</i> 0,5 <i>b</i> 1,5 <i>I-inst</i> 10 IN <i>Emp. inrush</i> 10% <i>Durée inrush</i> 5 s <i>a1</i> 1 <i>a2</i> 1 <i>a3</i> 1 <i>s1</i> Y <i>s2</i> d11 <i>s3</i> d11

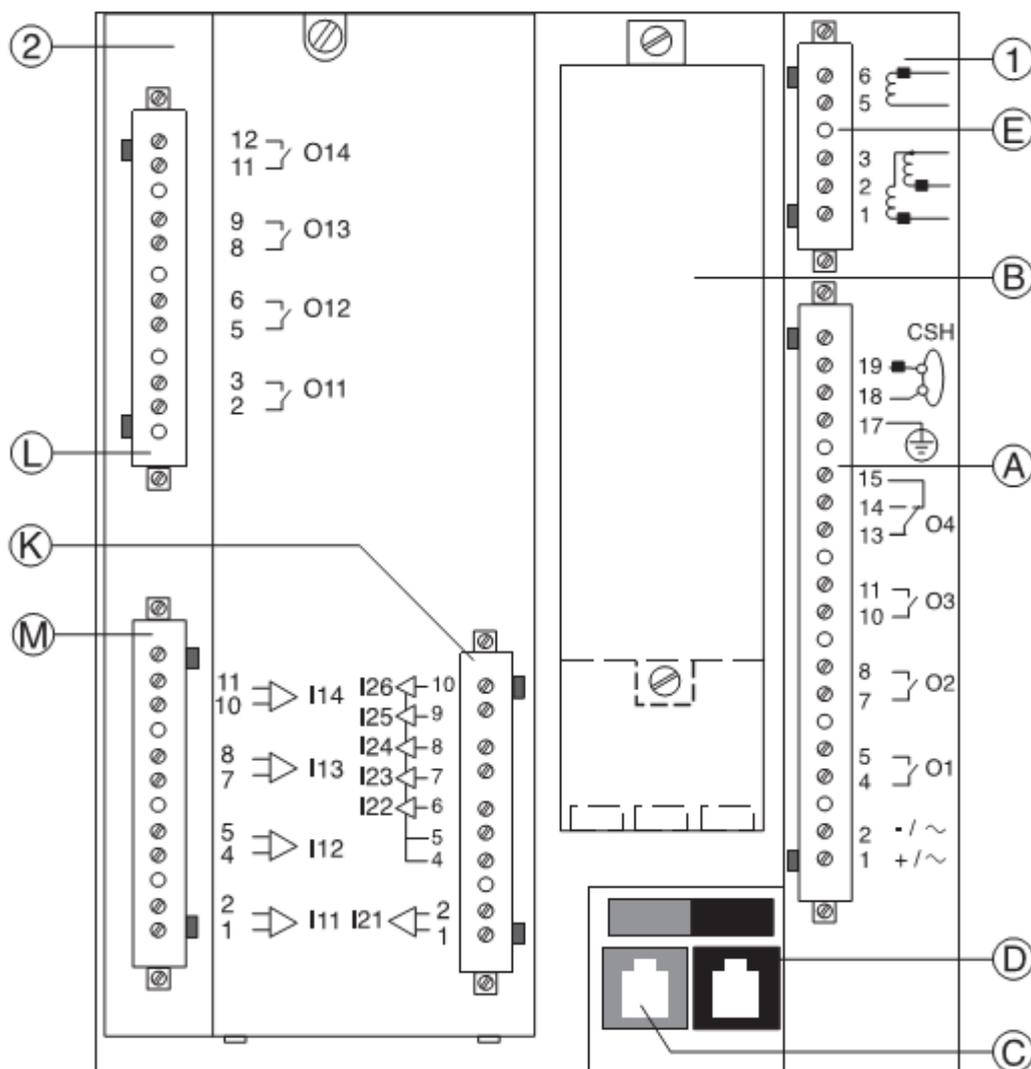
3	87N	Protection différentielle à haute impédance	Max. de courant Retard Fonction à min. ou à max.	0,05 0,02 Max
4	51NTP	Protection à max. de courant (Courant-inv.)	Courant de référence IB Courant de démarrage I-dém Choix de la caractéristique c Inv Facteur de multiplication k1	0,5 1,10 Très.  6,75
5	21	Protection à minimum d'impédance (Min.-imp.)	Zone 1 Réglage retard La protection est réglée à 70% de l'impédance du transformateur de tranche, ce qui permet de protéger les enroulements du transformateur disposés du côté de l'alternateur.  Zone 2 Réglage retard La protection est réglée à 300% de l'impédance du transformateur de tranche, ce qui permet de protéger tous les enroulements du transformateur et le réseau HT.  Logique déclenchement rapide En cas de démarrage de Zone 2 avec disjoncteur ouvert la logique arrêtera le générateur sans retard.	0,091 0,25 s   0,390 3,00 s.
6	46	Protection contre dissymétries, à retard dépendant (I2-inv.)	Valeur de IB Valeur de k1 Valeur de k2 t-min t-max t-ret.	1,00 10,0 s 0,07 10,0 s 1000,0 s 30,0 s
7	46	Protection contre dissymétries à retard indépendant (I2-DT)	Valeur de I2 Retard	0,08 10 s
8	40	Protection à minimum de réactance (Min.-réact.)	Détermination de la caractéristique de la protection de perte excitation  Réactance XA Réactance XB Correction d'angle Retard Détermination de la caractéristique de la protection de sous excitation Réactance XA	- 2,16 - 0,112 30° 1 s  - 2,5

			<i>Réactance XB</i> 0 <i>Correction d'angle</i> 40° <i>Retard</i> 10 s
9	37	<i>Protection de minimum de puissance (Puissance)</i>	<i>Puissance de référence</i> 1,00 <i>Seuil de puissance</i> 0,05 <i>Rapport de retour</i> 109 % <i>Fonction à max. ou à min.</i> Min <i>Angle caractéristique</i> 30 ° <i>Compensation de l'angle</i> 0 <i>Retard</i> 0,5 s
10	32	<i>Protection de retour d'énergie (Puissance)</i>	<i>Puissance de référence</i> 1,00 <i>Seuil de puissance</i> - 0,05 <i>Rapport de retour</i> 60 % <i>Fonction à max. ou à min.</i> Min <i>Angle caractéristique</i> 30 ° <i>Compensation de l'angle</i> 0 <i>Retard</i> 0,5 s
11	59	<i>Protection à maximum de tension (Tension)</i>	<i>Seuil de U</i> 1,2 UN <i>Retard</i> 1 s <i>MaxMin</i> MAX (1ph)
12	27	<i>Protection à minimum de tension (Tension)</i>	<i>Premier échelon:</i> <i>Seuil de U</i> 0,7 <i>Retard</i> 2 s <i>MaxMin</i> MAX (1ph)
13	64S	<i>Protection contre défauts à la masse dans le stator (95 %)</i>	<i>Maximum de tension</i> 0,05 <i>Retard</i> 0,5 s
14	59N	<i>Protection contre défauts à la masse jeu de barre MT</i>	<i>Maximum de tension</i> 0,1 <i>Retard</i> 2 s
15	64S 100%	<i>Protection masse-stator avec injection (Masse-stator)</i>	<i>Echelon d'alarme:</i> <i>Seuil de RFs</i> 10 kΩ <i>Retard</i> 0,5 s <i>Echelon de déclenchement:</i> <i>Seuil de RFs</i> 1 kΩ <i>Retard</i> 0,5 s
16	64R	<i>Protection masse-rotor avec injection (Masse-rotor)</i>	<i>Echelon d'alarme:</i> <i>Seuil de RFr</i> 10 kΩ <i>Retard</i> 0,5 s <i>Echelon de déclenchement:</i> <i>Seuil de RFr</i> 1 kΩ <i>Retard</i> 0,5 s
17	49TP	<i>Protection contre les surchauffes (Surchauffe)</i>	<i>Courant de référence</i> Valeur de <i>IB</i> 1,00 <i>Valeur initiale de l'échauffement</i>

			<i>Theta-début</i> 100% <i>Seuil d'alarme</i> <i>Theta-alarme</i> 105% <i>Seuil de déclenchement</i> <i>Theta-DECL</i> 110% <i>Coefficient de température de résistance</i> <i>Coeff. temp.</i> 0,00 <i>Facteur d'augmentation</i> Valeur de k 1 <i>Constante de temps thermique</i> Cte de temps 5 min
18	81	<i>Protection de fréquence (Fréquence)</i>	<i>Fréquence</i> 51,5 Hz <i>Retard</i> 3 s <i>Tension minimale</i> 0,6 <i>Fonction à max. ou à min.</i> Max  <i>Valeurs de réglage f&gt;&gt;:</i> <i>Fréquence</i> 52,5 <i>Retard</i> 0,5 <i>Tension minimale</i> 0,6. <i>Fonction à max. ou à min.</i> Max  <i>Valeurs de réglage f&lt;:</i> <i>Fréquence</i> 47,5 Hz <i>Retard</i> 4 s <i>Tension minimale</i> 0,3. <i>Fonction à max. ou à min.</i> Min  <i>Valeurs de réglage f&lt;&lt;:</i> <i>Fréquence</i> 46,5 Hz <i>Retard</i> 1 s <i>Tension minimale</i> 0,3. <i>Fonction à max. ou à min.</i> Min
19	59/81	<i>Protection contre la surexcitation (Surexc.)</i>	<i>Seuil U/f</i> 1,2 UN/fN <i>Retard</i> 1 s <i>MaxMin</i> MAX
20	59/81	<i>Protection contre surexcitation à retard dépendant (U/f-inv.)</i>	<i>U/f-dém.</i> 1,1 UN/fN <i>Valeur de UB</i> dépend de l'installation <i>considérée</i> <i>t-min</i> 0,2 min <i>t-max</i> 60 min <i>t-ret.</i> 60 min <i>t _U/f= 1,05</i> 60 min <i>t _U/f= 1,10</i> 60 min <i>t _U/f= 1,15</i> 6 min <i>t _U/f= 1,20</i> 1 min <i>t _U/f= 1,25</i> 0,48 min <i>t _U/f= 1,30</i> 0,3 min <i>t _U/f= 1,35</i> 0,22 min

			$t_{U/f=1,40}$ 0,2 min $t_{U/f=1,45}$ 0,2 min $t_{U/f=1,50}$ 0,2 min
21	78	Protection contre les glissements de pôles (Gliss.pôles)	Valeur de réglage: ZA 0,23 Valeur de réglage: ZB 0,13 Valeur de réglage: ZC - 0,224 Valeur de réglage: Angle 90° Valeur de réglage: Angle Alarme 90° Valeur de réglage: Angle DECL 90° Valeur de réglage n1 1 Valeur de réglage n2 3
22	51LF	Protection à maximum de courant de crête (Cour.-crête)	Maximum de courant 0,5 Retard 0,1 s Fréquence minimale f-min 2 Hz Fonction à max. ou à min. Max
23	50BF	Protection contre défaillances disjoncteur (Déf. Disjonct.)	Seuil de mise au travail: 1.20 Retards au déclenchement: Retard t1 0,15 Retard t2 0,15 s

## schéma de branchement de Sepam 40



## Composition de Sepam

- unité de base (1)
  - connecteur unité de base :  
alimentation,  
relais de sortie,
  - entrée CSH30, 120, 200 ou ACE990.

Connecteur à vis représenté (CCA620), ou connecteur cosses à œil (CCA622)

- (B)connecteur entrée courant TC 1 A/5 A (CCA630 ou CCA634) ou entrée courant LPCT (CCA670)
- (C) connection liaison module communication (vert)
- (D)connection liaison déportée inter modules (noir)

- (E)connection entrée tension, connecteur à vis représenté (CCA626) ou connecteur cosses à œil (CCA627)
- module optionnel d'entrées/sorties (2) (MES114)
  - (L) (M) connecteurs module MES114
  - (K) connecteur module MES114