الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE DR. YAHIA FARES DE MEDEA

FACULTE DES SCIENCES ET DE LA TECHNOLOGIE

**Département du Génie Électrique**
**et de l'Informatique**

# Mémoire de Fin d'Études

**Présenté pour l'obtention du Diplôme**
**de Master en Génie Électrique**

***Spécialité*** : **Réseaux électriques**

## THEME

# Application des relais differentiels puor la protection des transformateurs triphasés

**Proposé et dirigé par :**

Mr. : DINE Mohamed

**Préparé et présenté par :**

Mr.: TRIFI Hamza

Mr.: DJIAR Smail

**Année Universitaire : 2014-2015**

# *Remerciement*

***Nous tenons à remercier :***

****Le dieu de cette réussite***

****nos parents qui sacrifient pour nous aident***

****A toutes les professeurs de l'universitée de Médéa qu'ils nous ont apportent tout au long de notre étude et sur notre promoteur dine mohamed***

**** directeur de l'université***

**** A toutes les promotions de 2010- 2015.***

****A toutes les étudiants de l'université de Médéa***

***Nous tenant à remercier tous ceux contribues à notre étude de près ou***

***De loin et qu'ils nous ont donné des conseils.***

***Et en fin nous dédions ce modeste travail à la famille***

***TRIFI et DJIAR***

***Ou se Trouvent, et à touts nos amis***

*Hamza* *Smail*

# Dédicace

*Je tien à dédier ce modeste travail à ma très cher mère*

*Et mon père qui ma donner tout l'amour et le courage pour Faire ce travail.*

- *Mes chères sœurs : wessam-feriel-boutina-kawtar.*

- *Mon cher frère mohamed.*

- *Mon binôme Smail, mes amis : Abdelkader b-d, , Mouloud, Zoubir , Toufik, Nourdine , , Hamza-s-y , djaml g-a, Hicham-s-kh, Abd elrahmane , Mohamed g-m , Fares Z ,Abdelghani ,yahia , lahssen ,rabeh,sefian.*

- *Aux enseignants de l'université de MEDEA et ainsi que tous les Travailleurs .*

- *Et ainsi qu'a toute personne connaissant : Hamza.*

*Hamza*

# Dédicace

*Je tien à dédier ce modeste travail à ma très cher mère Et mon père qui ma donner tout l'amour et le courage pour Faire ce travail et la famille de DJIAR.*

- *Mes chères sœurs : Hada,Razika,Naima,Mesaouda les hommes de cette sœurs.*
- *Mes chers frères :Ayache,Abd alrazeke,Abd alnasere et femmes des frères. .*
- *Mes chères les enfants :Achraf, Malek, Islam .*

- *Mes amis : mon binôme Hamza, mes amis : Abdelkader, Mouloud, Zoubir , Toufik, Nourdine , , Hamza-s-y , djaml g, Hicham-s-kh, Abd elrahmane L-A , Mohamed G-M , Fares Z ,Abdelghani ,yahia ,rabeh,sefian.*
- *Aux enseignants de l'université de MEDEA et ainsi que tous les Travailleurs.*
- *Et ainsi qu'a toute personne connaissant : Smail.*

*Smail.*

# ملخـــص

تقدم ه ذه المذكرة دراسة أنواع مختلفة من أجهزة حماية محول الطاقة و تركز على الحماية التفاضلية. النمذجة والمحاكاة لأجهزة الحماية الرقمية من خلال منهجية تقوم على استخدام البرنامج المسمى PSCAD/EMTDC (تصميم أنظمة الطاقة بمساعدة الكمبيوتر).

يستخدم هذا البرنامج موارد تدعى المكونات، مما يسهل إنشاء نماذج مستخدم مخصصة. الإشارات الكهربائية والمنطقية توصل إلى مداخل ومخارج مكونات البرنامج PSCAD/EMTDC لتشكل نموذج حماية النظام.

توضح هذه المذكرة طريقة لتصميم ومحاكاة لنموذج جهاز الحماية التفاضلية ، وقد أظهرت النتائج أن نماذج من مرحلات الحماية الرقمية تستجيب بصورة مرضية كما يتوقع نتائج الاختبار..

**كلمات مفتاحية :** الحماية التفاضلية ، حماية المحول ، الحماية الرقمية ، برنامج PSCAD/EMTDC.

# Résumé

Cette thèse présente l'étude des différents types de protection de transformateur de puissance. En particulier la modélisation et la simulation des relais de protection différentiels en utilisation l'environnement du logiciel PSCAD/EMTDC.

Ce logiciel utilise des ressources appelées *Composant*, ce qui facilite la création des modèles personnalisés par l'utilisateur. Les signaux électriques et logiques sont connectés aux entrées et sorties de ces composants du PSCAD/EMTDC constituant un modèle du système de protection.

Cette thèse décrit une méthode pour la conception et la simulation d'un modèle de la protection différentiel.Les résultats obtenus ont montrés que les modèles des relais de protection numériques répondre de manière satisfaisante selon les résultats attendus des tests.

***Mots clés :*** Protection différentiel, Protection de transformateur, Protection numériques, logiciel PSCAD/EMTDC.

# Abstract

This thesis presents the study of different types of power transformer protection. Specifically modeling and simulation of differential protection with a methodology based on the use of the environment PSCAD / EMTDC program (Power Systems Computer Aided Design/Electromagnetic Transient and DC).

This software uses called resource component, which facilitates the creation of custom templates by the user. The electrical and logic signals are connected to the inputs and outputs of these components PSCAD / EMTDC constituting a model of the protection system.

This thesis describes a method for the design and simulation of a model protection differential. Les results have shown that the models of digital protective relays respond satisfactorily according to the expected test results.


***Key words:*** différentiel Protection, transformer protection, digital protection, PSCAD/EMTDC program.

# Table des Matières

**Liste des Figures ……...…viii**

**Liste des Tableaux…….xii**

**Liste des Abréviations……..xiii**

**Liste des Symboles……xvi**

**Introduction Générale…….1**

**CHAPITRE I :** NOTIONS GENERALES SUR LES TRANSFORMATEURS

I.1. Introduction..... 3

I.2. Définition ..... 3

I.2.1. Schéma équivalent ..... 4

I.2.2. Symbole ..... 4

I.3. Constitution d'un transformateur ..... 4

I.4. Principe de fonctionnement ..... 5

I.5. Différents types de transformateur ..... 6

I.5.1. Transformateur à colonnes……....6

I .5.1.1. Les enroulements……..7

I.5.1.2. Le Circuit magnétique ……..……7

I.5.1.3. Limitations des transformateurs à colonnes…….……8

I.5.2. Transformateur cuirassé……...….8

I.5.2.1. Les enroulements.....9

I.5.2.2. Les écrans électrostatiques…….9

I.5.2.3. Avantages et inconvénients du transformateur cuirassé…….……..10

I.5.3. Transformateur ordinaire de phase ……..……10

I.5.4. Transformateur immergé dans l'huile et transformateur sec……...……..10

I.5.4.1. Transformateur à l'huile……10

## TABLE DES MATIERES :

I.5.4.2. Transformateur sec……11

I.6. Transformateurs triphasés…….……11

I.7. Groupe de couplage…….…..12

I.7.1. Couplages normalisés……..……..12

I.7.1.1. Couplage étoile –étoile…….....12

I.7.1.2. Couplage tringle –étoile……..…….....13

I.7.1.3. Couplage étiole zigzag……..13

I.8. Choix du couplage dans les transformateurs usuels…….……....14

I.9. Régimes de fonctionnement…….14

I.9.1. Fonctionnements à vide……14

I.9.1.1.Schéma équivalant …….14

I.9.1.2 .Transformateur parfait (idéal)……15

I.9.1.3. Transformateur réel…….. 17

I.9.1.4. Pertes à vide …….….20

I.9.1.4.1. Pertes hystérésis ……...21

I.9.1.4.2. Pertes par courant de Foucault ……....22

I.9.2. Fonctionnement en charge ……...24

I.9.2.1. Chutes de tension en charge ……25

I.9.2.1.a. Méthode directe ……..25

I.9.2.1.b. Méthode indirecte …….……..27

I.9.2.1.b.1. L'approximation de Kapp ……..….27

I.9.2.1.b.1.a. Modèle dit de Kapp …….……27

I.9.2.1.b.1.b. Modèle de Thévenin du transformateur …….….28

I.9.2.2. Les pertes par effet joule …….....30

I.10. Le rendement et les pertes …….…… 31

I.10.1. Bilan de puissance ……....31

I.10.2. Le rendement ……31

I.11. Conclusion ……...33

## TABLE DES MATIERES :

### **CHAPITRE II :** PROTECTION DES TRANSFORMATEURS


II.1. Introduction……34

II.2. Les contexte historique……...…...….34

II.3. But de protection…….35

II.4. Qualités essentielles des protections électriques…….35

II.4.1.Vitesse……...……35

II.4.2. Fiabilité ……35

II.4.3. Sécurité ……..……..36

II.4.4. Sensibilité…….……36

II.5. Les défauts dans les transformateurs…….…….36

II.5.1. Le défaut interne……...……..37

II.5.1.a. Défaut à la terre ……..…….……37

II.5.1.b. Défauts entre spires…….39

II.5.1.c. Défauts du noyau……..……..39

II.5.1.d. Défaillances du réservoir……40

II.5.2. Les défauts externe……...…40

II.5.2.a. Surcharge……...…40

II.5.2.b. court-circuit……....…41

II.6. Protection du transformateur…….…...41

II.6.1. Fusibles……..……41

II.6.2. Protection à maximum de courant de transformateur…….....…..42

II.6.2.a. Protection coté THT……..……42

II.6.2.b. Protection coté TH…….……44

II.6.2.c. Protection coté MT……...…..44

II.6.3. Protection différentielle……....…45

II.6.3.1. Principe de la protection différentielle ……....45

## TABLE DES MATIERES :


II.6.3.2. Protection différentielle à pourcentage ……..47

II.6.3.3. Protection différentielle d'un transformateur ……..…49

II.6.3.3.a. Les problèmes de la protection différentielle …….……51

II.6.3.3.a.3. Problème lié au courant de magnétisation lors d'une surtension d'origine externe ……..52

II.6.3.3.b. Méthodes pour distinguer les défauts internes du courant de magnétisation lors d'une surtension d'origine externe ……...53

II.6.3.3.b.1. Les méthodes à base d'harmoniques ……...53

II.6.3.3.b.1.a. Les méthodes basées sur la retenue des harmoniques …54

II.6.3.3.b.1.b. Les méthodes basées sur le blocage des harmoniques ...55

II.6.3.3.b.2. Les méthodes basées sur l'identification de la forme ondes ..57

II.7. Protection contre les défauts à la terre ……58

II.8. Autres relais ……59

II.8.a. Relais Buchholz ……59

II.8.b. Relais à pression de gaz ……60

II.8.c. Relais à pression d'huile flambée ……60

II.9. Instrumentation et alarme ……60

II.10.Analyse des Gaz ……61

II.12. Conclusion …….....62


## **CHAPITRE III :** LES RELAIS NUMERIQUES


III.1. Introduction ..... 63

III.2. Types des relais ..... 63

III.2.1. Relais électromécaniques ..... 63

III.2.2. Relais statiques ..... 64

III.2.3. Relais numériques ..... 65

III.3. Schéma bloc d'un relais numérique ..... 67

III.3.1. Modules de mesure analogique ..... 68

III.3.1.1. Module d'entré des Transformateurs de Tension ..... 69

III.3.1.2. Module d'entré des Transformateurs de Courant ..... 69

III.3.2. Filtre anti-repliement ..... 70

## TABLE DES MATIERES :

III.3.2.1. Filtre de type Butterworth ..... 71
III.3.2.2. Filtre de type Tchebychev ..... 71
III.3.2.3. Filtre de type Bessel ..... 71
III.3.3. Multiplexage ..... 72
III.3.4. Conversion Analogique-Numérique ..... 72
III.3.4.1. L'échantillonnage ..... 73
III.3.4.2. Principe de l'échantillonneur bloqueur (E/B) ..... 74
III.3.5. Algorithmes d'évaluation des quantités des phases ..... 75
III.3.6. Microprocesseur : ..... 75
III.3.7. Commande des organes de coupure ..... 76
III.4. Conclusion ……. ..76

**CHAPITRE IV :** SIMULATION DE PROTECTION DE TRANSFORMATEUR

IV.1.Introduction…….….77
IV.2. Caractérisation des composants PSCAD utilisés……...…..78
IV.2.1. Source de Tension Triphasée……78
IV.2.2. Disjoncteur triphasé…….….79
IV.2.3. Transformateur ……....79
IV.2.4. Contrôleur de Défaut Triphasé……80
IV.2.5. Logique du temps de défaut……80
IV.2.6. Modèle de transformateur de courant TC……...81
IV.2.7. La charge……82
IV.2.8. modèle FFT ( Fast Fourier Transform )……..……..82
IV.3. Protection différentielle de transformateur……83
IV.4. Modélisation de la protection différentielle du transformateur…….……....84
IV.4.1. Etape de traitement des signaux d'entrés……...85
IV.4.2. Circuit logique de la protection différentielle du transformateur……..88
IV.4.3. Résultat de simulation ……..90
IV.4.3.1. Défaut interne de la zone de protection…….90

## TABLE DES MATIERES :

IV.4.3.1.a. Défaut monophasé (A-G)……...90

IV.4.3.1.b. Défaut biphasé (AB_G)…….....92

IV.4.3.1.c. Défaut triphasé (ABC)……..……94

IV.4.3.2. Défaut externe de la zone de protection……...96

IV.4.3.2.a Défaut triphasé (ABC). ……96

IV.5. Conclusion……98

**Conclusion Générale:** ……...……99

**Bibliographie.**

# Liste des Figures

**Figure I.1 :** schéma équivalent d'un transformateur....4
**Figure I.2 :** symboles usuels d'un transformateur....4
**Figure I.3 :** transformateur monophasé....5
**Figure I.4 :** Circuits magnétiques et électriques liés....6
**Figure I.5 :** Transformateur à colonnes....7
**Figure I.6 :** transformateur type cuirassés....8
**Figure I.7 :** Transformateur triphasé type cuirassé....12
**Figure I.8.a :** Couplage Yy 0....12
**Figure I.8.b :** Diagramme vectoriel....12
**Fig. I.9.a :** Couplage Δy 11....13
**Fig. I.9.b :** Diagramme vectoriel....13
**Figure I.10.a :** Couplage Yz 11....13
**Figure I.10.b :** Diagramme vectoriel....13
**Figure I.11 :** schéma équivalent le transformateur fonctionnement à vide....14
**Figure I.12 :** Circuit équivalent du transformateur idéal....15
**Figure I.13 :** Représentation schématique d'un transformateur idéal....17
**Figure I.14 :** modèle d'une bobine à noyau ferromagnétique et diagramme vectoriel....17
**Figure I.15 :** Circuit équivalent d'un transformateur à vide avec la résistance et la réactance mise en série....19
**Figure I.16 :** diagramme vectoriel d'un transformateur à vide....20
**Figure I.17 :** Cycle d'hystérésis....21
**Figure I.18 :** Tôle mince dans un champ magnétique alternatif....23
**Figure I.19 :** Courbe représente de la tension $U_2$ en fonction de courant $I_2$....26
**Figure I.20 :** Schéma électrique équivalant d'un transformateur dans l'approximation de Kapp....27
**Figure I.21 :** Schéma équivalent d'un transformateur dans l'approximation de Kapp....28
**Figure I.22 :** Modèle de Thévenin d'un transformateur....28
**Figure I.23 :** Diagramme de fonctionnement (charge inductive)....29
**Figure I.24 :** Diagramme de fonctionnement (charge capacitive)....29

## LISTE DE FIGURES :

**Figure I.25 :** Arbre des puissances pour un transformateur.....31

**Figure I.26 :** Rendement d'un transformateur en fonction de la puissance secondaire .....32

**Figure II.1 :** Mise à la terre efficace du neutre .....37

**Figure II.2 :** Relation entre courant de défaut et position de défaut par.....37

**Figure II.2 :** Résistance de neutre mis à la terre .....38

**Figure II.4 :** Relation entre courant de défaut et position de neutre.....38

**Figure II.5 :** Défauts entre spire.....43

**Figure. II. 6 :** variation de courant de court-circuit en fonction de l'impédance.....46

**Figure II.7 :** Protection différentiels pendant un défaut externe.....47

**Figure II.8 :** Protection différentielle pendant un défaut interne.....48

**Figure II.9 :** Caractéristique d'un relais différentiel à pourcentage. .....49

**Figure II.10 :** Protection différentielle d'un transformateur.....56

**Figure II.11 :** les schémas logiques des relais différentiels à base d'harmoniques....57

**Figure II.12 :** les schémas logiques triphasés des relais différentiels à base d'harmoniques .....56

**Figure II.13:** Relais différentiel basé sur l'identification des intervalles des faibles courants.....59

**Figure II.14 :** Schéma pour un relais de défaut à la terre pour les transformateurs à couplage tringle-étoile.....60

**Figure III.1 :** Relais électromagnétique à induction par disque simple.....64

**Figure III.2 :** Relais électromagnétique à induction par disque cylindrique .....64

**Figure III.3 :** Relais statique (Protection LZ96 – ABB).....65

**Figure III.4 :** Relais numérique (Protection de Distance 7SA612 SIEMENS. .....67

**Figure III.5 :** Elément de base d'un relais numérique.....68

**Figure III.6 :** Module d'entée et d'isolement de signal de Tension .....69

**Figure III.7 :** Module d'entée et d'isolement de signal de Tension .....69

**Figure III.8 :** Filtre anti-repliement analogique.....70

**Figure III.9 :** Propriétés de différentes synthèses de filtre.....71

**Figure III.10 :** Classification morphologique des signaux.....73

**Figure III.11 :** Circuit d'Echantillonnage-Bloqueur simple .....74

**Figure III.12 :** Le fonctionnement du circuit échantillonneur-bloqueur .....75

## LISTE DE FIGURES :

**Figure IV.1 :** Interface utilisateur PSCAD/EMTDC. ..... 77
**Figure IV.2 :** Le modèle de composant de source de tension. ..... 78
**Figure IV.3 :** Disjoncteur triphasé ..... 79
**Figure IV.4 :** Le modèle de transformateur dans PSCAD. ..... 79
**Figure IV.5 :** Contrôleur de Défaut Triphasé. ..... 80
**Figure IV.6 :** Contrôle de la temporisation de défaut. ..... 80
**Figure IV.7 :** Le modèle actuel de composant de transformateur. ..... 81
**Figure. IV.8 :** module de la charge dans le PSCAD. ..... 82
**Figure IV.9 :** Configuration du Bloc FFT ..... 83
**Figure IV.10 :** Pente de caractéristique la Protection Différentielle ..... 84
**Figure IV.11 :** Modèle de simulation ..... 84
**Figure IV.12 :** schéma block de la protection différentielle de transformateur dans PSCAD ..... 85
**Figure IV.13 :** Etape de traitement des signaux d'entrés. ..... 86
**Figure IV.14 :** Défaut Phase-Terre (A-G) ..... 87
**Figure IV.15 :** l'amplitude des courants (I1a, I2a, I12a) sortant de module FFT ..... 88
**Figure IV.16 :** Circuit logiques de la protection différentielle sur PSCAD. ..... 89
**Figure IV.17 :** Défaut monophasé A-G. ..... 91
**Figure IV.18 :** Défaut biphasé (BC). ..... 93
**Figure IV.19:** Défaut triphasé (ABC). ..... 95
**Figure IV.20:** Défaut triphasé externe(ABC). ..... 97

# Liste des tableaux

**Tableau I.1 :** de comparaison entre les propriétés des tôles laminées à chaud et à froid……..22

**Tableau II.1 :** Pourcentage des harmoniques dans le courant d'appel magnétisant…33

**Tableaux IV.1:** Les paramètres de la source……...78

**Tableaux IV.2:** Les paramètres de transformateur……..80

**Tableaux IV.3 :** Les paramètres de transformateur de courant (TC1)……81

**Tableaux IV.4 :** Les paramètres de transformateur de courant (TC2)……81

# Liste des Abréviations

.

**$U_{1n}$, $U_{2n}$ :** Tension nominal, primaire, secondaire.

**$I_{1n}$, $I_{2n}$ :** Courant nominal, primaire, secondaire.

$\varphi_{Charge}$: Angle de Charge.

**f, $f_{max}$ :** fréquence, fondamental, maximal.

$\omega = 2\pi f$ **:** Pulsation de la fréquence du fondamental.

***t :*** Temps.

***N, N1, N2 :*** Nombre de spire**,** primaire, secondaire.

***E, $E_1$, $E_2$:*** Force électrique, primaire, secondaire.

$\Phi_{max}$**:** Flux magnétique maximal

***R, R1, R2:*** Résistance, primaire, secondaire.

***I, I1, I2:*** Courant, primaire, secondaire.

***L, $L_1$, L2:*** L'inductance, primaire, secondaire.

***W=2πf, W1, $W_2$:*** Pulsation angulaire, primaire, secondaire.

***U, $U_1$, U2:*** Tension, primaire, secondaire.

$U_{1m}$**:** Tension primaire maximale.

$I_0$**,** $I_{0a}$**,** $I_{0r}$ **:** courant à vide, active, réactive.

$R_m$ **:** Résistance mutile**.**

$X_m$ **:** Réactance mutile.

$P_0$ **:** Puissance Active à vide.

$Q_0$ **:** Puissance Réactive à vide.

$\Theta_0$ **:** déphasage à vide.

$U_{20}$ **:** Tension secondaire à vide.

$P_{mag}$, $P_H$, $P_F$**:** Perte, magnétique, hystérésis, par courant de Faucult.

$B_r$ **:** Champ rémanent qui reste après la coupure totale de l'excitation.

$H_0$**:** S'appelle force coercitive.

$\tau$**:** Volume de la tôle.

$B_{max}$ **:** Champ magnétique maximale.

$K_H$ **:** Coefficient empirique**.**

***M:*** Masse volumique.

***T:*** Tesla.

***d:*** l'épaisseur de la tôle.

# LISTE DES ABREVIATIONS:

***h :*** l' hauteur de la tôle.

***L:*** longueur de la tôle.

$E_y$**:** force électromotrice introduite dans le plan [x, y].

$\rho$**:** Permittivité relative.

$P_{ele}$**:** Perte électrique.

***FMM:*** la force magnétomotrice.

$\Delta U$**:** Chute de tension.

$\varsigma$**:** Chute de tension relative.

$I_0$**:** Courant à vide**.**

$I_1$**:** Courant d'un l'enroulement primaire.

$I_2$**:** Courant d'un l'enroulement secondaire.

***f.e.m =*** $E_s$ **:** Force électromotrice.

$P_{J1}$**,** $P_{J2}$**:** Perte joule, primaire, secondaire.

$S_n$**:** Puissance apparent nominal.

$P_{CC}$**:** Puissance en court-circuit.

$U_{1CC}$**:** Tension primaire en court-circuit.

$R_P$**:** Résistance totale ramenée en primaire.

$X_P$**:** Réactance totale ramenée en primaire.

$Z_S$ **:** l'impédance totale ramenée en primaire.

$R_S$**:** Résistance totale ramenée en secondaire.

$X_S$**:** Réactance totale ramenée en secondaire.

$Z_S$ **:** l'impédance totale ramenée en secondaire.

$P_1$**,** $P_2$**:** Puissance, absorbée, utile.

$\eta_{max}$ **:** Rendement maximal.

***Kg:*** kilo grime.

***m :*** Facteur de transformateur.

**r (%):** Chute résistive.

**x (%):** Chute inductive.

# LISTE DES ABREVIATIONS:

**THD** : Le taux global de distorsion harmonique.

**TC :** Transformateur de Courant.

**TC1 :** Transformateur de Courant(1).

**TC2 :** Transformateur de Courant(2).

**THT :** Terré Haute Tension.

***HT*, *HTA ou HTB*** : Haute Tension.

**MVA :** Méga Volte Ampère.

$\mathbf{I_R}$ **:** Courant violent.

$\mathbf{I_{CCMAX}}$ **:** Courant de court-circuit maximal.

$\mathbf{I_{CCmin}}$**:** Courant de court-circuit minimal.

$\mathbf{C_1}$ **:** Régime de fonctionnement maximal.

$\mathbf{C_2}$ **:** Régime de fonctionnement minimal.

$\mathbf{I_{N.TR}}$ **:** Le courant nominal du transformateur coté THT.

$\mathbf{T_{HT}}$ **:** Temporisation de la protection de courant coté HT.

**Δt :** Echelon de temps sélectif.

**P :** Protection de transformateur.

$\mathbf{T_{DEP>}}$ **:** Le temps le plus haut réglé sur les départs.

**TSA :** Transformateur de service auxiliaire.

$\mathbf{I_{N.TSA}}$ **:** Le courant nominal du transformateur de service auxiliaire.

$\mathbf{a_A}$ **:** est le rapport de transformation du transformateur de courant A.

$\mathbf{I_{Ae}}$ **:** est le courant d'excitation du transformateur de courant A dans le secondaire.

$\mathbf{I_{As}}$ **:** Le courant secondaire dans le fil pilote du transformateur de courant A.

$\mathbf{a_B}$ **:** est le rapport de transformation du transformateur de courant B.

$\mathbf{I_{Be}}$ **:** est le courant d'excitation du transformateur de courant B dans le secondaire.

$\mathbf{I_{Bs}}$ **:** Le courant secondaire dans le fil pilote du transformateur de courant B.

$\mathbf{I_p}$ **:** le courant à l'entrée de l'unité protégée.

# LISTE DES ABREVIATIONS:

**$I_{op}$:** le courant d'opération du relais (courant différentiel).

**$I_{F1}$ :** courant de défaut de la couté A de l'élément protégé.

**$I_{F2}$ :** courant de défaut de la couté B de l'élément protégé.

**(S) :** Seconde.

***$I_{2h}$, $I_{3h}$* :** amplitudes du deuxième et du troisième harmonique du courant différentiel.

***$K_2$, $K_3$* :** étant des coefficients constants.

**HBU :** unité de blocage des harmoniques.

**DU :** unité différentiel en pourcentage.

**mS :** Milli seconde.

**Ie :** Courant entrant du transformateur.

**Is :** Courant sortant du transformateur.

***$I_{diff}$ :*** Courant différentiel.

***k :*** facteur de compensation

***$I_{w1}$ $I_{w2}$* :** Courants sur les fils pilotes.

***$I_{stab}$ :*** *Courant* stabilisé.

$SLP_i$ : la pente de la caractéristique i-ème du relais différentiel.

Hz : hertz.

***$I_{S1}$*** : Le seuil de déclenchement du courant différentiel ($I_{Diff}$).

***$I_{S2}$*** : Le seuil du courant stabilisant ($I_{Bias}$).

**CAN :** Conversion analogique-numérique.

**TP :** Transformateur de tension (puissance).

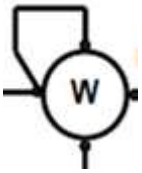
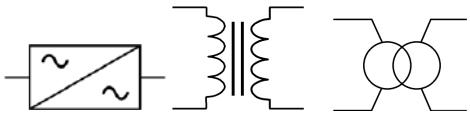
**MOV :** Metal Oxide Varistor.

**N :** Ordre de filtre.

***$f_0$* :** La fréquence de coupure.

***$K_1$*** : La $1^{ère}$ pente de la caractéristique de déclenchement en pourcentage.

# Liste des Symboles

| Symbole | Description |
|---|---|
|  | Ampèremètre |
|  | Voltmètre |
|  | wattmètre |
|  | transformateur |
|  | résistance |
|  | Court-circuit |
|  | réactance |

# Introduction Générale

Les réseaux électriques représentent des investissements considérables consentis par les compagnies d'électricité pour alimenter leurs clients aux meilleures conditions de coût et de qualité de service.

Au-delà d'une certaine distance et/ou d'une certaine puissance, le transport d'énergie électrique doit se faire sous une tension suffisamment élevée. En effet, la puissance est le produit de la tension par le courant; pour une puissance donnée, plus la tension est élevée, plus le courant est faible. Il en résulte donc des pertes par effet Joule et des sections de conducteurs plus faibles.

Le transformateur est le composant permettant d'élever l'amplitude de la tension alternative disponible a la sortie de l'alternateur pour l'amener aux niveaux requis pour le transport. A l'autre bout de la chaine, du cote des consommateurs, les transformateurs sont utilises pour abaisser la tension et la ramener aux valeurs utilisées dans les réseaux de distribution.

Pour des raisons techniques et économiques évidentes, il n'est pas possible de construire des transformateurs exempts des défauts de fonctionnement; ils sont, en particulier, exposés aux différentes erreurs possibles comme les courts-circuits, la défaillance des composants de transformateur.

Les transformateurs sont donc affectés par des perturbations qui peuvent mettre en cause la pérennité du matériel et la qualité du service rendu et donc il faut chercher à minimiser les conséquences. Tout défaut doit donc être identifié immédiatement et l'ouvrage affecté doit être séparé du réseau le plus vite possible; c'est l'objet de la protection des réseaux.

Plusieurs types de relais sont utilisés pour la protection des transformateurs parmi eux : les relais à max de courant, relais Buchholz, relais à pression de gaz et les relais différentiels.

Dans notre travail, nous nous intéressons particulièrement à étudier la protection différentielle de transformateur triphasé ; cette étude est structurée en quatre chapitre.

Le premier chapitre traite les notions générales sur les transformateurs, les Régimes de fonctionnement, le rendement et les pertes.

Au deuxième chapitre, une présentation des différents types des défauts dans le transformateur et les différents type de protection (protection par fusible, protection différentielle, protection à maximum de courant).

Le troisième chapitre est consacré à la présentation de la technologie et la conception des relais de protection numérique.

Dans le dernier chapitre nous avons présenté une modélisation et simulation de protections différentielle de transformateur on utilisant le logiciel PSCAD/EMTDC.

Ce travail se termine par une conclusion générale dans laquelle on résume les principaux résultats obtenus et on énumérera les perspectives à ce travail.

## I.1. Introduction :

Les transformateurs sont des machines statiques à induction électromagnétique généralement utilisés pour modifier les caractéristiques de l'énergie électrique alternative afin de la rendre aussi commodes que possible à tous les stades, de la production, du transport de la distribution et de l'utilisation. Cet appareil est d'un emploi absolument universel, en effet il transforme les signaux des sources de tensions et de courants sinusoïdaux en signaux de même fréquence mais de valeurs efficaces généralement différentes. La compréhension des phénomènes électromagnétiques qui régissent le fonctionnement des transformateurs et la détermination de ses pertes, constitue une étape déterminante pour l'exploitation d'atteindre à ce jour, avec un taux de fiabilité accrue, des tensions de plus de 800 kV, et des performances unitaires supérieures à 1600 MVA, ceci malgré des contraintes de transport de masses indivisibles de plus en plus strictes. **[10]**

## I.2. Définition :

La définition d'un transformateur est donnée dans la norme NF01-010-février 1960. Qui s'exprime ainsi : " c'est un appareil statique à induction électromagnétique destiné à transformer un système de courants variable en un ou plusieurs autres systèmes de courants variables. D'intensité et de tension généralement différents et de même fréquence ". **[1]**

Il ressort de cette définition générale, qu'un transformateur est un appareil dans lequel on utilise sans l'intervention d'un mouvement. Les phénomènes d'induction électromagnétiques pour transmettre la puissance électrique fournie à un des enroulements dit enroulement primaire vers un autre enroulement dit enroulement secondaire.

Un tel appareil a été longtemps dénommé transformateur statique ou aussi transformateur de puissance. Car il est conçu de façon à modifier les deux grandeurs de la puissance : tension et courant en sens inverse l'une de l'autre.

Un transformateur dans lequel les enroulements primaire et secondaire ont des parties communes est désigné sous le nom d'autotransformateur.

Une adaptation particulière en est fait au transformateur de mesure en vue de l'alimentation des appareils de mesure et, dans ce cas, c'est pour modifier l'un des deux grandeurs : la tension ou le courant.

### I.2.1. Schéma équivalent :

Le schéma équivalent, d'un transformateur monophasé est représenté dans la figure I.1 **[10].**

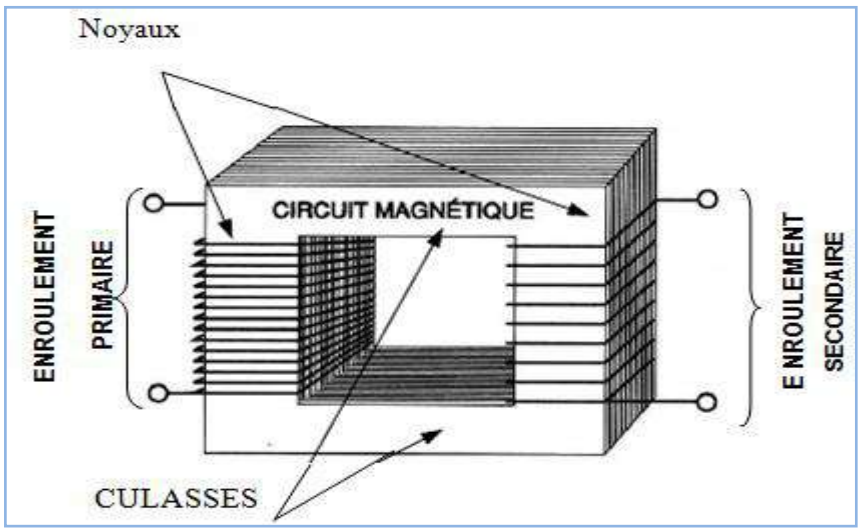



**Figure I.1 :** schéma équivalent d'un transformateur.

### I.2.2. Symbole :

La figure I.2 représente les différents symboles d'un transformateur monophasé : **[1]**

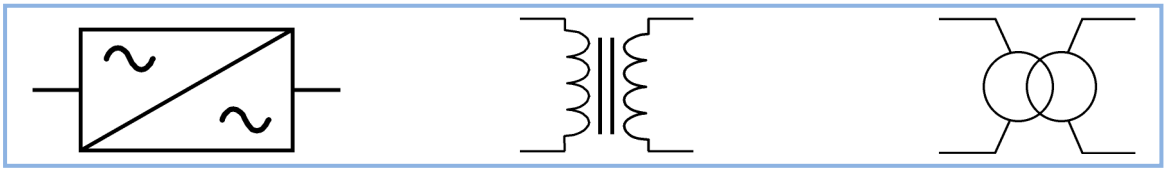


**Figure I.2 :** symboles usuels d'un transformateur**.**

## I.3. Constitution d'un transformateur :

Comme montré dans la figure I.3 un transformateur monophasé est constitue :

- d'un circuit magnétique ferme (noyau). La taille du noyau dépend du niveau de la tension et du courant qui passe dans les enroulements (donc de la puissance).
- de deux circuits électriques séparés électriquement, enroulé autour du circuit magnétique. Le circuit électrique lie au générateur est appelé le circuit primaire, celui qui est lie au récepteur est appelé le circuit secondaire. **[7]**

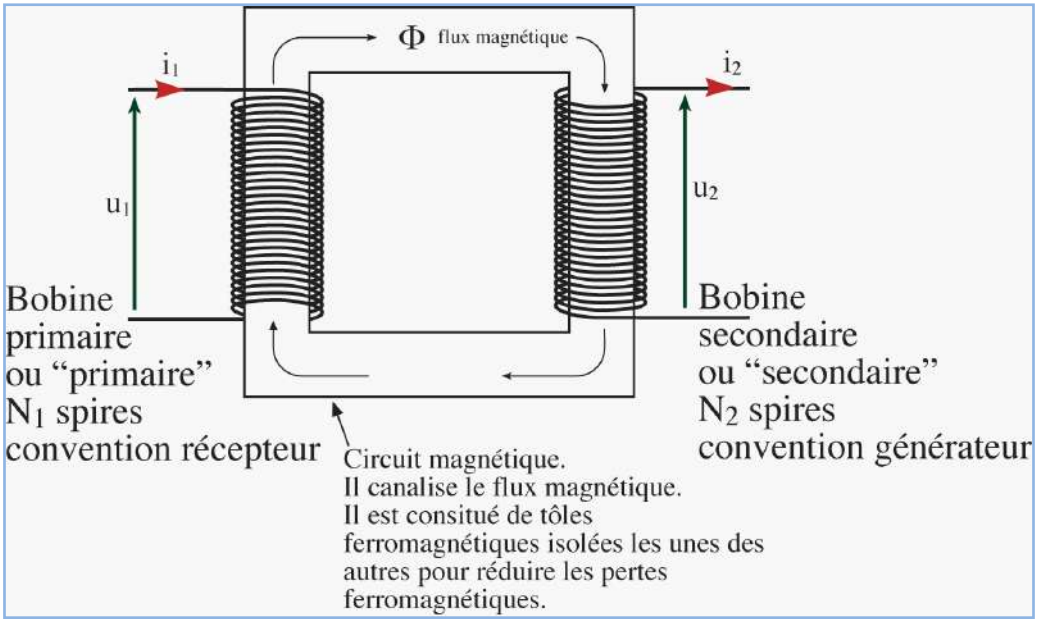



**Figure I.3 :** transformateur monophasé. **[1]**

Si la tension primaire $U_1$ est inferieure à la tension secondaire $U_2$, le transformateur est dit élévateur, dans le cas contraire il est dit abaisseur

## I.4. Principe de fonctionnement :

En vertu de la loi de Faraday, lorsqu'un flux d'induction magnétique variable Ø circule dans le circuit magnétique, il induit dans chacun des enroulements une force électromotrice proportionnelle dans le temps aux taux de changement (dØ/dt) et au nombre de spire que comporte cet enroulement. Lorsque le primaire est alimenté par une source alternative, il circule dans le circuit magnétique un flux également alternatif dont l'amplitude dépend du nombre de spires du primaire et de la tension appliquée. Ce flux induit dans l'enroulement secondaire une tension proportionnelle au nombre de spires du secondaire. La fermeture du secondaire sur une charge provoque la circulation du courant secondaire. Le noyau magnétique fournit un chemin de canalisation de flux magnétique tel que montré par la figure I-4. **[8]**

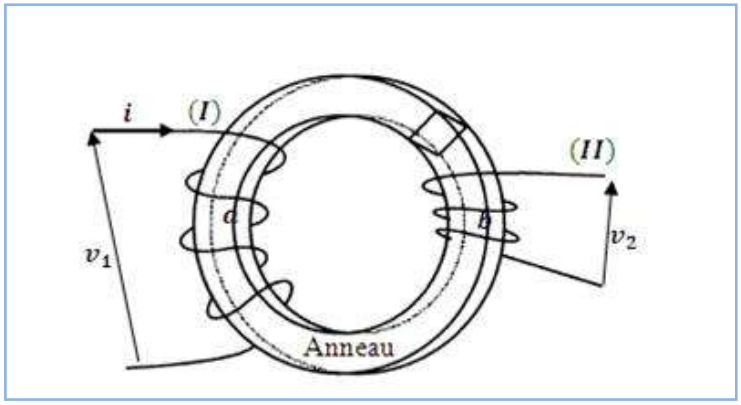



**Figure I.4 :** Circuits magnétiques et électriques liés.

## I.5. Différents types de transformateur : [8]

Il existe différents types de transformateurs, mais nous nous intéresserons à l'étude des transformateurs de puissances de réseaux électriques car ils présentent le plus grand intérêt dans le développement de l'interconnexion des réseaux. Du point de vue construction, deux principales technologies sont distinguées, à savoir les transformateurs à colonnes et les transformateurs cuirassés.

### I.5.1. Transformateur à colonnes :

Le transformateur à colonnes est constitué de deux enroulements concentriques par phase. Ces enroulements sont montés sur un noyau ferromagnétique qui se referme à ses extrémités via des culasses généralement de sections circulaires afin d'assurer une bonne canalisation du flux magnétique. Dans cette technologie, ce sont les enroulements qui entourent le circuit magnétique (figure. I.5).

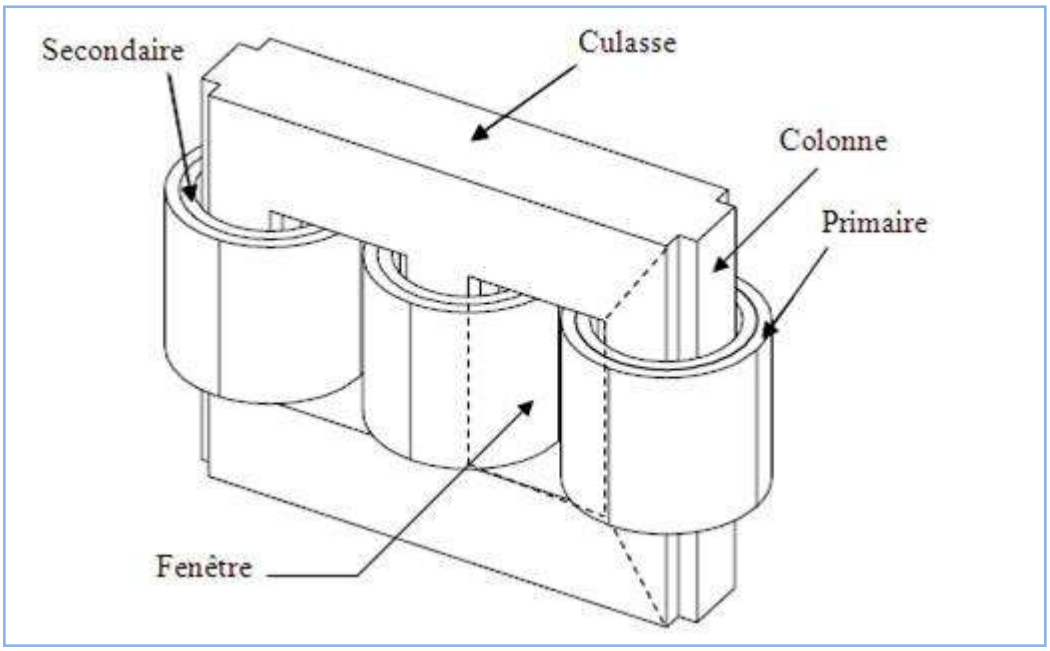



**Figure I.5 :** Transformateur à colonnes.

### I.5.1.1. Les enroulements :

Les enroulements sont constitués de spires dont le nombre est différent pour les enroulements de haute et de basse tension respectivement primaire/secondaire. Les spires sont elles mêmes subdivisées en plusieurs brins mis en parallèle. Les conducteurs formant les enroulements sont en cuivre ou en aluminium pour les puissances plus importantes. Ces matériaux sont ainsi préférés à d'autres pour leurs bonnes conductivités thermiques. Selon la gamme de puissance des transformateurs, les conducteurs peuvent êtres sous forme de fils massifs, de section circulaire ou carrée, de type méplat, ou encore laminés en fines feuilles.

### I.5.1.2. Le Circuit magnétique :

Le noyau est composé d'un empilage de tôles ferromagnétiques à cristaux orientés, isolées électriquement entres elles afin de réduire les pertes par courants de Foucault. Les tôles de circuit magnétique de type (Fe-Si), à grain orienté laminé à froid, ont une épaisseur qui varie de 0.15mm à 0.3mm. Des joints enchevêtrés et orthogonaux effectuent la liaison entre les colonnes et les culasses sur les transformateurs de petite puissance. Ces joints qui constituent une succession de stratifications jouent un rôle important dans la performance du noyau afin d'obtenir

une stabilité mécanique plus élevée, et diminuent également le bruit des vibrations pendant le fonctionnement du transformateur. L'espace délimité par deux colonnes successives et les culasses est dénommé "fenêtre magnétique" et accueille donc les bobinages.

### I.5.1.3. Limitations des transformateurs à colonnes :

Le circuit magnétique des transformateurs à colonnes est plus grand en volume que celui d'un type cuirassé. Par conséquence, le nombre de spires et le rapport volumique entre les matériaux conducteurs et ferromagnétiques sont plus importants. Par ailleurs ce type de construction qui à fait ses preuves pour des puissances relativement faibles (environ jusqu'à30 KVA), présente quelque difficultés pour des fortes puissances (plus de 100 KVA) et de tensions plus élevées. Pour des tensions supérieures à 220 KV, certains constructeurs ont abandonné la construction du transformateur à colonne au profit de la structure cuirassée.

### I.5.2. Transformateur cuirassé :

Dans cette technologie, le circuit magnétique entoure les enroulements formés de bobines rectangulaires à axe horizontal. Le circuit magnétique, de section rectangulaire est constitué de tôles posées à plat. La cuve assure le calage du circuit magnétique et des enroulements.

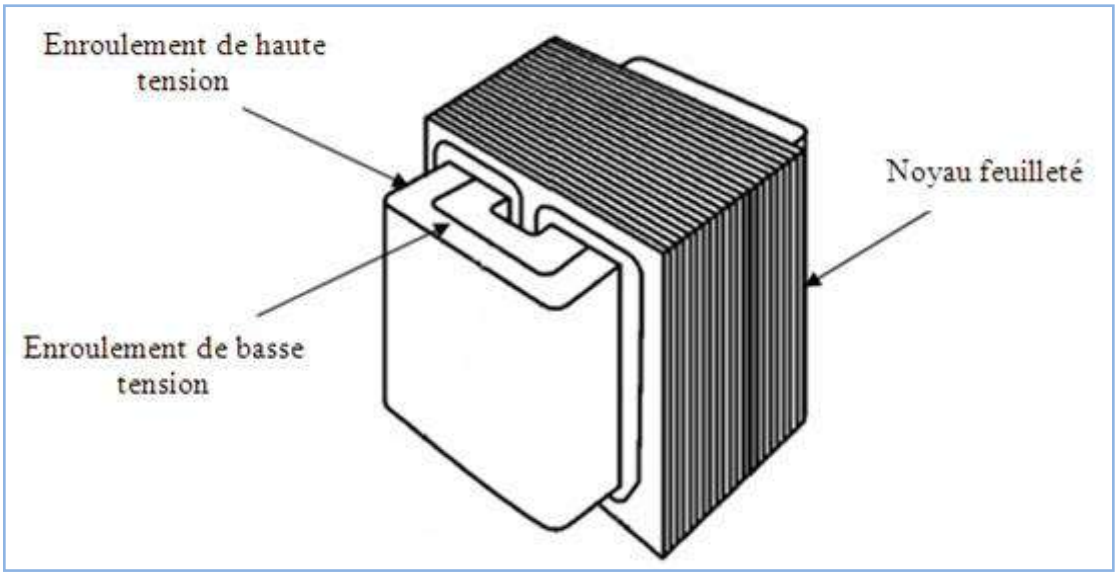



**Figure I.6 :** transformateur type cuirassés.

Ces transformateurs sont utilisés au sein des réseaux de transport et de répartitions ou les surtensions transitoires sont fréquentes. Dans cet environnement, ils doivent se prémunir des effets néfastes de ces surtensions sur les enroulements. Pour cela des écrans sont utilisés afin de réduire les contraintes liées aux champs électriques dans les bobinages.

### I.5.2.1. Les enroulements :

Dans ce type de construction la bobine qui est en fait une grande spirale rectangulaire très plate (galette), contient un certain nombre de spires, chaque spire étant elle-même constituée d'une ou de plusieurs couches de conducteurs. Les galettes sont alternées entre la haute et la basse tension afin de diminuer les fuites magnétiques et le gradient de tension. En outre, cette topologie offre l'avantage d'engendrer des forces en opposition entre chaque galette lors de court-circuit.

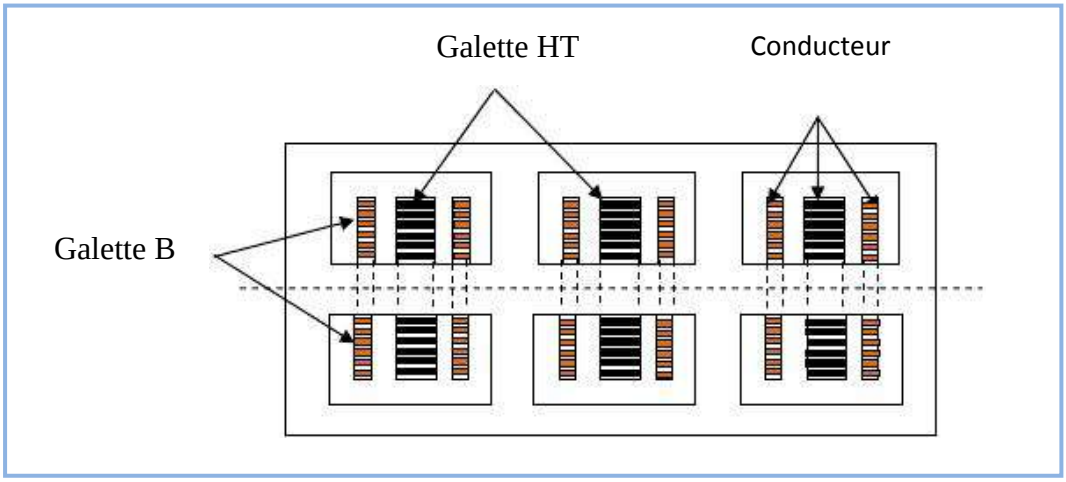



**Figure I.7 :** Transformateur triphasé type cuirassé.

### I.5.2.2. Les écrans électrostatiques :

Des feuilles métalliques à haute résistivité et de faible épaisseur sont employées pour réduire les contraintes entre les spires. Celles-ci sont insérées entre les feuilles isolantes des bobines haute tension. L'effet capacitif, uniformément distribué de cette manière permet alors de mieux répartir la tension sur toute la longueur de la bobine lors d'une onde de choc.

### I.5.2.3. Avantages et inconvénients du transformateur cuirassé :

Le transformateur cuirassé possède un circuit magnétique plus court, ce qui permet d'avoir un courant à vide relatif plus faible et ses enroulements sont plus simples car le nombre de spires est moins grand vu que la section du noyau dans un transformateur cuirassé peut être plus grande que dans le transformateur à colonnes. Mais il présente aussi certains inconvénients : ces enroulements sont moins accessibles à l'agent refroidissant, l'examen et la réparation sont plus difficiles et demande d'avantage de matériaux isolants pour la haute tension.

### I.5.3. Transformateur ordinaire de phase :

Du point de vue de leurs applications, les transformateurs ordinaires de phase (monophasé, biphasé, et triphasé), groupés dans trois ou cinq colonnes se classent en trois catégories :

- Transformateurs pour les grands réseaux et les grandes centrales, leur puissance varie de 100 à 400 MVA.
- Les transformateurs pour réseaux de répartition qui alimentent les lignes à moyenne tension, leur puissance varie de 5 à 30 MVA.
- Les transformateurs de distribution destinés à l'alimentation des utilisateurs de l'énergie éclectique en basse tension (380 ou 220V), leur puissance varie de 5 à 1000KVA.

### I.5.4. Transformateur immergé dans l'huile et transformateur sec :

Selon le type de refroidissement on distingue : les transformateurs à l'huile et les transformateurs secs.

### I.5.4.1. Transformateur à l'huile :

Pour prévenir l'action néfaste de l'air sur l'isolation des bobines et améliorer le refroidissement du transformateur, on place le noyau magnétique avec les enroulements dans une cuve remplie d'huile minérale. Malgré ces propriétés avantageuses, l'huile de transformateurs a deux défauts principaux : elle est inflammable et sa vapeur forme avec l'air dans certaines conditions un mélange explosif.

En plus de son rôle de réservoir au liquide diélectrique, la cuve assure le maintien mécanique du circuit magnétique et des enroulements. La construction de la cuve généralement de forme ovale est liée au calcul thermique du transformateur. Le refroidissement du transformateur est d'autant plus difficile à réaliser que la puissance du transformateur est grande. La cuve est tapissée de shunts magnétiques, dont on distingue deux types :

- Les shunts magnétiques formés d'un empilement de tôles magnétiques semblable au noyau et qui canalise le flux de fuite.
- Les shunts amagnétiques plus économiques, constitués de plaque de cuivre ou aluminium ayant pour rôle de repousser le flux de fuite.

### I.5.4.2. Transformateur sec :

Les transformateurs immergés dans l'huile liquide à base minérale ou de silicone sont plus répondus pour les plus fortes puissances et les niveaux de tension élevés, mais présentent des risques de fuite, d'incendie et la pollution de l'environnement. Cela à permis de laisser la place aux transformateurs avec technologie sèche, avec des enroulements enrobés (imprégnés). Le système d'isolation électrique est remplacé par une résine (époxyde) et l'air. Des résines ont été développées pour résister aux tensions électriques et aux contraintes mécaniques, thermiques qui apparaissent dans un transformateur en service. L'aspect favorable est son comportement non inflammable et léger. Ce genre de transformateur est le plus appropriés pour la distribution de l'électricité en degré élevé de sûreté.

## I.6. Transformateurs triphasés :

Les transformateurs triphasés sont présents à différents endroits dans les réseaux électriques pour adapter les valeurs efficaces des tensions aux niveaux souhaitables. De façon simplifiée, l'énergie électrique est produite dans les centrales sous des tensions moyennes. Le transport à longue distance exige des hautes tensions afin de limiter les pertes par effet Joule et réduire le dimensionnement des conducteurs, et l'utilisation demande des tensions basses ou moyennes. Des transformateurs élévateurs sont nécessaires au départ, et des transformateurs abaisseurs sont indispensables à l'arrivée coté consommateurs. **[8]**

## I.7. Groupe de couplage : [8]

Le groupe de couplage désigne l'association des couplages des enroulements choisis pour la haute tension et pour la basse tension. L'enroulement haute tension d'un transformateur triphasé de nombre de spires peut être connecté en étoile (symbole Y) ou en triangle (symbole Δ). L'enroulement basse tension avec un nombre de spires peut être connecté en étoile (symbole y), en triangle (symbole Δ) ou en zigzag (symbole z). Les systèmes des tensions du primaire et du secondaire d'un transformateur triphasé sont en général déphasés avec un angle θ. Comme cette angle est multiple de $\pi/6$, on définit l'indice horaire par :

$$I = \theta/(\pi/6) \qquad \text{(I.1)}$$

### I.7.1. Couplages normalisés :

Trois couplages sont particulièrement utilisés en pratique : ce sont les couplages normalisés Yy 0, Δy 11, Yz 11.

#### I.7.1.1. Couplage étoile –étoile :

Pour le couplage étoile –étoile, les tensions aux bornes des bobines du primaire est du secondaire de la même colonne sont des tensions simples (Fig. I.8.a). Ce qui permet de construire le diagramme vectoriel (Fig. I.8.b). Le rapport de transformation est Le déphasage de basse tension par rapport à la haute tension est nul, ce qui donne un indice horaire I=0.

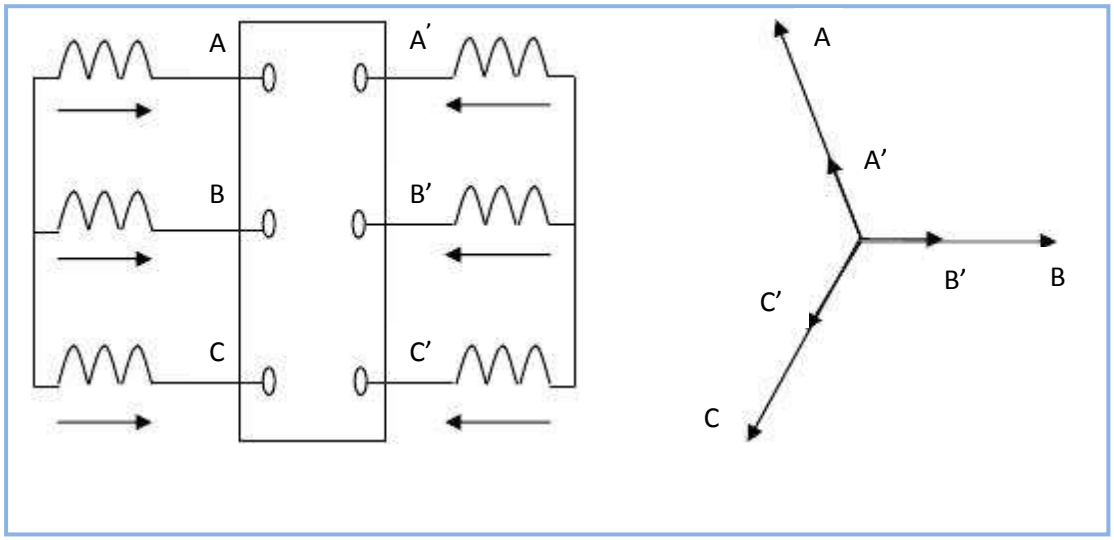



**Figure I.8.a :** Couplage Yy 0. **Figure I.8.b :** Diagramme vectoriel.

### I.7.1.2. Couplage triangle – étoile :

Pour le couplage triangle-étoile la tension aux bornes d'une phase du primaire est une tension composée, alors que la tension aux bornes de la phase correspondante du secondaire est une tension simple (Fig. I.9.a). Le déphasage θ entre les tensions du primaire et le secondaire est de (-π/6), ce qui veut dire l'indice horaire est I=11.

(Voir la Fig. I.9.b)

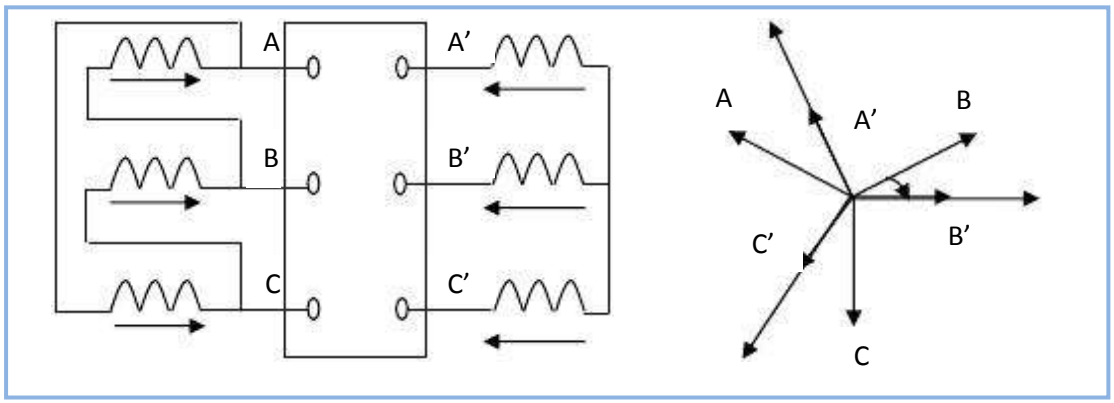



**Fig. I.9.a:** Couplage Δy 11. **Fig. I.9.b :** Diagramme vectoriel.

### I.7.1.3. Couplage étoile –zigzag :

Pour le couplage étoile zigzag (Fig. I.10.a), la tension aux borne d'une phase du primaire est une tension simple alors qu'une tension aux bornes d'une phase du secondaire est la somme des deux tensions aux bornes de demi bobines ce qui permet de construire le diagramme vectoriel (Fig. I.10.b). Le rapport de transformation est Le déphasage entre la tension est de en choisissant la première détermination position positif de l'angle, ce qui veut dire l'indice horaire est I=11

.

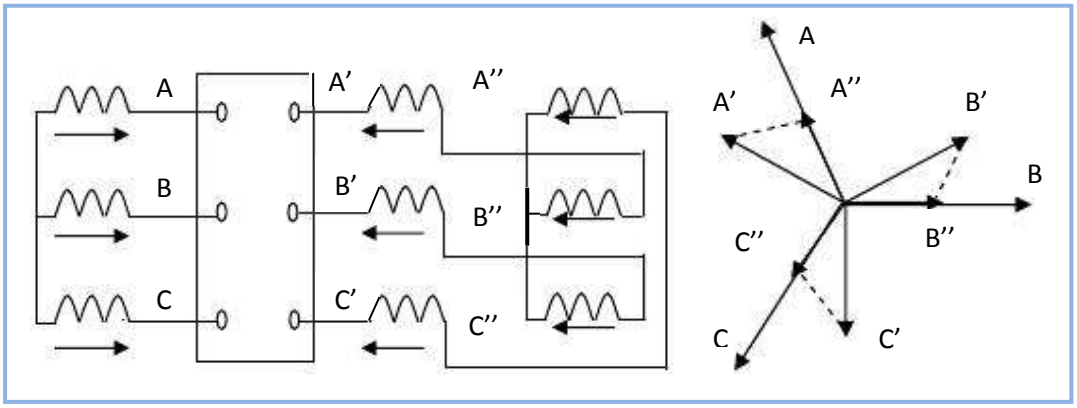



**Figure I.10.a :** Couplage Yz 11. **Figure I.10.b :** Diagramme vectoriel.

## I.8. Choix du couplage dans les transformateurs usuels :

La présence du conducteur neutre dans une distribution basse tension permet de disposer des deux types de tension ; la tension simple pour l'usage domestique usuel, et le système triphasé de tensions composées pour l'usage artisanal ou industriel. De plus il est intéressant, coté haute tension de disposer d'un couplage ayant un neutre et de mettre ce neutre, ainsi que le circuit magnétique et les parties métalliques (cuve) du transformateur au potentiel de la terre. Ceci permet de réduire les distances d'isolement des bobines hautes tensions.

Ce qu'il faut éviter c'est d'avoir le même couplage au primaire et au secondaire d'un transformateur, ceci évite de transmettre intégralement le déséquilibre éventuel des grandeurs (courants, tensions) d'un coté du transformateur à l'autre. On voit donc apparaître l'intérêt d'un couplage Yz offrant un neutre des deux cotés et des couplages différents. **[8]**

## I.9. Régimes de fonctionnement :

### I .9.1 . Fonctionnements à vide :

### I.9.1.1. Schéma équivalant :

Le fonctionnement à vide du transformateur est obtenu lorsqu'on ne branche aucune charge au secondaire (Figure. I.11). **[2]**

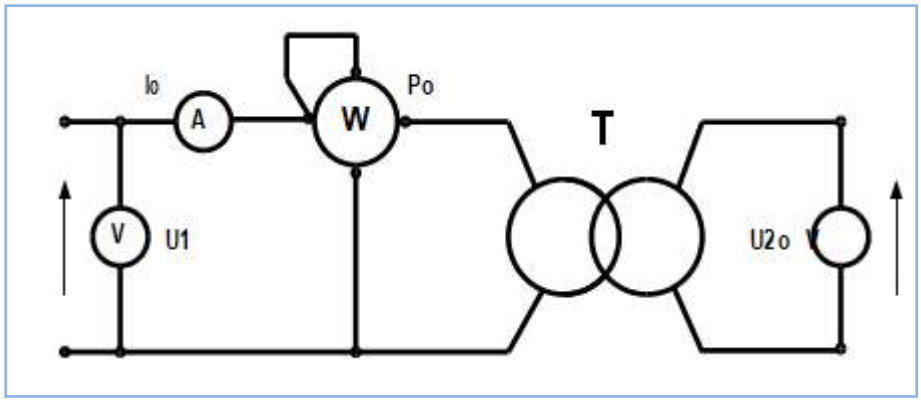



**Figure I.11 :** schéma équivalent le transformateur fonctionnement à vide.

### I.9.1.2 .Transformateur parfait (idéal) :

On définit un transformateur idéal tout transformateur ayant les caractéristiques suivantes :

- La résistance dans les fils (au primaire et secondaire) est nulle.
- Le noyau magnétique est parfait.

Si on étudie les implications de ces simplifications, on voit que la réluctance du noyau sera nulle, et donc il n'y a pas de fuite. Le flux est donc totalement contenu à l'intérieur du noyau.

Le couplage magnétique entre le primaire et le secondaire est parfait ; tout le flux du primaire se rend au secondaire.

Le circuit équivalent du transformateur idéal est donné dans la figure I.12 :

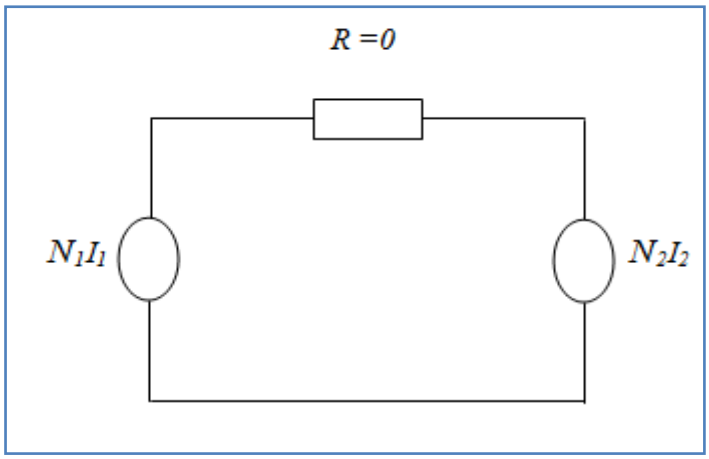



**Figure I.12 :** Circuit équivalent du transformateur idéal.

La f.m.m (force magnétomotrice).

Indente E(t) s'obtient :

$$E(t)= -N\frac{d\Phi}{dt} = -j2\pi.f.N\,|\Phi|e^{jwt} \qquad (I.2)$$

Comme :

$$\Phi_{max}= \sqrt{2}\,|\Phi| \qquad (I.3)$$

$$E =\frac{2\pi}{\sqrt{2}} f.N.\ \Phi_{max} =4.44.N.f.\ \Phi_{max} \qquad (I.4)$$

Pour le deux bobines respectivement :

$E_1$=4.44.$N_1$.f. $\Phi_{max}$ (I.5)

$E_2$=4.44.$N_2$.f. $\Phi_{max}$ (I.6)

N : nombre de spire

f : fréquence [HZ]

Φ : flux magnétique [weber]

Approximation : C'est le même flux Φ qui traverse les deux bobines :

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{4.44\ N_1\ f\ \ \Phi max}{4.44\ \ N_2\ \text{f}\ \ \Phi max} \quad \text{(I.7)}$$

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad \text{(I.8)}$$

Appliquons le théorème d'ampère sur le courant magnétique :

$N_1I_1 + N_2I_2 = R\Phi$ (I.9)

En première approximation R≈0

D'ou

$$N_1I_1 - N_2I_2 = 0 \quad \text{(I.10)}$$

$$\frac{I_1}{I_2} = -\frac{N_1}{N_2} \quad \text{(I.11)}$$

Le produit des équations (I.7) et(I.10) donne:

$$E_1I_1 = E_2I_2 \quad \text{(I.12)}$$

Le rapporte de transformation m est donné par

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2} = \frac{I_1}{I_2} = m \quad \text{(I.13)}$$

Pour m=1 transformateur parfait aucune perte, le rendement est de 100%

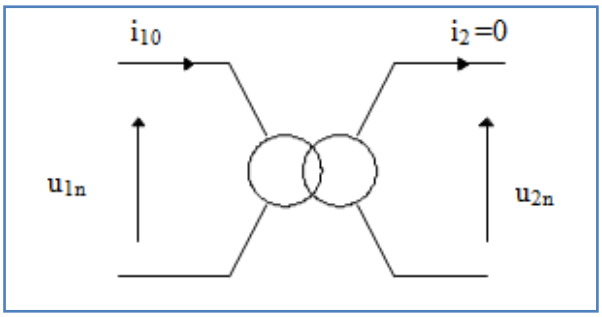



**Figure I.13 :** Représentation schématique d'un transformateur idéal.

### I.9.1.3. Transformateur réel : [4]

Dans le transformateur réel la tension primaire est de la forme :

$U_1=U_{1m}coswt$

$U_1=U_{1m}$ : Avec $U_{1m}$ est maximale.

Et $w= 2.\pi .f$ et f la fréquence ($f = f_n$= constante)

A vide $i_2 = 0 \Rightarrow i_1=i_0$ le transformateur se comporte comme une bobine à noyau ferromagnétique.

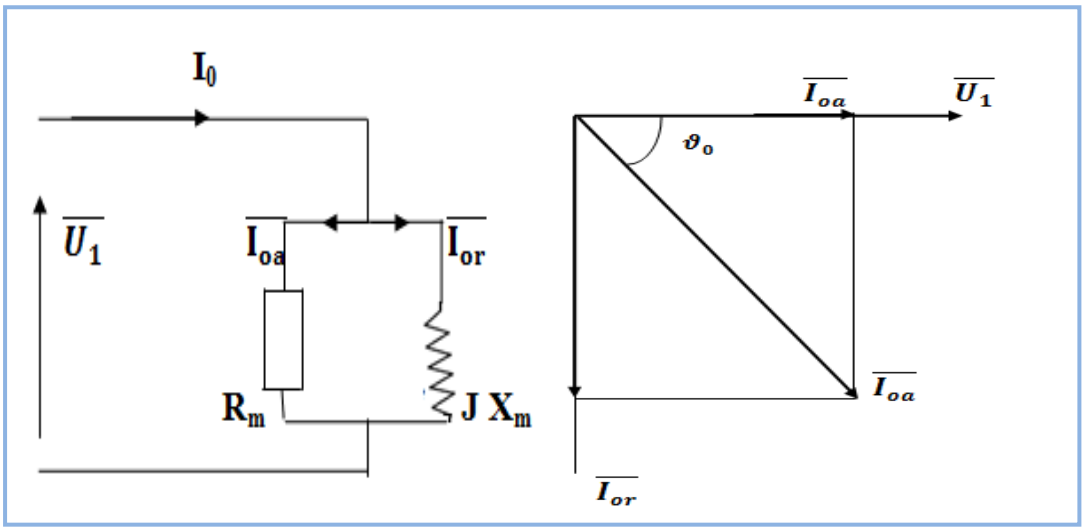



**Figure I.14 :** modèle d'une bobine à noyau ferromagnétique et diagramme vectoriel.

Le courant consommé par l'enroulement primaire en marche à vide ($I_0$) comporte une composante active ($I_{0a}$) et une composante réactive ($I_{0R}$)

$$\overline{I_0} = \overline{I_{0a}} + \overline{I_{0r}} \quad \text{(I.14)}$$

*Avec*

$$I_0 = U\left(\frac{1}{R_m} + \frac{1}{jX_m}\right) \quad \text{(I.15)}$$

$R_m$ : permet à $I_{0a}$ de s'écouler :

$$R_m = \frac{U_1}{I_{a0}} = \frac{U_1^2}{P_0} \quad \text{(I.16)}$$

Avec

$$P_0 = U_1 . I_{0a} . COS\ \theta_0 \quad \text{(I.17)}$$

$$P_0 = I_{0a} . R_m = \frac{I_{0a}^2}{R_m} . R_m^2 = \frac{U_1^2}{R_m} \quad \text{(I.18)}$$

$$\frac{U_1^2}{P_0} = R_m \quad \text{(I.19)}$$

Xm : permet à $I_{0a}$ de circuler :

$$Xm = \frac{U_1}{I_{0r}} = \frac{U_1^2}{Q_0} \quad \text{(I.20)}$$

Avec

$$Q_0 = U_1 . I_{0r} . \sin \theta_0 \quad \text{(I.21)}$$

$P_0$: puissance active à vide

$Q_0$ : puissance réactive à vide

Pour les calculs pratiques servir du schéma équivalent de la figure I.15 qui fait intervenir l'impédance à vide de l'enroulement primaire.

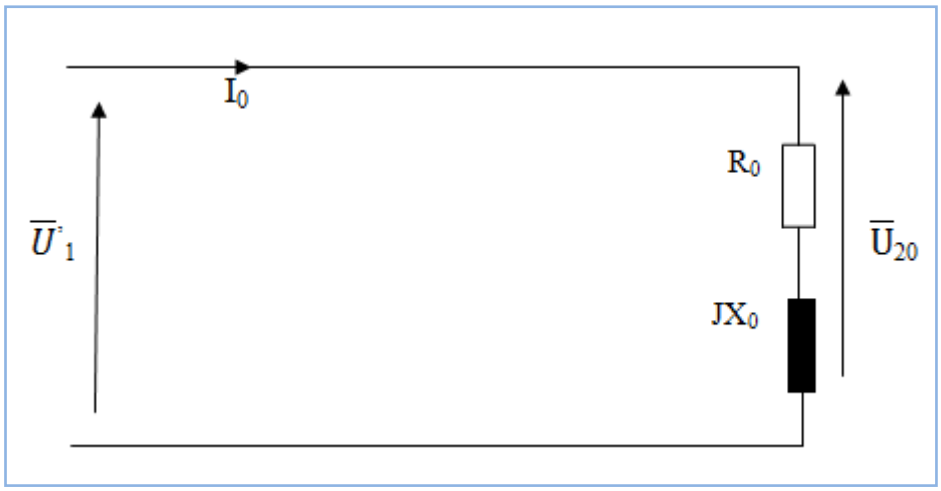



**Figure I.15 :** Circuit équivalent d'un transformateur à vide avec la résistance et la réactance mise en série.

$$Z_0 = R_0 + j.X_0 \qquad \text{(I.22)}$$

$I_0 \ll I_{n1}$

Choute de tension aux bornes $R_0$ et de $X_0$

$$\begin{cases} U_1 = U_1' & \text{(I.23)} \\ m = \frac{U_{20}}{U_1} & \text{(I.24)} \end{cases}$$

$$Z_0 = R_0 + j.X_0 = \frac{1}{Y_0} = \frac{1}{\frac{1}{R_m} + \frac{1}{jX_m}} \qquad \text{(I.25)}$$

Et en identifiant les coefficients des parties imaginaire et réelle, on constate que :

$$R_0 = R_m \frac{X_m^2}{R_m^2 + X_m^2} \qquad \text{(I.26)}$$

$$X_0 = X_m \frac{R_m^2}{R_m^2 + X_m^2} \qquad \text{(I.27)}$$

Puisque $I_{0a} \ll I_{0r}$ on a nécessairement $R_m \ll X_m$, on a finalement pour ces résistance les expressions suivantes

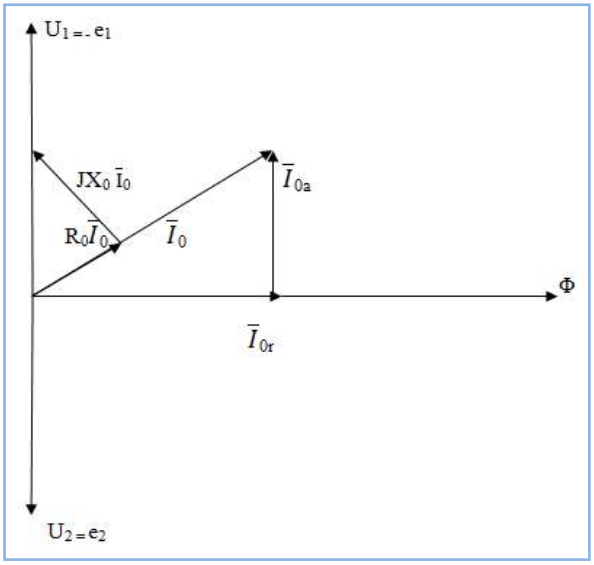



**Figure I.16 :** diagramme vectoriel d'un transformateur à vide.

$$R_0 = \frac{X_m^2}{R_m}$$

$$X_0 = X_m$$

Le courant $I_0$ croit plus vite que la tension $U_1$ alors que la résistance

$$R_0 \approx \left(\frac{U_1}{I_0}\right)^2 \qquad \text{(I.28)}$$

Et la réactance

$$X_0 = X_m \approx \frac{U_1}{I_0} \qquad \text{(I.29)}$$

**I.9.1.4. Pertes à vide :**

Bien que le circuit magnétique du transformateur soit constitué par un empilage de tôles d'acier spéciales les pertes magnétiques qui s'y produisent (par hystérésis et courant de Foucault) se chiffrent par 0.1 à 2% de la puissance nominale du transformateur.

$$P_{mag} = P_H + P_F \qquad \text{(I.30)}$$

$\begin{cases} P_H : \text{Pertes hystérésis} \\ P_F : \text{pertes par courant de Foucult} \end{cases}$

**I.9.1.4.1. Pertes hystérésis :**

L'aimantation du matériau absorbe de l'énergie. Le phénomène n'étant pas réversible, le matériau ne restitue pas toute l'énergie reçue. Pendant la désaimantation, une partie se dissipe sous forme de chaleur. Ces pertes sont proportionnelles à l'aire du cycle d'hystérésis.

Le schéma suivant représente le cycle d'hystérésis : **[9]**

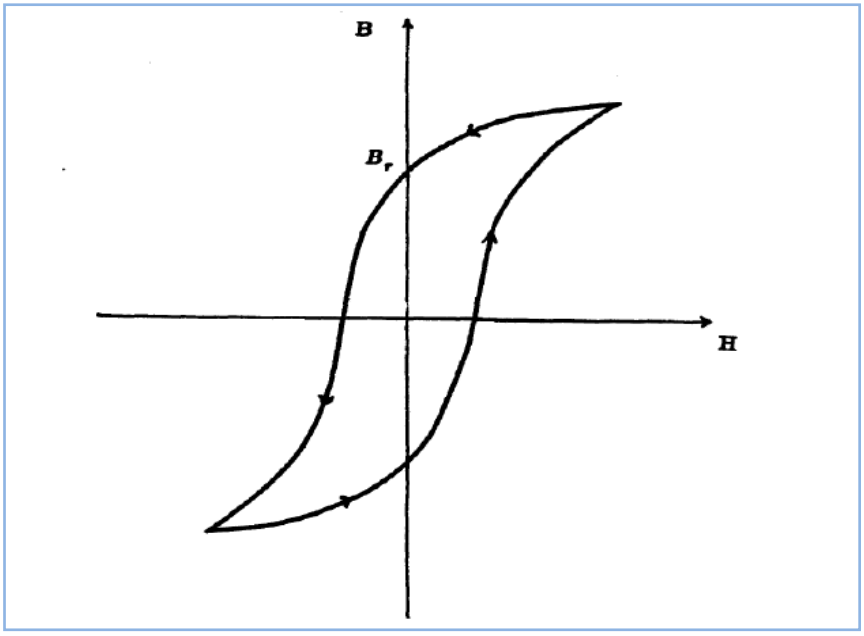



**Figure I.17 :** Cycle d'hystérésis.

$B_r$ : champ rémanent qui reste après la coupure totale de l'excitation

$H_0$ :S'appelle force coercitive

$$P_H = w_n f \tau \qquad \text{(I.31)}$$

$$W_n = \oint \overrightarrow{H} d\vec{B} \qquad \text{(I.32)}$$

Sur un cycle complet, f est la fréquence de variation de l'aimantation et τ le volume de fer $P_H$ déponde de $B_{max}$ par l'intermédiaire du mécanisme de l'aimantation. En général :

$$P_H = K_H B_{max}^n f. \tau d \qquad \text{(I.33)}$$

$$1{,}6 < n > 2$$

$K_H$ : coefficient empirique ≈ 0,02 mais généralement dépend de la qualité de la tôle considérée

$\tau$ d : masse volumique et $\tau$ d = M

A partir de l'équation (I.33)$\Rightarrow$ $P = K_H B_{max}^2 f.M$ (I.34)

Généralement n=2

| | $B_{max}$(T) | Tôle laminée à chaude | Tôle laminée à froide |
|---|---|---|---|
| H (A/m) | 1<br>1,5 | 150<br>300 | 30<br>130 |
| $P_H$ (w/kg) | 1<br>1,5 | 0,9<br>2,5 | 0,6<br>1,4 |

**Tableau I.1 :** Comparaison entre les propriétés des tôles laminées à chaud et à froid.

Le tableau ci-dessus représente quelque valeurs d'excitation et de pertes pour les tôles laminées à chaud et à froid.

**I.9.1.4.2. Pertes par courant de Foucault :**

Nous examinerons les pertes par courant de Foucault dans les tôles minces utilises exclusivement en champ alternatif (la tôle montré à la fig I.18). Nous supposons que l'épaisseur de la tôle $d << h$ et $d << l$.

Le champ magnétique alternatif $B = B_{max} \sin(\omega t)$ est orienté suivant l'axe Z. **[2]**

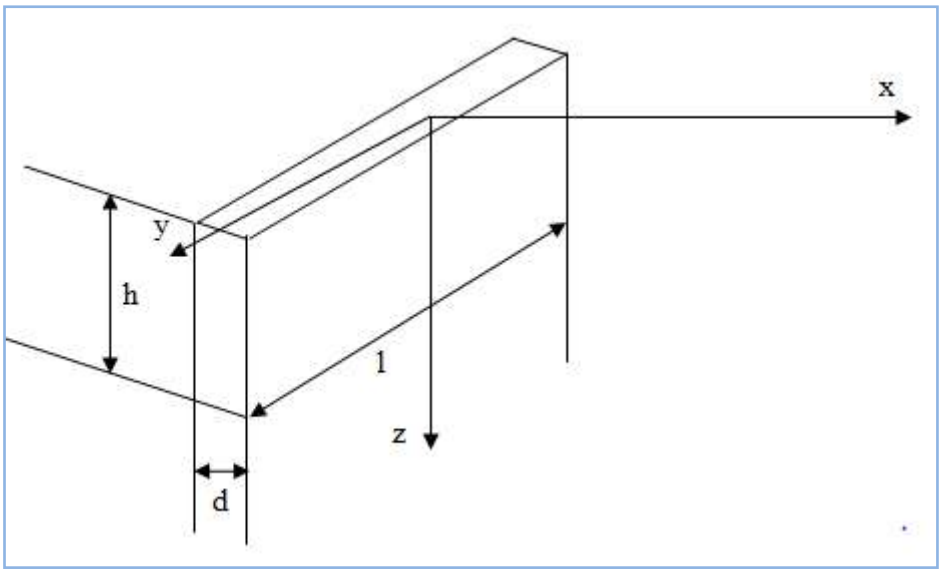



**Figure I.18 :** Tôle mince dans un champ magnétique alternatif.

Le champ magnétique alternatif crée une force électromotrice induite dans le plan [x, y] a cause de la symétrique, on voit que $E_Y$ ne dépend ni de y ni de z mais de la loi de l'induction.

$$\left|\oint \vec{E}.\overrightarrow{dt}\right| = \left|\frac{d\emptyset}{dt}\right| \approx E_y\, 2\, l \qquad \text{(I.35)}$$

*Car d<<l*

$$E_y\, 2l = \frac{d(2Bxl)}{dt} = 2x\, B_{max}\, l\, w\, cos\,(wt) \qquad \text{(I.36)}$$

$$\Rightarrow E_y = B_{max}\, w.x\, cos\,(wt) \qquad \text{(I.37)}$$

$$P_F = \frac{1}{\rho} \iiint E^2\, d\tau \qquad \text{(I.38)}$$

$$d\tau = dhldx \qquad \text{(I.39)}$$

$$\tau = hdl \qquad \text{(I.40)}$$

$\tau$ = Volume de la tôle

$$P_F(t) = \frac{1}{\rho} B_{max}^2\ w^2 \cos(wt)^2 \int_{-d/2}^{d/2} x^2\ dx \qquad \text{(I.41)}$$

$$P_F(t) = \frac{1}{12\rho} B_{max}^2\ w^2 \cos(wt)^2\ \tau d^2 \qquad \text{(I.42)}$$

La valeur efficace de la puissance perdue par courant de Foucault est :

$$P_F = \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} P_F \ (wt)\ dwt \qquad (I.43)$$

$$P_F = \frac{1}{12\rho} B_{max}^2 \ w^2 \ d^2 \ \tau \ \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} \cos(wt)^2 \ dwt \qquad (I.44)$$

Soit :

$$P_F = \frac{1}{24\rho} B_{max}^2 \ w^2 \ d^2 \ \tau^2 \qquad (I.45)$$

La formule montre la raison d'utilisation de tôles minces pour le même champ et volume. La puissance perdue est proportionnelle au carré de l'épaisseur de la tôle. En découpant la section de la culasse magnétique fines, on augmente le chemin du courant, donc on diminue le courant de Foucault. Les tôles utilisées ont donc, en général, une épaisseur de 0,3 à 0,5 mm, et chaque tôle est isolée du voisin par une couche d'isolant très mince.

$$P_0 = P_{mag} + P_{ele} = P_{mag} + R_1 I_0^2 \qquad (I.46)$$

Et $I_0 << I_1$

En négligeant les pertes électriques, on peut considérer les pertes à vide $P_0$ égales aux pertes dans le fer $P_{mag} \approx P_0$

**I. 9.2. Fonctionnement en charge : [4]**

Lorsque la transformateur fonction en charge, son enroulement secondaire est parcouru par un courant

$$\overline{I_2} = \frac{\overline{U_2}}{\overline{Z_2}} \qquad (I.47)$$

L'appariation du courant de charge provoque une modification correspondant du courant $I_1$ dans l'enroulement primaire. Le flux magnétique Φ et la tension secondaire $U_2$ varient dans une certaine mesure et les pertes de puissance enregistrent des augmentations.

Pour pouvoir évaluer la variation des grandeurs qui caractérisent les phénomènes inhérents au fonctionnement du transformateur en charge, il faut en étudier le courant et la tension.

$I_1N_1 + I_2 N_2 = FMM$ (I.48)

$I_0 N_1 = FMM$ (I.49)

$\Rightarrow I_1N_1 + I_2 N_2 = I_0 N_1$ (I.50)

$I_1 + I_2 \frac{N_2}{N_1} = I_0$ (I.51)

$I_0 + m I_2 = I_1$ (I.52)

**I .9.2.1. Chutes de tension en charge :**

L'étude de transformateur en charge est la fonction $U_2 = f(I_2, \cos\varphi_2)$ pour une tension primaire fixe dépend de deux variables indépendantes. Elle se traduit par deux courbes : **[5]**

$U_2 = f(I_2)$ à $\cos\varphi_2$ =constante et $U_2 = f(\cos\varphi_2)$ à $I_2$ =constante

Pour calculer la chute de tension il y a deux méthodes :

a- Méthode directe
b- Méthode in directe (méthode approche).

**I.9.2.1.a. Méthode directe :**

Dans la pratique on se limite à la première caractéristique (fig. I.20). **[3]**

$\varphi_2 = 0$ $\Rightarrow \cos\varphi_2$ charge résistive.

$\varphi_2 < 0$ $\Rightarrow \cos\varphi_2$ arrière charge inductive.

$\varphi_2 > 0$ $\Rightarrow \cos\varphi_2$ avant charge capacitive.

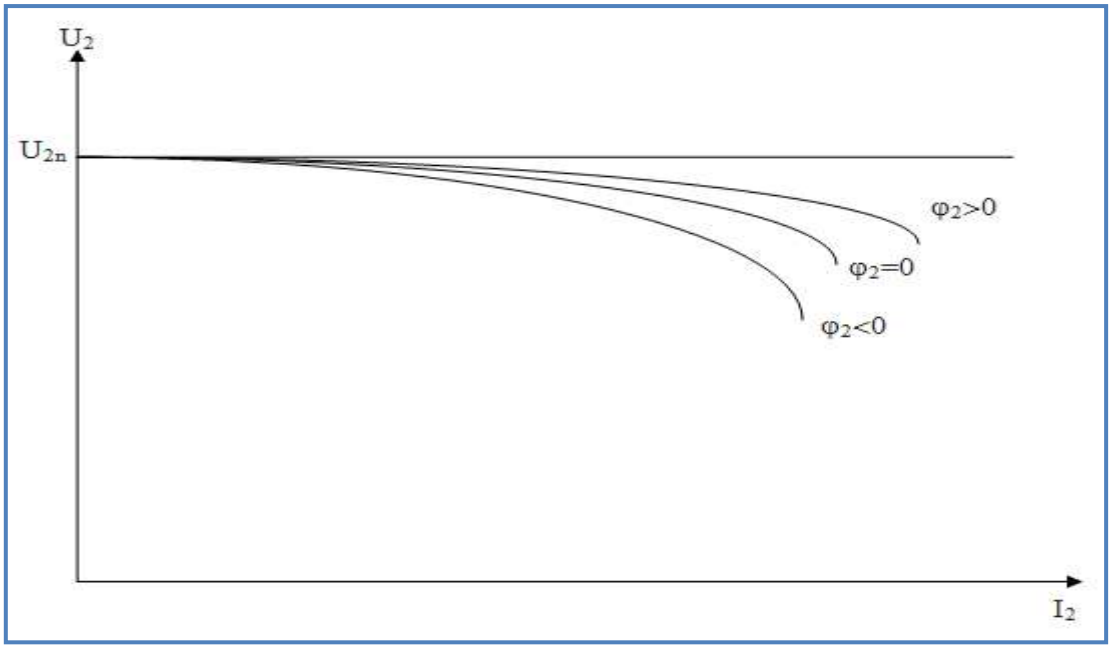



**Figure I.19 :** Courbe représente de la tension $U_2$ en fonction de courant $I_2$.

Comme on peut le constater avec une charge purement résistive la valeur efficace de la tension décroit constamment quand l'intensité efficace du courant augment. Si la charge est inductive la tension décroit encore plus nettement en revanche si la charge et capacitive la tension décroit moins vite, elle peut même pour des intensités faibles, devenir supérieure à la tension à vide. Toutes ces caractéristiques ont deux points communs : la tension à vide et le courant de court–circuit. Toute fois, ce courant de court-circuit qui est très élevé n'est pas accessible seules les parties des caractéristique représentées en trait plein étant obtenues lors de cet essai en charge. Cette étude est importante car elle nous permet de définir la chute de tension d'un transformateur.

La valeur absolue de la chute de tension est la différence entre les valeurs efficaces de la tension secondaire à vide et en charge :

$$\Delta U = U_{20} - U_2 \qquad \text{(I.53)}$$

On l'exprime habituellement sous forme relative en divisant la valeur par la tension à vide, soit :

$$\varsigma = \frac{(m U_1 - U_2)}{m U_1} \qquad \text{(I.54)}$$

Cette chute de tension est d'environ 5%. **[5]**

**I.9.2.1.b. Méthode indirecte :**

La méthode directe a l'inconvénient d'exiger des essais à pleine charge. Essais qui sont d'autant plus difficiles à réaliser que la puissance apparente du transformateur est plus élevée. C'est pour quoi, on préfère utiliser une méthode indirecte basée sur le diagramme de Kapp.

**I.9.2.1.b.1. L'approximation de Kapp : [5]**

Sauf à vide ou aux faibles charges ($I_1 << I_2$), il est possible de négliger $i_0$ devant $i_1$ :

$$\vec{i_1} = \overline{m i_2} \qquad \text{(I.55)}$$

∗ **Approximation de Kapp :**

$i_0 << i_1 \Rightarrow$ Débrancher l'impédance magnétique

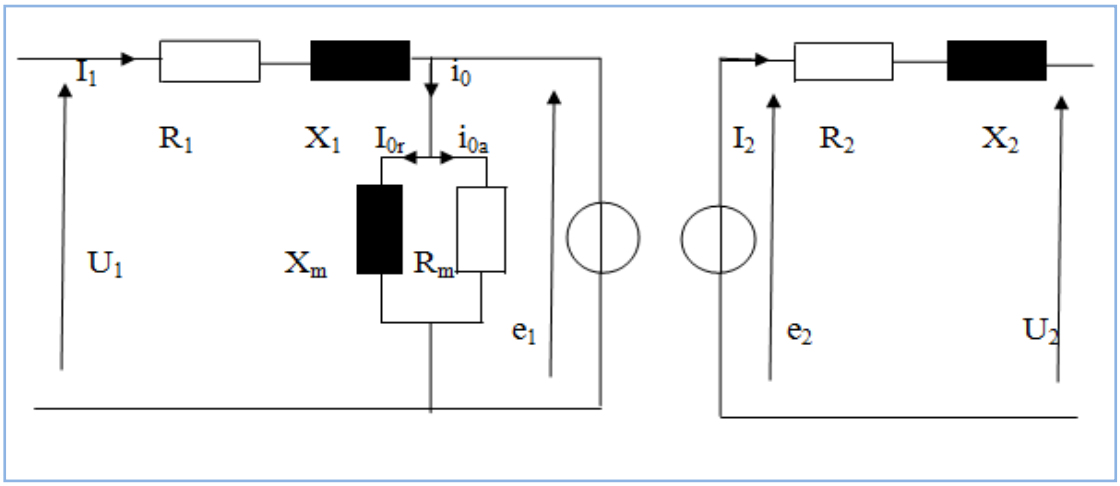



**Figure I.20 :** Schéma électrique équivalant d'un transformateur dans l'approximation de Kapp.

Le modèle électrique de la fig. I.20 est généralement compliqué .Il à été simplifié en faisant attention à pas introduire d'erreurs importantes.

**I.9.2.1.b.1.a. Modèle dit de Kapp : [6]**

Pour l'hypothèse de Kapp :

- Le circuit magnétique est linéaire.
- On néglige $I_{10}$ alors $R_m \approx X_m \approx 0$

Dans ces conditions, la relation entre les intensités $I_1$ et $I_2$ se simplifie et devient :

$N_1I_1 + N_2I_2 = 0$ donc $I_1 = -m\ I_2$

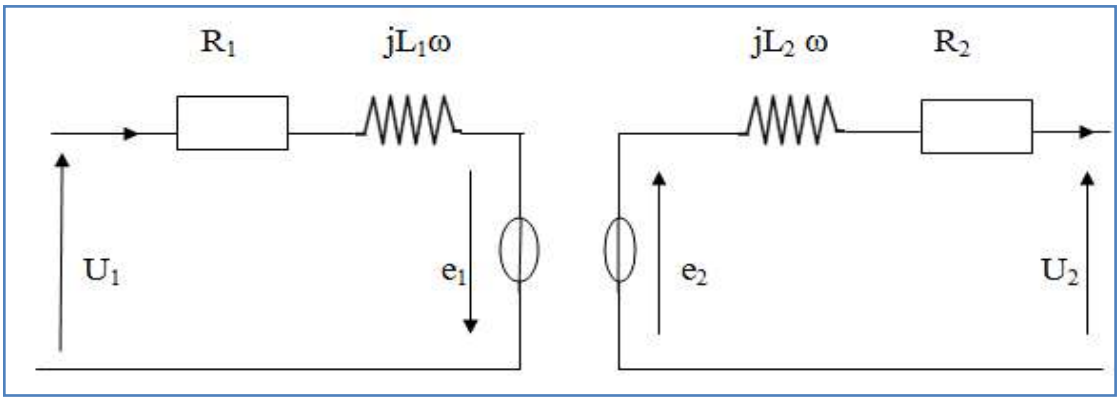



**Figure I.21 :** Schéma équivalent d'un transformateur dans l'approximation de Kapp.

### I.9.2.1.b.1.b. Modèle de Thévenin du transformateur : [6]

Si on ramener l'impédance ($R_1 + jl_1w$) du primaire au secondaire il suffit de la multiplier par $m^2$. Donc :

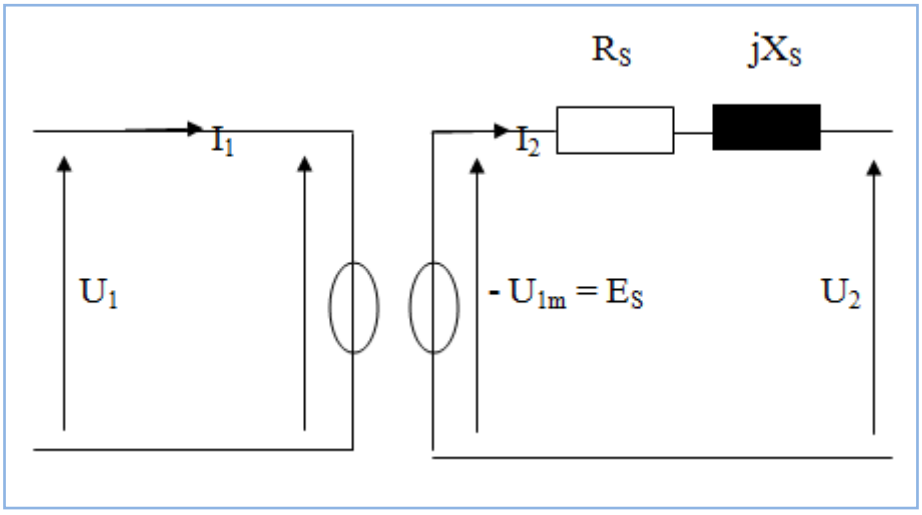



**Figure I.22 :** Modèle de Thévenin d'un transformateur.

$R_S = m^2 R_1 + R_2$ (I.56)

Résistance totale ramenée en secondaire. **[3]**

$Xs = (m^2 l_1 + l_2)\ w$ (I.57)

Réactance totale ramenée en secondaire. **[3]**

Appliquons le théorème de Thévenin au transformateur réel entre les bornes de secondaire :

f.e.m = Es = $-\overline{U_{1m}}$ (I.58)

$\overline{Z_S}$ = $R_S$ + $JX_S$ (I.59)

Un transformateur réel est équivalent à un générateur de Thévenin de tension

$\overline{E_S}$ = f .e .m (I.60)

D'impédance interne $\overline{Z_S}$ .

Nous pouvons alors écrire :

$\overline{E_S} = \overline{U_2} + \overline{Z_S}\,\overline{I_2}$ (I.61)

$-m\overline{U_1} = \overline{U_2} + R_S\,\overline{I_2} + JX_2\,\overline{I_2}$ (I.62)

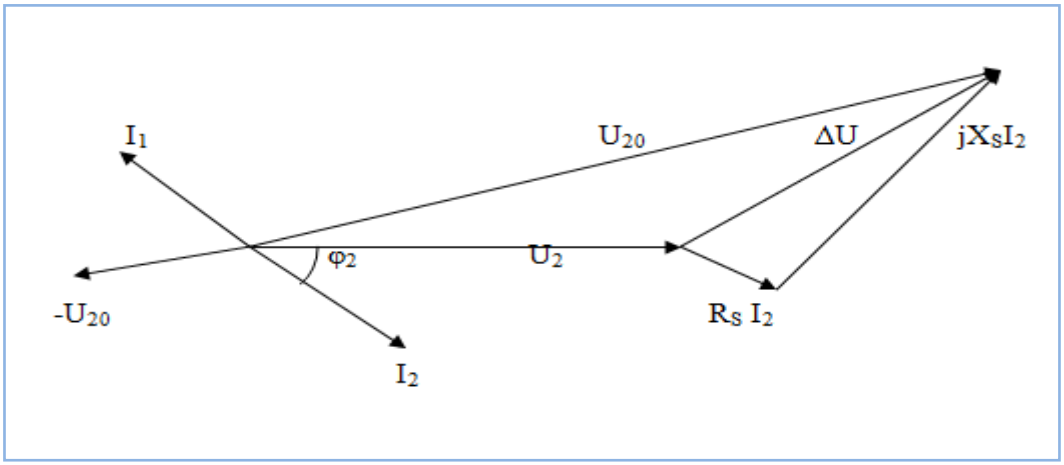



**Figure I.23 :** Diagramme de fonctionnement (charge inductive).

Si on néglige $R_S$ et $X_S$ ($R_S \approx X_S \approx 0$) on obtient (le cosφ > 0) diagramme d'un transformateur parfait

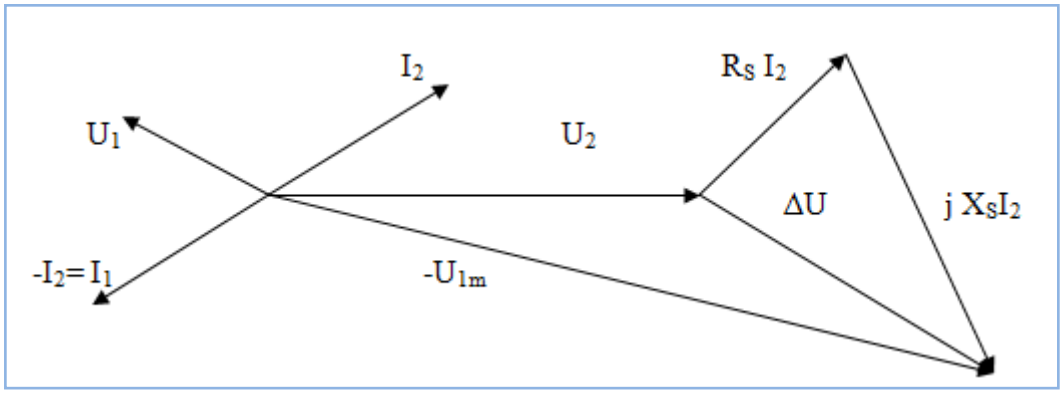



**Figure I.24 :** Diagramme de fonctionnement (charge capacitive).

Les figures I-23 et I-24 sont les représentations graphiques de Fresnel (vectoriel) relatives à l'équation complexe donnée par le modèle de Kapp. D'après Le diagramme :

$$\Delta U = R_S \overline{I_2} + jX_S \overline{I_2} \quad (I.63)$$

Donc

$$\Delta U = R_S I_2 \cos \varphi_2 + JX_S I_2 \sin \varphi_2 \quad (I.64)$$

Ou ΔU représente la chute de tension approchée.

**I.9.2.2. Les pertes par effet joule : [3]**

Elles sont dues aux résistances $R_1$ et $R_2$ du primaire et de secondaire donc

$$P_j = R_1 I_2^2 + R_2 I_2^2 \quad (I.65)$$

Dans l'approximation de Kapp on a

$$I_1 = m I_2 \quad (I.66)$$

D' où

$$P_j = R_1 (mI_2)^2 + R_2 I_2^2 \quad (I.67)$$

Les pertes par effet joule sont proportionnelles au carré du courant de charge $I_2$. Pour les réduire il faut, comme pour réduire la chute de tension $\Delta U_2$, réaliser des enroulements de résistances aussi faibles que possible, c'est-a-dire utiliser des conducteurs de section suffisante.

$$P_j\% = \frac{P_j}{S_n}.100 \quad (I.68)$$

De l'ordre 10 % pour les appareils de faible puissance.

## I.10. Le rendement et les pertes : [3]

### I.10.1. Bilan de puissance :

L'arbre des puissances donne le bilan de puissance complet pour un transformateur :

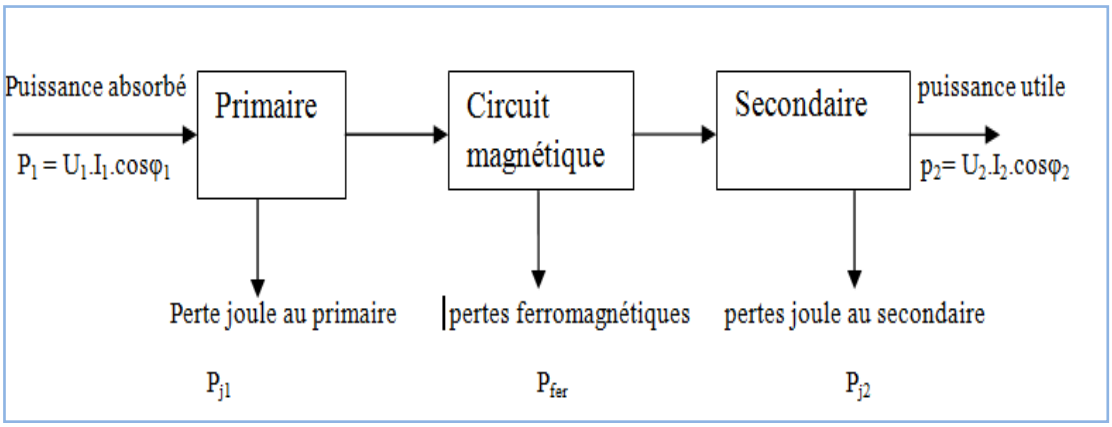



**Figure I.25 :** Arbre des puissances pour un transformateur.

Les pertes ont deux origines :

• électrique.

Les pertes Joule (ou pertes ***cuivre***) dans les enroulements :

$$P_{Joule} = R_1I_1^2 + R_2I_2^2 = R_sI_2^2 \qquad (I.69)$$

• magnétique.

Les pertes fer dans le circuit magnétique dépendent de la tension d'alimentation :

$P_{fer} = \alpha\, V_1^2$

### I.10.2. Le rendement:

On définit le rendement ηl d'un système comme étant le rapport (puissance utile)/( puissance absorbée).

Appliqué au transformateur, le rendement s'écrit :

$$\eta = \frac{p_{utile}}{p_{absorb\ é}} = \frac{p_1}{p_2} = \frac{p_2}{p_2 + p_{mag} + p_j} \quad (I.70)$$

$$\eta = \frac{U_2 I_2 \cos\varphi_2}{U_2 I_2 \cos\varphi_2 + R_S I^2 2 + P_{mag}} \quad (I.71)$$

Le rendement maximal :

$$\eta_{max} \quad \Rightarrow \quad P_j = P_{mag} \quad (I.72)$$

Graphiquement (Fig. I.26) :

$$\eta = \frac{U_2 \cos\varphi_2}{U_2 \cos\varphi_2 + \frac{p_{mag}}{I_2} + R_S I_2} \quad (I.73)$$

$\eta$ maximale, lorsque l'expression :

$$A = \frac{P_{mag}}{I_2} + R_s\ I_2 \quad (I.74)$$

A est minimal, c'est-a-dire lorsque la dérivée $\frac{dA}{dI_2}$ est nulle :

$$\frac{dA}{dI_2} = - \frac{P_{mag}}{{I_2}^2} + R_s = 0 \quad (I.75)$$

$$P_{mag} = R_s {I_2}^2 \quad (I.76)$$

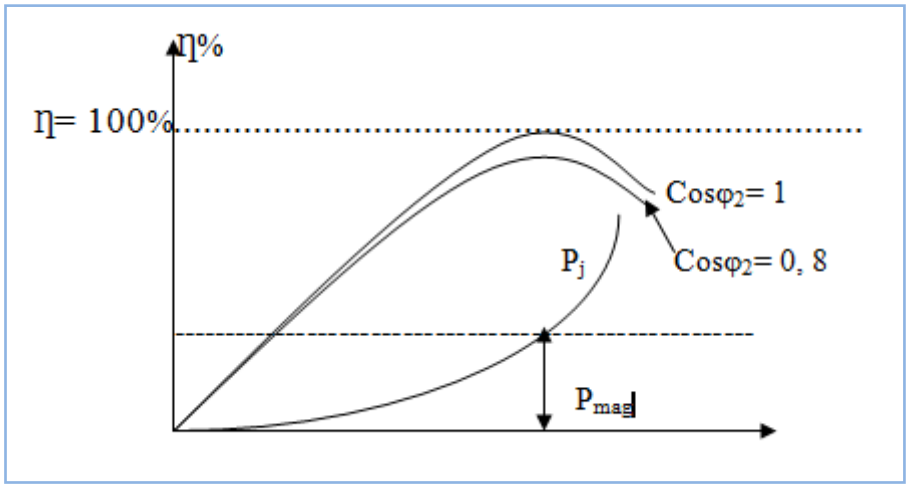



**Figure I.26 :** Rendement d'un transformateur en fonction de la puissance secondaire.

**Remarque :**

Si Ƞ = 100%. Alors le transformateur est parfait $\Rightarrow$ $P_2 = P_1 \Rightarrow (P_j = P_{mag}\ 0)$

$$m = \frac{U_{2n}}{U_{1n}} = \frac{I_{2n}}{I_{1n}} \quad \text{(I.77)}$$

$$U_{1n}I_{1n} = U_{2n}I_{2n} \quad \text{(I.78)}$$

Avec

$$S_n = U_{1n}I_{1n} = U_{2n}I_{2n} \quad \text{(I.79)}$$

## I.11. Conclusion :

Ce chapitre à été consacrée à la définition de quelque généralités et notions de base sur les transformateurs de puissance : constitution, principe de fonctionnement et les déférent type, ainsi nous avons étudié les régimes de fonctionnement (à vide, en charge) et enfin nous terminant notre chapitre par la détermination des rendements et les pertes. Le prochain chapitre sera consacré à la protection de transformateur.

## II.1. Introduction :

Dans un réseau d'énergie électrique, les transformateurs de puissance constituent des maillons sensibles situés entre la chaine de production et celle de transport et distribution d'énergie.

Lorsqu'un défaut arrive sur un transformateur de puissance, les dommages sont proportionnels au temps d'effacement du défaut. Le transformateur doit être déconnecté le plus rapidement possible.

Il est clair qu'une protection rapide et fiable doit être utilisée pour détecter les défauts et effectuer un déclenchement dans les délais.

La surveillance du transformateur de puissance peut être également utilisée pour détecter les conditions anormales pouvant entraîner le développement de défaut.

## II.2. Le contexte historique : [11]

L'histoire de la technique de protection date depuis plus d'un siècle. Dès 1902, le premier relais à maximum de courant création de Charles Brown (Brown Boveri Cie), était breveté.

Pendant des décennies, on a utilisé des relais électromécanique jusqu'à ce que des relais statique apparient au cours des années 60. Par rapport aux relais électromécanique, l'utilisation croissante de circuits intègres a fourni un fonctionnalisme plus élevés et aussi une fiabilité accrue.

Grâce à l'auto surveillance permanente de l'ensemble de système de protection, l'utilisation de microprocesseur améliore la disponibilité. Un système de protection assisté par des microprocesseurs fournit en outre une plus grande souplesse, ainsi que des nouvelles fonctions complémentaires, avec une extension standard réduit de matériels, de sorte que la fiabilité augmente de manière correspondante.

- Protection Electromécanique : 1900 → 1960/1970 ;
- Protection Statique : 1960/1970→1990/1995 ;
- Protection Numérique : Depuis 1990/1995.

## II.3. But de protection : [11]

Lorsqu'un défaut se produit sur un des éléments du réseau, il est indispensable de mettre hors circuit cet élément pour limiter les dégâts que le courant de défaut peut causer, et éviter les répercussions que le maintien du défaut aurait sur le fonctionnement général de tout le réseau.

La protection électrique peut être ainsi considérée comme une sentinelle permanente dont le rôle est de déceler l'existence de tout défaut électrique et mettre automatiquement hors circuit l'élément ou l'équipement devenu défectueux.

## II.4. Qualités essentielles des protections électriques : [11]

Maintenant que nous connaissons le but fondamental des protections électriques, voyons les quatre qualités permettant d'atteindre ce but :

### II.4.1. Vitesse :

Lorsque des défauts électriques ou des courts-circuits se produisent, le dommage causé dépend largement de leur durée. Il est donc souhaitable d'interrompre au plus vite tout défaut de ce genre. Depuis 1965, de grands progrès ont été effectués dans ce sens.

Des relais de détection ultra-rapide peuvent maintenant réagir en 10 millisecondes et le relaiement lui-même peut avoir lieu en 2 millisecondes. La mise en place des zones de protection permet d'amoindrir les besoins en matière de relais à action différée.

### II.4.2. Fiabilité :

Il est indispensable que les protections fonctionnent parfaitement à n'importe quel moment où leur intervention est nécessaire, sinon les conséquences peuvent être très graves.

La fiabilité nécessaire est assurée grâce à la redondance des protections A et B (Fig. II.7) et à la redondance des alimentations électriques.

### II.4.3. Sécurité :

Les protections ne doivent isoler que l'équipement défectueux et ne doivent en aucun cas intervenir inutilement sur l'équipement intact. Cet objectif est atteint grâce à un chevauchement des zones de protection.

### II.4.4. Sensibilité :

Les protections doivent pouvoir faire la distinction entre un fonctionnement normal et un fonctionnement défectueux. Elles doivent déceler les défauts et y réagir en amorçant tout déclenchement nécessaire avant que la situation ne devienne dangereuse. Elles ne doivent cependant pas être sensibles au point d'intervenir inutilement. Certaines charges nécessitent normalement des courants de grande intensité au démarrage.

Les protections ne doivent pas confondre ces charges avec celles causées par des défauts, tout en continuant de pouvoir déceler celles qui nécessitent leur intervention. La capacité de relaiement permettant de satisfaire aux besoins liés à la sensibilité est assurée grâce à la mise en œuvre de zones de protection.

## II.5. les défauts dans les transformateurs : [9]

Les défauts affectant les transformateurs de puissance peuvent être divisés en deux catégories, les défauts en dehors de la zone de protection du transformateur classé comme des défauts externe et les défauts dans la zone de protection du transformateur classés comme des défauts internes.

Certains défauts externes sont des courts-circuits qui sont limitées pratiquement par la réactance du transformateur seulement.

Les courants de défaut affectant les transformateurs sont très élevés parce ce que leur réactance est généralement faible. Si ces courants de défaut persiste, ils peuvent largement endommager le transformateur. Dans ce cas, le transformateur doit être débranché pour éviter des dommages. Il n'est pas indispensable pour déconnecter un transformateur du système si les courants de défaut écoulant dans un transformateur ne sont pas excessifs ou ne sont pas conservées pendant une longue période.

### II.5.1. Le défaut interne : [13]

### II.5.1.a. Défauts à la terre :

**∗Mise à la terre efficace du neutre :**

Dans ce cas, le courant de défaut est contrôlé principalement par la réactance de fuite qui varie de manière complexe en fonction de la position du défaut dans l'enroulement. La réactance diminue en direction du neutre de sorte que le courant s'élève effectivement pour des défauts se rapprochant de l'extrémité du neutre (voir la figure II.1 etII.2)

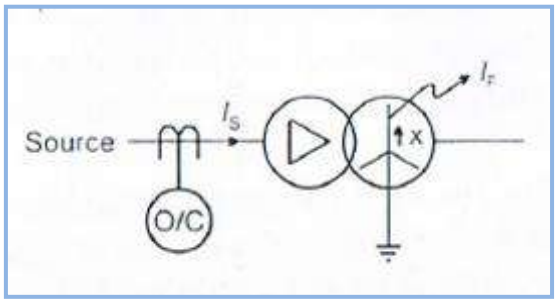



**Figure II.1 :** Mise à la terre efficace du neutre.

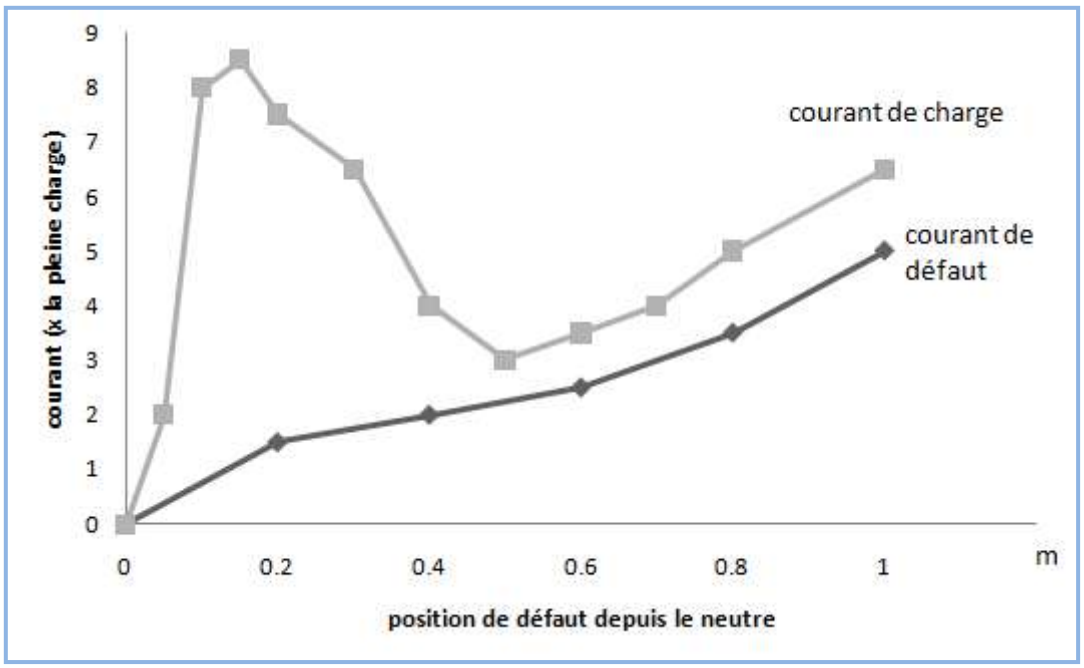



**Figure II.2 :** Relation entre courant de défaut et position de défaut par rapport au neutre (mise à la terre).

le courant primaire d'entré est modifie par le rapport de transformateur et est limité à 2-3 fois le courant de pleine charge du transformateur pour des positions de défaut situées sur la majeure partie des enroulements en étoile .un relais de sur intensité du cote HT ne pourra donc pas fournir une protection adéquate contre les défauts à la terre du cote BT .

**∗Résistance de neutre mis à la terre :**

Pour cette application, le courant de défaut varie linéairement avec la position du défaut, du fait que la résistance représente l'impédance dominante en limitant le courant de défaut maximum approximativement la valeur du courant de pleine charge (voir la figure II.3 et II.4)

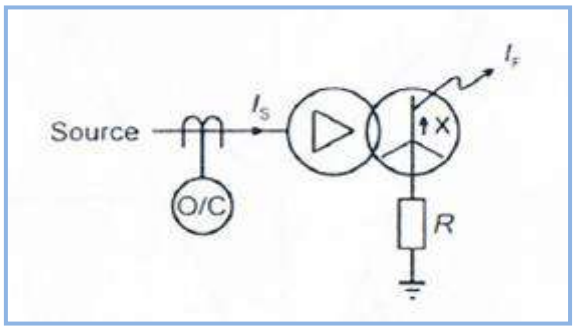



**Figure II.3 :** Résistance de neutre mis à la terre.

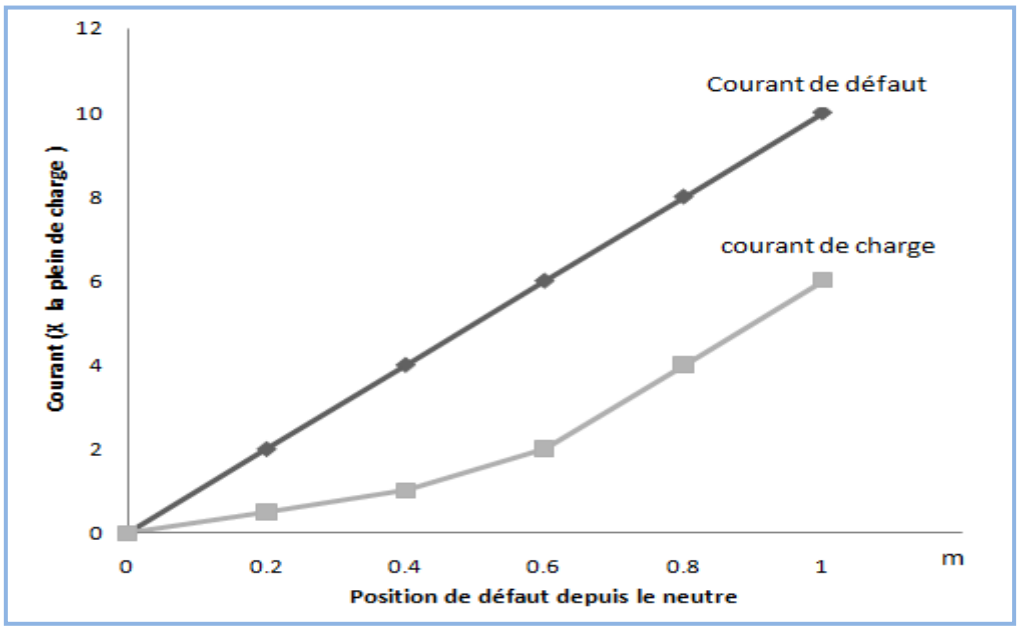



**Figure II.4 :** Relation entre courant de défaut et position de neutre (Résistance mise à la terre).

Le courant d'entré du primaire représente approximativement 57% du courant nominal, rendent impossible toute production contre le défaut à la terre BT par un relais de surintensité HT, la protection restreinte contre le défaut à la terre et en conséquence fortement recommandée pour couvrir les défauts à la terre des enroulements.

**II.5.1.b. Défauts entre spires :**

L'isolation entre spire peut lâcher en raison des forces électromagnétique et mécanique sur l'enroulement que produisant des frottements ou des craquelures. La pénétration de l'humidité dans le réservoir d'huile peut être aussi un facteur aggravent. Un transformateur de puissance HT. Connecte à un système de transmission par ligne aérienne, sera sujet à un foudroiement dont la tension sera parfois supérieure à plusieurs fois la tension nominale du système. Ces décharges frontales vont toucher les extrémités des enroulements et éventuellement trouer l'isolation en entrainant le court- circuit d'une spire. Des courants d'intensité très élevée circulent dans la spire en court- circuit pour un courant relativement faible circulant dans la ligne (voir la figure II.5)

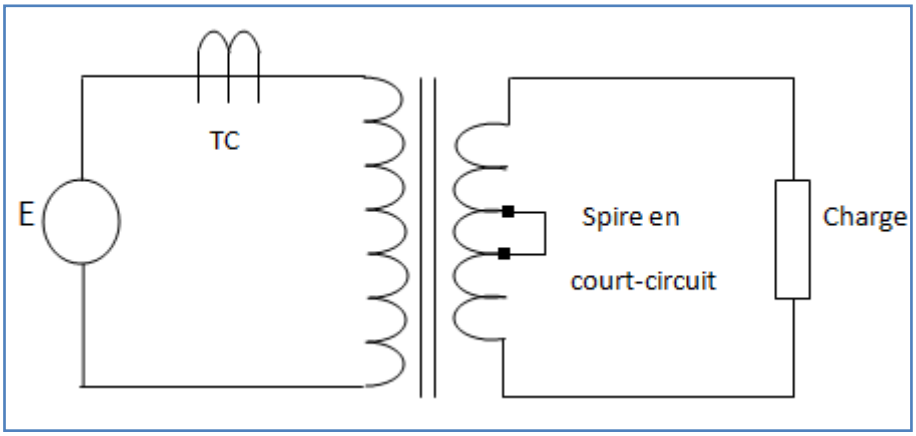



**Figure II.5 :** Défauts entre spire.

**II.5.1.c. Défauts du noyau :**

Des courants de défaut élèves prouvent causer un déplacement, un frottement et éventuellement un pontage des lamelles du noyau, provoquant ainsi l'apparition de courant de Foucault qui peuvent générer de sérieuses sur chauffes.

Les pertes additionnelles au neveu de noyau ne seront pas en mesure de produit un changement notable dans les courant de ligne ; elles ne pourront donc être détectées par aucun système de protection électrique. Les surtensions à fréquences industrielles non seulement augmentent la contrainte imposée à l'isolation, mais elles provoquent aussi une augmentation du courant magnétique. Ce flux est détourné du noyau fortement saturé vers ses boulons de fixation, qui normalement ne transportent qu'un flux très faible. Ces boulons peuvent être rapidement chauffés à une température qui détruite leur propre isolation, ce qui met en court-circuit les lamelles de noyau.

Heureusement, cette chaleur intense localisée qui endommage l'isolation des enroulements va transformer l'huile en gaz qui s'élever jusqu' au conservateur et être détecté par un relais de Buchholz (voir plus loin II.8.a).

**II.5.1.d. Défaillances du réservoir :**

La perte d'huile à travers une fuite du réservoir peut causer une réduction de l'isolation et entrainer éventuellement une surchauffe à charge normale en raison d'une perte effective du refroidissement et contribuer ainsi à la surchauffe, de même que la défaillance des pompes et des ventilateurs de refroidissement équipant généralement les transformateurs de grande taille.

**II.5.2. Le défaut externe : [14]**

**II.5.2.a. Surcharge :**

Les échauffements admissibles dans les différentes parties du transformateur, en tenant compte des valeurs limitent d'échauffement fournies par les normes, basées sur une durée de vie escomptée liée au vieillissement des isolants, caractérisent un fonctionnement permanent.

Un courant de valeur supérieure à la valeur assignée correspond à un fonctionnement en surcharge. Une situation de surcharge maintenue, entraîne un dépassement des échauffements sur certains points du transformateur et, dans le cas d'une température ambiante élevée, un dépassement des températures admissibles. La distinction entre échauffements et températures est importante car elle permet d'apprécier différemment la criticité de certaines situations de surcharge.

**II.5.2.b. Courts-circuits :**

En cas de défaut en aval du transformateur, l'impédance des circuits devient très importante dans les calculs des courants de court-circuit, et seuls les défauts localisés à proximité immédiate du transformateur représentent une contrainte significative pour celui-ci. Pour le transformateur, le défaut basse tension proche des bornes se traduit par des contraintes thermiques, fonctions de la valeur et de la durée du défaut, et des contraintes mécaniques, par effet électrodynamique (sur les enroulements) surtout à l'apparition du défaut.

Les transformateurs sont généralement conçus pour pouvoir supporter le court-circuit aux bornes. Toutefois, la répétition de défauts peut avoir un effet cumulatif, sur des déplacements de bobinages par exemple, et participer à un vieillissement prématuré. Dans tous les cas, la durée du défaut doit être limitée par une protection sous peine de conduire à la destruction par effet thermique (risque d'incendie).

## II.6. Protection du transformateur : [9]

Différentes approches sont utilisées pour protéger un transformateur. Même pour des transformateurs identiques, appliquées différemment dans un système d'alimentation. La philosophie de protection utilisée est influencée par la taille et l'importance du transformateur. Les petits transformateurs son habituellement protégée par des fusibles et des relais de surintensité et les relais contre les défauts à la terre instantané. Tandis que les relais différentiel, à accumulateur de gaz et de détection de pointe d'huile sont utilisés pour la protection des grands transformateurs électriques.

**II.6.1. Fusibles :**

Les fusibles sont couramment utilisés pour la protection des transformateurs de puissance jusqu'à 5 MVA. Les fusibles protègent les transformateurs des défauts interne et dans certains cas aussi les défauts externes. Les fusibles sont économiques, nécessitent ni entretien ni alimentation en courant continu. La fusion d'un fusible d'une seule phase d'un transformateur triphasé n'isole pas les deux phases restantes.

Ce mode de fonctionnement est préjudiciable aux charges connectées. Par conséquent, une protection spéciale doit être ajoutée pour éviter ce fonctionnement en une seule phase. Protection contre les défauts internes fournis par fusibles est

toutefois limitée. Donc, des dispositifs sensibles pour protéger contre les défauts internes doivent être fournis.

### II.6.2.protection à maximum de courant de transformateur : [15]

Les protections à maximum de courant à temps constant équipent chaque enroulement du transformateur.

#### II.6.2.a. protection cote THT :

C'est une protection qui réalise le secours des protections internes et de la protection différentielle. Dans certains cas, cette protection comporte deux seuils de fonctionnement en courant:

- Un seuil de courant violent (Seuil de courant très haut), réglé pour protéger le transformateur contre les défauts internes, avec une action instantanée:

$$I_R = 1.3 \times I_{CCMAX..} \qquad \text{(II.1)}$$

$$T = 0 \ (s)$$

Avec $I_{CCMAX}$ : le courant de court-circuit maximal aux bornes HT du transformateur correspondant au régime maximal de fonctionnement du réseau.

Le réglage de la protection à maximum de courant instantanée doit être sélectif quelque soit le régime de fonctionnement du réseau. En assimilant l'impédance du transformateur à celle d'une ligne on reproduit la courbe (ci-dessous) donnant la variation des courants de courts-circuits en fonction de l'impédance et du régime de fonctionnement du réseau source.

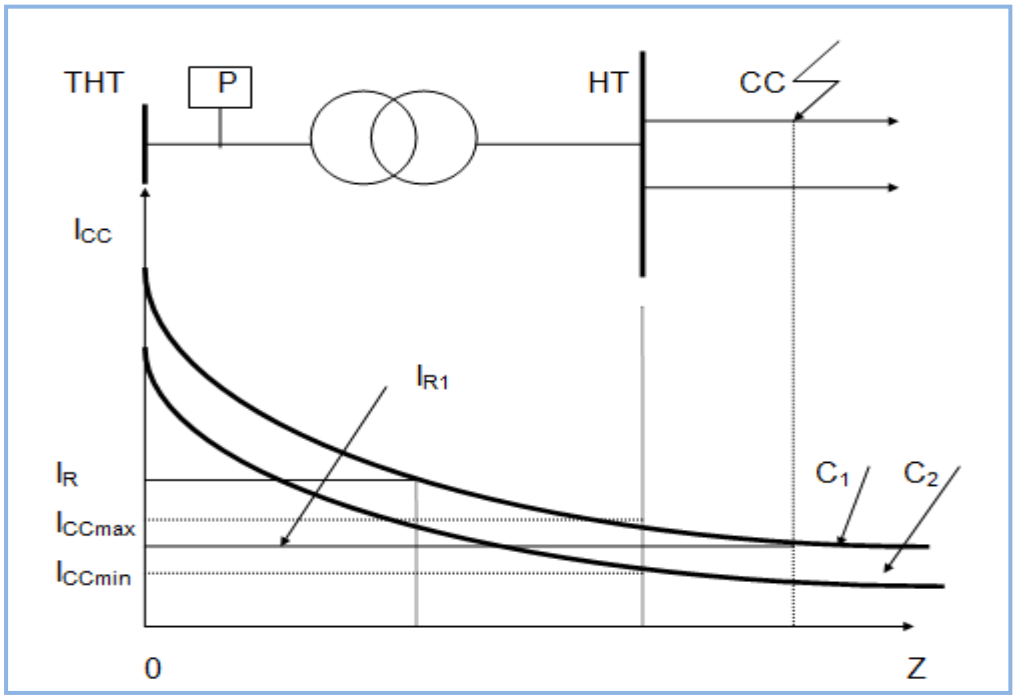



**Figure. II. 6 :** variation de courant de court-circuit en fonction de l'impédance.

Avec : $C_1$ : Régime de fonctionnement maximal.

$C_2$ : Régime de fonctionnement minimal.

Un courant de réglage supérieur au courant $I_{CC\ max}$ (soit $I_R$) garantit la sélectivité de fonctionnement. Par contre un courant de réglage compris entre $I_{CC\ min}$ et $I_{CC\ max}$ (soit $I_{R1}$) engendre des déclenchements non sélectifs lors des fonctionnements en régime maximal du réseau.

- Un seuil de surcharge protégeant le transformateur contre les surcharges inadmissibles. Il est réglé à :

$$I_R = 1.3 \times I_{N.TR} \qquad \text{(II.2)}$$

$$T = T_{HT} + \Delta t \qquad \text{(II.3)}$$

Avec :

$I_{N.TR}$ : Le courant nominal du transformateur coté THT.

$T_{HT}$ : Temporisation de la protection de courant coté HT.

$\Delta t$ : Echelon de temps sélectif

**II.6.2.b. Protection côté HT :**

La protection à maximum de courant côté HT protège le transformateur contre les surcharges inadmissibles. Elle réalise aussi la protection de secours des barres et des départs H.T. Elle est réglée de la même façon que le seuil de surcharge de la protection à maximum de courant installée sur l'enroulement primaire du transformateur.

$$I_R = 1.3 \times I_{N.TR} \quad \text{(II.4)}$$

$$T_{HT} = T_{DEP>} + \Delta t \quad \text{(II.5)}$$

Avec :

- $I_{N.TR}$ : Le courant nominal du transformateur coté HT
- $T_{DEP>}$ : Le temps le plus haut réglé sur les départs.
- $\Delta t$ : Echelon de temps sélectif

**II.6.2.c. Protection cote MT :**

Cette protection est destinée à protéger la liaison reliant le tertiaire du transformateur et le TSA contre les défauts polyphasés.

C'est parfois une protection à deux seuils de fonctionnement:

- Le seuil violent est réglé pour protéger le transformateur contre les défauts internes au TSA.

$$I_R = 1.3 \times I_{CCMAX..} \quad \text{(II.6)}$$

$$T = 0 \ (S)$$

Avec : $I_{CCMAX}$ : Le courant de court-circuit au secondaire du TSA.

- Le seuil de surcharge réglé à:

$$I_R = 1.3 \times I_{N.TSA} \quad \text{(II.7)}$$

$$T = 0.5 \ (S)$$

**TSA :** transformateur de service auxiliaire.

### II.6.3. Protection Différentiel : [16]

La protection différentielle est l'une des techniques les plus fiables et les plus populaires dans la protection des systèmes d'énergie. La protection différentielle compare les courants qui entrent avec les courants qui quittent la zone de protection. Si la somme nette des courants qui entrent et les courants qui quittent la zone de protection est égale à zéro, on conclut qu'il n'y a aucun défaut. Cependant, si cette somme n'est pas égale à zéro, la protection différentielle conclut qu'un défaut existe dans la zone et prend des mesures pour isoler la zone en défaut du reste du système.

En 1904, les ingénieurs britanniques Charles H. Merz et Bernard Price ont développé la première approche pour la protection différentielle. Les avantages du système proposé par Merz et Price furent bientôt reconnus et la technique a été largement appliquée depuis lors. Cependant, il est vite devenu évident que la protection différentielle fonctionne incorrectement à cause de décalage qui existe entre les courant des transformateurs aux deux extrémités de la zone, cette différences dans le circuit de relais et en raison de courants d'appel ou les courants excessifs causés par des surtensions du système aux bornes du transformateur. Au cours des années, divers procédés ont été développés pour assurer un fonctionnement correct des relais différentiels.

#### II.6.3.1. Principe de la protection différentielle :

La Figure II.7 représente une phase d'un système de protection différentiel triphasé. Des circuits multiples peuvent exister, mais l'exemple est suffisant pour expliquer le principe de base de la protection différentielle. On peut observer à partir de la Figure II.7 que la zone de protection est délimitée par deux ou trois transformateurs de courant. Les conducteurs apportant le courant des transformateurs de courant au relais différentiel sont dans quelques situations appelées les fils pilotes.

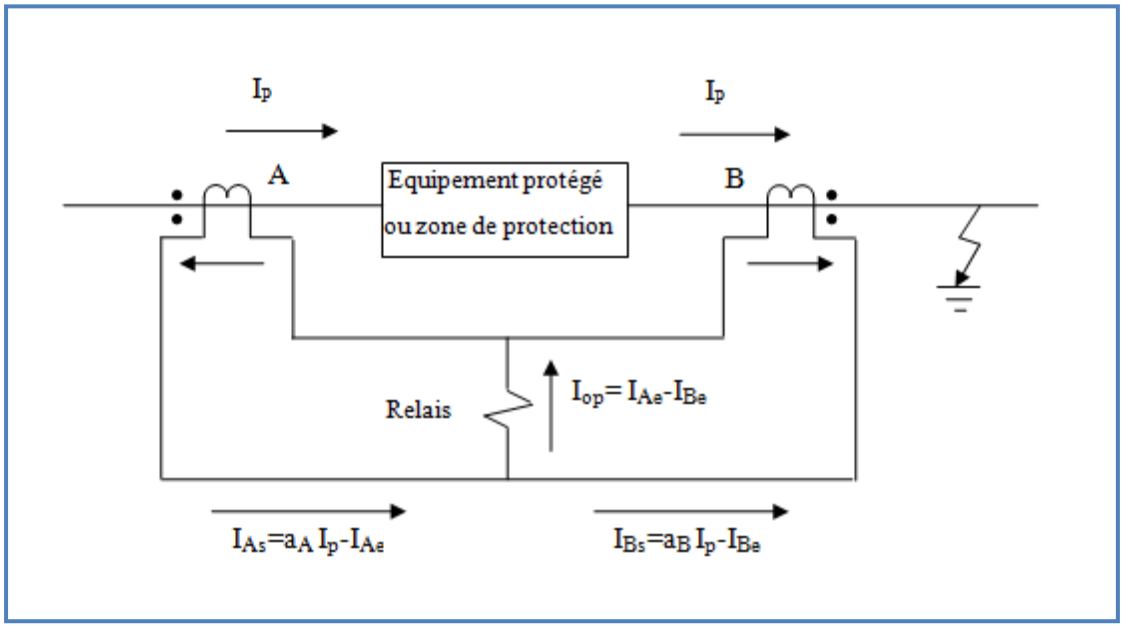



**Figure II.7 :** Protection différentiels pendant un défaut externe.

Dans des conditions normales, le courant $I_p$ à l'entrée de l'unité protégée serait égal au courant sortant à chaque instant. Le courant secondaire dans le fil pilote du transformateur de courant A est égal à :

$$I_{As} = a_A I_P - I_{Ae} \qquad \text{(II.8)}$$

Où :

$a_A$ : est le rapport de transformation du transformateur de courant A.

$I_{Ae}$ : est le courant d'excitation du transformateur de courant A dans le secondaire.

Pour le transformateur de courant B, l'équation est semblable et est comme suit :

$$I_{Bs} = a_B I_P - I_{Be} \qquad \text{(II.9)}$$

En assumant que les rapports de transformation sont égaux, $a_A = a_B = a$, le courant d'opération $I_p$ du relais est donné par :

$$I_{op} = I_{Ae} - I_{Be} \qquad \text{(II.10)}$$

Pendant le régime normal ou pendant les défauts externes, le courant d'opération du relais est petit, mais j'aimais égale à zéro.

En cas d'un défaut dans la zone de protection (Figure II.8), le courant d'entrée n'est plus égal au courant de sortie. Le courant d'opération du relais différentiel est maintenant la somme des courants d'entrée alimentant le défaut suivant les indications de la figure II.8.

$$I_{op} = a(I_{F1}+I_{F2})-I_{Ae}-I_{Be} \qquad \text{(II.11)}$$

Ce courant actionne le relais pour isoler la zone en défaut.

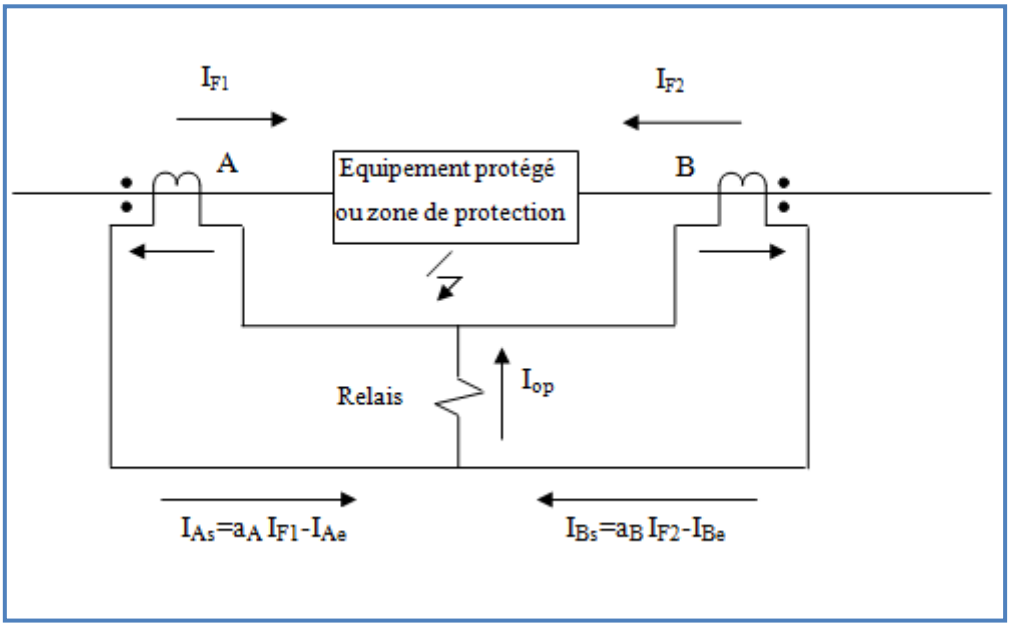



**Figure II.8 :** Protection différentielle pendant un défaut interne.

### II.6.3.2. Protection différentielle à pourcentage : [17]

Excepté les défauts internes très légers, la bonne discrimination est disponible pour détecter des défauts à l'intérieur de la zone différentielle. La protection différentielle à pourcentage surmonte les problèmes reliés à l'identification des défauts internes légers tout en gardant les avantages de l'arrangement différentiel de base général, le courant de fonctionnement dans le relais différentiel est égal à :

$$I_{diff} = |Iw_1 + Iw_2| \qquad \text{(II.12)}$$

Avec,

$I_{w1}$ $I_{w2}$ sont les courants sur les fils pilotes des transformateurs de courant

Pour leur fonctionnement, les relais différentiels à pourcentage utilisent un courant de restriction. Les manières les plus communes d'obtenir le courant de contrainte, où *k* est un facteur de compensation, généralement pris en tant que 0,5 ou 1 est :

$$I_{stab} = k|\, Iw_1 - Iw_2\,| \qquad \text{(II.13)}$$

$$I_{stab} = k\,(|Iw_1| + |Iw_2\,| \qquad \text{(II.14)}$$

$$I_{stab} = Max\,(|Iw_1|, |\,Iw_2|), \qquad \text{(II.15)}$$

La protection différentielle à pourcentage utilise le courant de contrainte $\mathbf{I}_{stab}$ **,** ainsi que le courant différentielle $\boldsymbol{I_{diff}}$ pour définir l'opération de relais sur un plan des coordonnées ($I_{stab}$, $I_{diff}$), comme représenté sur la figure II.9. Une ligne divise le plan des coordonnées en deux parties. La partie supérieure c'est une zone de fonctionnement tandis que la partie plus inférieure est la zone de stabilisation ou blocage. Cette ligne de division est appelé la caractéristique du relais différentiel. Les caractéristiques typiques des relais différentiel présentent une petite pente pour les courants faibles permettent d'avoir une grande sensibilité pour les défauts internes. Pour des courants plus élevés, la pente de la caractéristique est beaucoup plus élevée, ce qui nécessite que le courant de fonctionnement, $I_{diff}$ soit plus haut afin de provoquer le fonctionnement du relais différentiel.

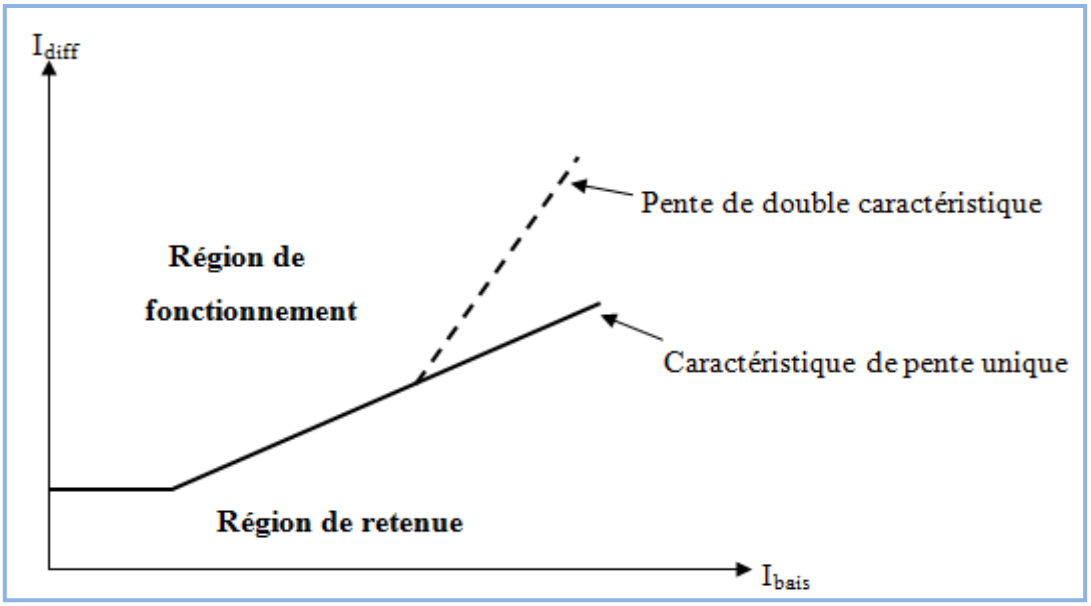



**Figure II.9 :** Caractéristique d'un relais différentiel à pourcentage.

Le fonctionnement d'un relais différentiel à pourcentage peut s'exprimer par manière l'équation suivante :

$$I_{diff} > SLP_i . I_{stab}, \quad \text{(II.16)}$$

Où $SLP_i$ est la pente de la caractéristique du relais différentiel.

### II.6.3.3. Protection différentielle d'un transformateur : [9]

Les transformateurs sont protégés par des relais différentiels. Les défauts entre enroulements (courts-circuits) et à la terre qui se produisent à l'intérieur des transformateurs peuvent être décelés par ces circuits de protection. Si ces défauts ne sont pas décelés et que le transformateur n'est pas rapidement isolé, le dispositif risque d'être gravement endommagé.

N'oublions pas qu'un relais différentiel est fondamentalement un relais de surintensité instantanée associé à la différence d'intensité entre le courant qui entre et celui qui sort de la zone à protéger.

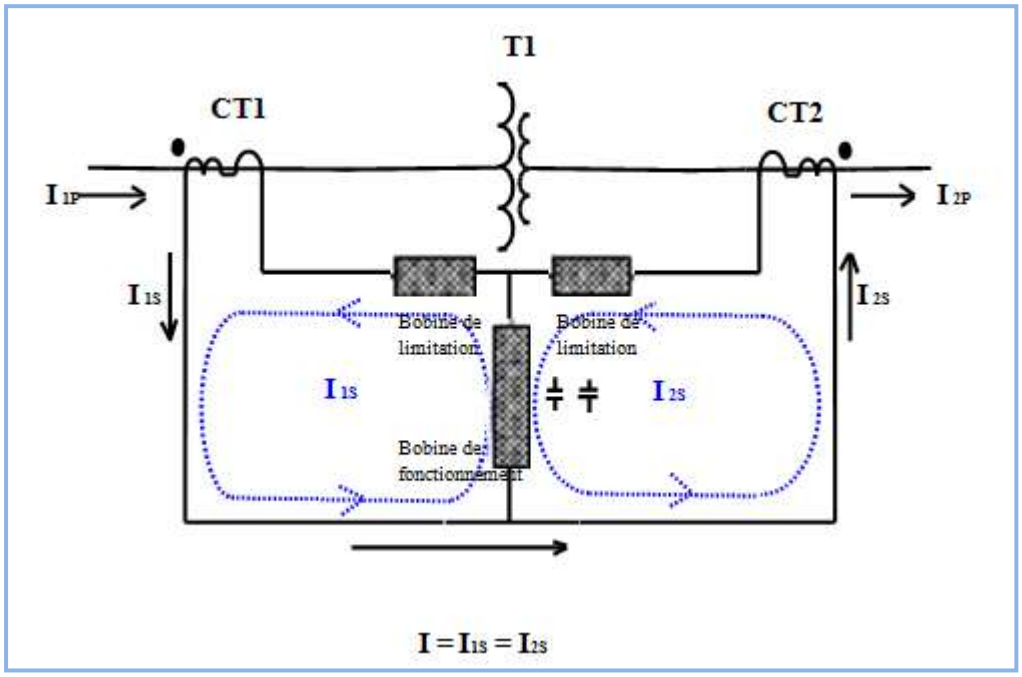



**Figure II.10 :** Protection différentielle d'un transformateur.

Les relais différentiels pour transformateur sont dotés de bobines de limitation, comme l'illustre la figure II.10. L'intensité du courant de fonctionnement doit être

fixée à une valeur plus élevée (d'un certain pourcentage) que celle du courant circulant dans les bobines de limitation. Les relais différentiels pour transformateur portent pour cette raison le nom de relais différentiels compensés. En nous reportant de nouveau à la figure II.10, nous pouvons constater que lors de la mise sous tension initiale du transformateur, aucun courant ne circule dans le transformateur d'intensité TC2. Le courant $I_{1S}$ du secondaire de TC1 circule à travers les bobines de fonctionnement et de commande et empêche toute commande de déclenchement, à moins que l'intensité du courant ne soit très forte. Les bobines de compensation empêchent également les relais de fonctionner lors des changements de prise, pendant lesquels le rapport entre le courant d'entrée et de sortie change continuellement.

Les relais différentiels pour transformateur font usage d'un élément qui n'est pas montré sur le schéma : le deuxième harmonique retardateur.

Lors de la mise sous tension initiale des transformateurs, une saturation magnétique du noyau se produit et la forme d'onde du courant d'appel de forte intensité qui circule à ce moment est déformée. On dit de cette forme d'onde qu'elle comprend un deuxième harmonique fort.

Les relais différentiels pour transformateur font usage de ce fait connu pour accentuer l'effet retardateur lorsqu'ils décèlent ce deuxième harmonique. Lorsqu'un transformateur est mis sous tension, cette fonction supplémentaire empêche de l'isoler par déclenchement à cause d'un courant de magnétisation trop fort, mais elle n'augmente pas la durée de la temporisation.

Comme les relais différentiels n'interviennent pas en fonction d'un courant de charge ou de défauts se produisant hors des zones protégées, il peut être réglé pour fonctionner avec un courant de faible valeur et donc entrer rapidement en action en cas de problème. Il est inutile de retarder l'intervention du relais et donc un relais de type à action rapide peut être utilisé.

### II.6.3.3.a. Les problèmes de la protection différentielle :

Pour une correcte distinction entre les défauts internes et externes, les courants secondaires des transformateurs de courant sur un dispositif de protection différentielle doivent être identiques. Un certain nombre de facteurs nuisent à l'équilibre des courants comparé. Certains de ces facteurs sont comme suit :

- Rapport de transformation entre le courant entrant $I_e$ et le courant sortant $I_s$,
- Mode de couplage entre le primaire et le secondaire,
- Courant d'enclenchement,
- Courant magnétisant permanent,

### II.6.3.3.a.1. Problème lié au rapport de transformation et au mode de couplage :

Les courants primaires et secondaires sont différents en amplitude à cause du rapport de transformation et différents en phase en fonction du mode de couplage (par exemple, un transformateur triangle-étoile déphase 30°).

Il faut donc que les mesures de ces courants soient mises en forme pour que les signaux comparés soit égaux en fonctionnement normal. Ceci est réalisé par l'utilisation de transformateurs auxiliaires d'adaptation dont le rôle est d'égaliser les amplitudes et les phases.

Lorsqu'une coté du transformateur est un étoile avec le neutre à la terre, les transformateurs d'adaptation situés sur ce coté sont branchés en triangle afin d'éliminer les courants résiduels qui seraient vus lors d'un défaut à la terre extérieur au transformateur.

### II.6.3.3.a.2. Problème lié au courant d'enclenchement du transformateur :

L'enclenchement d'un transformateur provoque un courant transitoire très élevé (de 8 à 15 $I_n$), il ne traverse que l'enroulement primaire et dure quelques dixièmes de secondes. Il est donc vu par la protection comme un courant différentiel, sa durée est nettement supérieure au temps de fonctionnement de la protection (environ 30 ms).

Une détection basée uniquement sur la différence entre les courants primaires et secondaires du transformateur provoquerait l'action de la protection. Il faut donc que

la protection soit capable de distinguer un courant différentiel du à un défaut, d'un courant différentiel du à l'enclenchement du transformateur.

L'expérience a montré que l'onde de courant d'enclenchement contenait au moins 20 % d'harmonique de rang 2 (courant à fréquence 100 Hz ), alors que ce pourcentage n'est jamais supérieur à 5 % lors d'une surintensité due à un défaut interne au transformateur.

Les protections différentielles transformateur doivent donc être équipées d'un système de verrouillage de la protection lorsque le pourcentage harmonique de rang 2 par rapport au fondamental (courant à 50 Hz) est supérieur par exemple à 15 %.

**II.6.3.3.a.3. Problème lié au courant de magnétisation lors d'une surtension d'origine externe :**

Le courant de magnétisation constitue une différence entre les courants primaires et secondaires du transformateur. Il est donc vu comme un courant de défaut par la protection différentielle bien qu'il ne soit pas du à un défaut. En régime normal, ce courant de magnétisation est très faible et n'atteint pas le seuil de fonctionnement de la protection.

Par contre, lors d'une surtension d'origine externe au transformateur, le matériau magnétique saturé car les transformateurs sont dimensionnés pour fonctionner à la limite de la saturation pour la tension nominale d'alimentation. La valeur du courant de magnétisation augmente alors de façon très significative et le seuil de fonctionnement de la protection peut être atteint.

L'expérience a montré que le courant de magnétisation du à la saturation du matériau magnétique contenait un taux élevé d'harmonique de rang 5 (courant à fréquence 250 Hz).

Pour éviter les risques de déclenchement intempestif lors d'une surtension d'origine externe, il existe deux solutions :

- Verrouiller la protection lorsqu'une élévation de tension est détectée,
- Verrouiller la protection lorsque le pourcentage d'harmonique de courant de rang 5 dépasse un seuil prédéfini.

La protection différentielle de transformateur nécessite donc des fonctions assez complexes car elle doit être capable de mesurer des courants harmoniques de rang 2 et de rang 5 ou, pour éviter de mesurer les courants harmoniques de rang 5, elle doit être capable de détecter les surtensions d'origine externe.

**II.6.3.3.b. Méthodes pour distinguer les défauts internes du courant de magnétisation lors d'une surtension d'origine externe : [12]**

Les premiers relais différentiel conçu pour la protection du transformateur utilisent la temporisation, ou un temps de retard désensibilisation du relais pour laisser passer le courant d'appel. Cette technique augmente le temps de fonctionnement. D'autres relais utilisent un signal de tension supplémentaire sur les sous-stations pour bloquer l'opération de relais différentiel. Cependant, pour un relais différentiel autonome, le signal de tension supplémentaire n'est pas toujours disponible.

Les méthodes actuellement utilisées pour distinguer les courants d'appel des courants de défauts internes est classifier en deux groupes: ceux utilisant les harmoniques pour retenir ou bloquer le fonctionnement du relais, et ceux basés sur l'identification de la forme ondes.

**II.6.3.3.b.1. Les méthodes à base d'harmoniques :**

Les courants d'appel magnétisants ont une grande composante d'harmoniques paires et impaires. Dans le tableau II.1 sont présentés les amplitudes typiques des harmoniques, par rapport à la fondamentale (100%).

| Amplitude des harmoniques | Amplitude (% du fondamental) |
|---|---|
| Deuxième harmonique | 63 |
| Troisième harmonique | 26.8 |
| Quatrième harmonique | 5.1 |
| Cinquième harmonique | 4.1 |
| Sixième harmonique | 3.7 |
| Septième harmonique | 2.4 |

**Tableau II.1 :** Pourcentage des harmoniques dans le courant d'appel magnétisant.

Étant donné que les amplitudes des harmoniques des courants de court-circuit est négligeable, les méthodes à base d'harmonique sont utilisées soit pour retenir ou bloquer l'opération de relais au cours du courant d'appel initial. Les méthodes à base d'harmoniques permettent aux relais différentiel de rester sensible aux courants de défaut tout en empêchant le relais de fonctionner en cas du courant de magnétisation.

**II.6.3.3.b.1.a. Les méthodes basées sur la retenue des harmoniques :**

Les premier relais différentiel basés sur la retenue des harmoniques utilisent toutes les harmoniques pour fournir la fonction retenue du relais. Cette méthode assure un niveau élevé de la sécurité des conditions d'exploitation et une grande vitesse pour détecter les défauts internes avec saturation du TC. En conséquence, ces relais différentiel compare la composante fondamentale du courant de fonctionnement avec un signal de retenue constitué par le courant non filtré de retenue plus les harmoniques du courant de fonctionnement. La condition de fonctionnement du relais différentiel peut être exprimée sous la forme :

$$I_{diff} > SLP_i.\ I_{stab} + K_2 I_{2h} + K_3 I_{3h} + \ldots\ldots \qquad \text{(II.17)}$$

*Où*

$I_{diff}$ : le courant différentielle

$I_{stab}$ : le courant stabilisé

$I_{2h}$ et $I_{3h}$ sont les amplitudes du deuxième et du troisième harmonique du courant différentiel.

$K_2$ et $K_3$ étant des coefficients constants.

Un ensemble plus récent des techniques utilise seulement la deuxième harmonique pour identifier les courants d'appel et la cinquième harmonique pour éviter les mauvais fonctionnements du transformateur due à la surexcitation. L'équation de fonctionnement de base de ces techniques pour une phase peut être exprimée comme suit :

$$I_{diff} > SLP_i.\ I_{stab} + K_2 I_{2h} + K_5 I_{5h} \qquad \text{(II.18)}$$

**II.6.3.3.b.1.b. Les méthodes basées sur le blocage des harmoniques :**

Sharp et Glassburn ont été les premiers à proposer du relais différentiel basés sur le blocage des harmoniques. Ils ont conçu un relais constitué d'une unité différentielle en pourcentage, DU, et une unité de blocage des harmoniques, HBU. Le déclenchement du relais différentiel nécessite le fonctionnement du DU et du HBU à la fois.

Dans l'unité de blocage d'harmonique la composante fondamentale et les harmoniques du courant de fonctionnement sont transmis à deux circuits parallèles, rectifiées, et appliqués à l'exploitation et à la retenue des bobines de l'unité de relais polarisé. Le circuit fournissant la bobine de commande de l'unité de relais polarisé comprend une encoche en forme de filtre parallèle accordé à 120 Hz. Le circuit d'alimentation du dispositif de retenue la bobine de relais polarisé contient un filtre passe-bas combiné avec un filtre d'encoche accordé à 60 Hz. La combinaison en série des deux filtres passe la seconde harmonique et rejette les composants fondamentaux et les harmoniques restants du courant d'exploitation. Par conséquent, le relais polarisé compare un signal d'exploitation formé par la composante fondamentale plus les harmoniques d'ordre supérieur à trois du courant de service, avec un signal de contrainte qui est proportionnel à la seconde harmonique du courant d'exploitation. La condition de fonctionnement de l'unité de blocage d'harmonique, HBU, peut être exprimée comme suit:

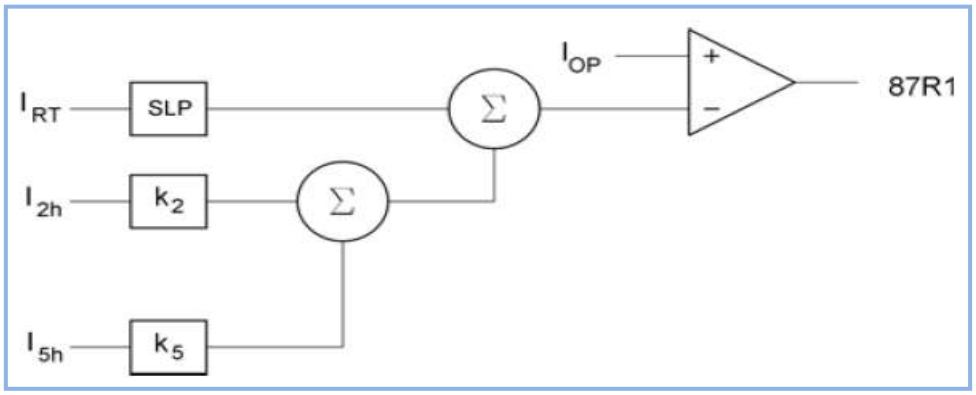
$$I_{diff} + K_3 I_{3h} + K_4 I_{4h} + \ldots > K_2 I_{2h} \qquad \text{(II.19)}$$

Un signal de déclenchement des relais différentiels typiquement numérique destiné à la protection du transformateur utilisant la logique de blocage de la deuxième et cinquième harmonique exige que l'équation II.16 et les conditions suivantes sont remplies :

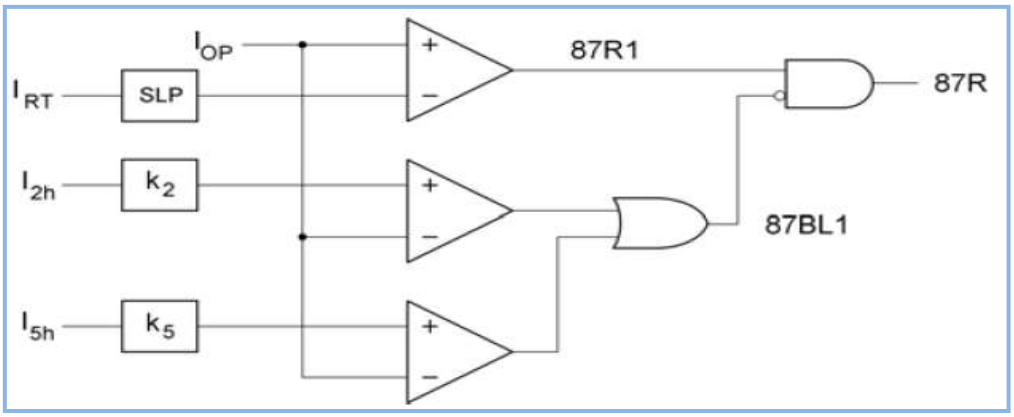
$$K_2 I_{2h} > I_{diff} \qquad \text{(II.20)}$$

$$K_5 I_{5h} > I_{diff} \qquad \text{(II.21)}$$

Dans la figure II.11 sont montrés les schémas logiques des relais différentiels à base d'harmoniques (retenue et blocage des harmoniques).



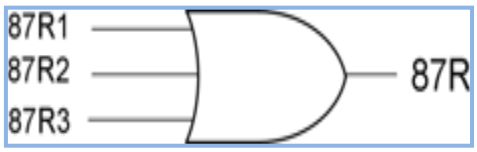

**a)** schémas logiques de la retenue des harmoniques



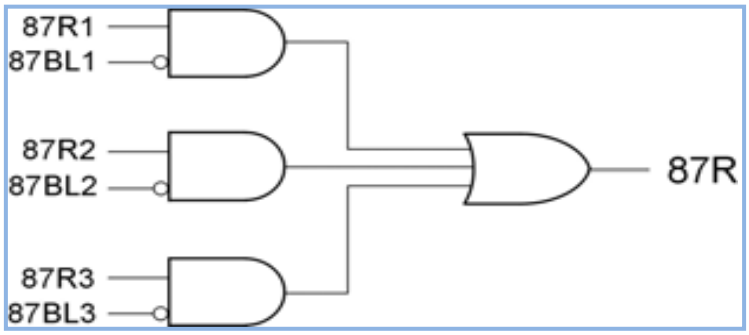

**b)** schémas logiques du blocage des harmoniques

**Figure II.11** : les schémas logiques des relais différentiels à base d'harmoniques.

Sur la figure II.12 sont représentées les versions triphasées des schémas logiques des éléments des relais différentiel de blocage et de retenue indépendant des harmoniques. Le relais est composé de trois éléments différentiels des types représentés sur la figure II.11. Dans les deux cas, un signal de déclenchement résulte lorsque l'un des éléments de relais affirme.




**a)** Retenue indépendant des harmoniques



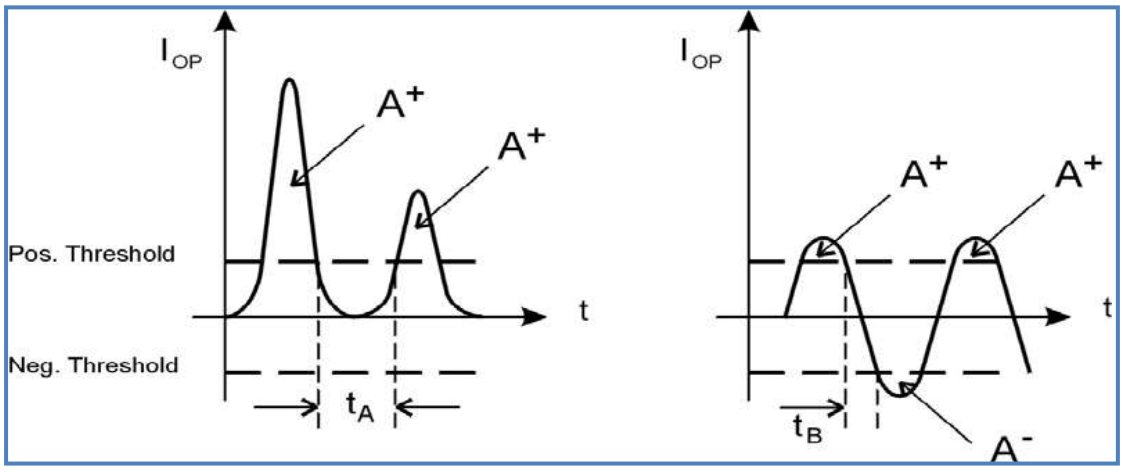

**b)** Blocage indépendant des harmoniques

**Figure II.12** : les schémas logiques triphasés des relais différentiels à base d'harmoniques.

**II.6.3.3.b.2. Les méthodes basées sur l'identification de la forme ondes :**

D'autres méthodes pour distinguer les défauts internes des conditions d'enclenchement sont basées sur la reconnaissance directe de la forme du courant différentiel. Ces méthodes sont divisées entre les méthodes qui sont basées sur l'identification de la séparation des différents pics de courant et les méthodes qui utilisent le décalage du courant continu ou l'asymétrie dans le courant différentiel.

Un principe bien connu, reconnaît la longueur des intervalles de temps pendant lesquels le courant différentiel est proche de zéro. Dans la figure II.13 est représenté le concept de base de cette méthode différentielle de faible courant.




**a)** Courant d'appel **b)** Courant de défaut interne

**Figure II.13:** Relais différentiel basé sur l'identification des intervalles des faibles courants.

Le courant différentiel est comparé à des seuils positifs et négatifs égaux pour déterminer la durée des intervalles pendant lesquels la valeur absolue du courant est inférieure à la valeur absolue du seuil. Les intervalles de temps sont alors comparés avec une valeur égale à un quart de cycle. Si les intervalles $t_A$ des faibles courants sont supérieurs à un quart de cycle, comme indiqué sur la Figure II.13 (a) le relais est bloqué. D'autre part, si les intervalles $t_B$ sont moins à un quart de cycle, illustré à la figure II.13 (b), le relais fonctionne.

## II.7. Protection contre les défauts à la terre : [9]

Les relais différentiel pour transformateur n'a qu'une capacité limitée pour fonctionner dans le cas d'un défaut à la terre. La présence d'une résistance à la terre réduit les courants de défaut de terre. Ces courants sont environ proportionnels à la distance du défaut à partir de l'extrémité neutre de l'enroulement.

Des larges portions des enroulements ne sont donc pas protégées des défauts à la terre. Ceci nécessite l'utilisation de relais de défaut à la terre pour protéger la majorité des installations de transformation. Un relais typique de protection contre les défauts à la terre appliquée à un transformateur triangle-étoile est montre à la figure II.14. Ce relais permet de détecter les défauts à la terre sur l'un des deux enroulements du transformateur connecté en étoile. Dans ce relais, les trois courants de ligne sont mis en balance avec le courant dans le neutre du transformateur. Pour une ligne à défaut à la terre, à l'extérieur de la zone du relais, le courant de neutre est la somme des courants aux bornes du transformateur. Le courant dans la bobine de commande du relais de défaut à la terre est donc nul. Toutefois, dans le cas où un défaut phase-terre dans la zone protégée, le courant neutre n’est pas égale à la somme des courants aux bornes du transformateur. Un courant, donc, s’écoule dans la bobine de commande du relais qui agit en conséquence. Ce relais ne répond pas à deux des défauts de phase et trois phases dans la zone protégée.

Les défauts à la terre dans les enroulements en triangle sont détectées par un relais qui est relié les trois TC (Transformateur de courant) connectés en parallèle. Ce système fonctionne pour les défauts à la terre dans le côté où les enroulements sont couplés en triangle, mais ne fonctionne pas pour les défauts du côté de couplage étoile du transformateur.

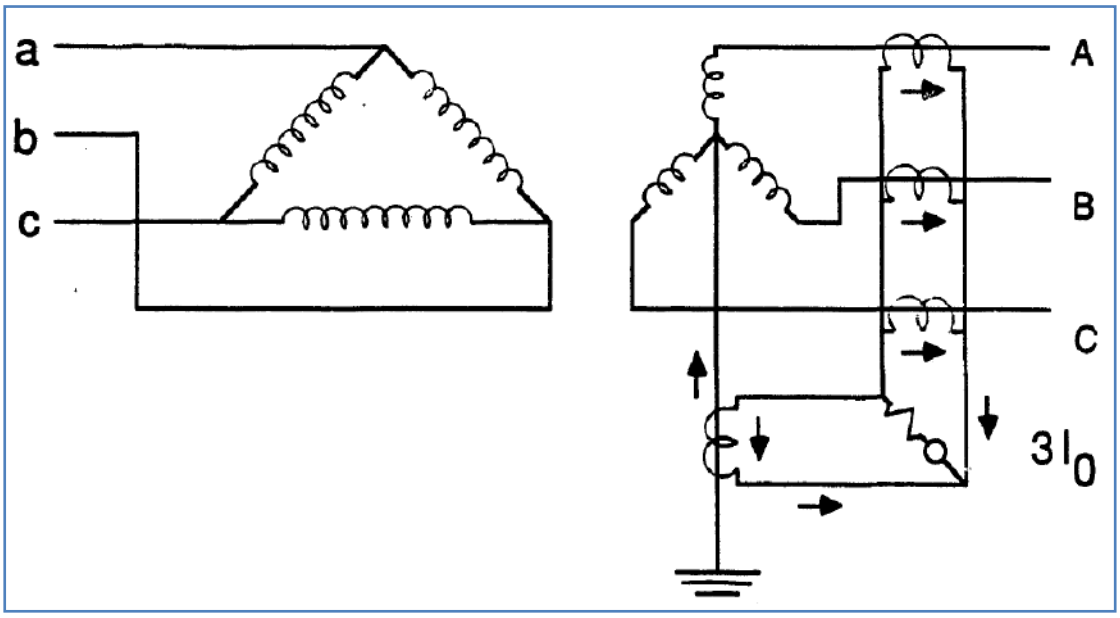



**Figure II.14 :** Schéma pour un relais de défaut à la terre pour les transformateurs. à couplage tringle-étoile.

## II.8. Autres relais : [9]

Plusieurs relais sont utilisés pour la protection du transformateur parmi eux :

### II.8.a. Relais Buchholz :

Ce relais mécanique est placé dans la conduite d'huile (figure II.15) qui relie la cuve du transformateur au conservateur d'huile. Il est sensible à tout mouvement de gaz ou d'huile. Si ce mouvement est faible, il ferme un contact de signalisation alarme Buchholz. Par ailleurs, un ordre de déclenchement est émis au moyen d'un autre contact se fermant en cas de mouvement important. Ce relais est le seul dispositif qui permette de détecter les amorçages entre les spires du transformateur produisant un dégagement de gaz. Tous les transformateurs et inductances dans l'huile sont équipés de ce type de relais.

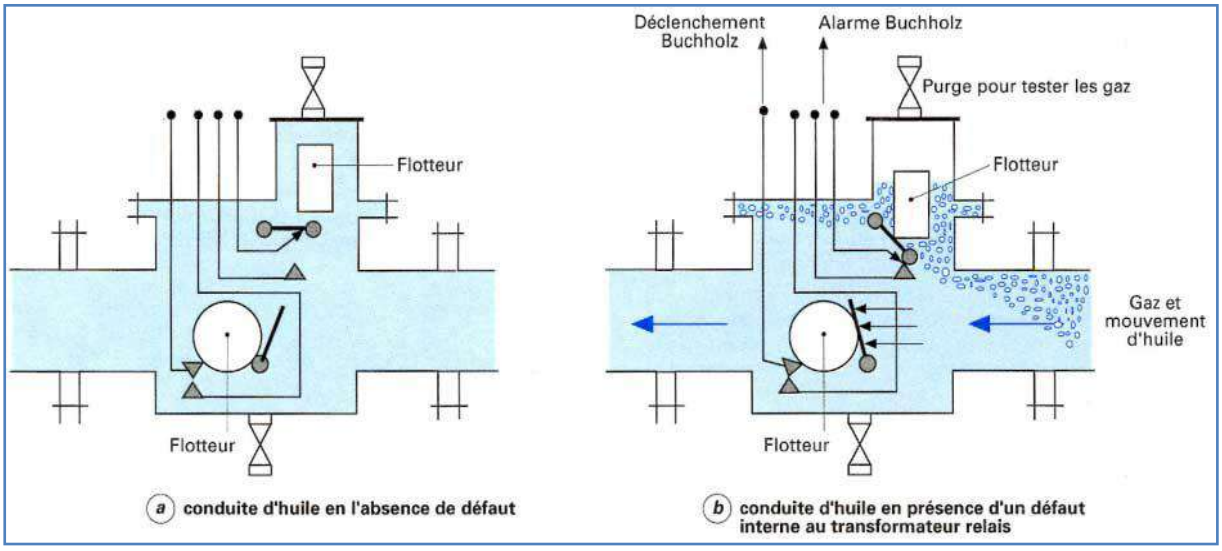



**Figure II.15 :** Principe de fonctionnement du relais Buchholz.

### II.8.b. Relais à pression de gaz :

Un relais à pression de gaz peut être appliqué à un transformateur bain d'huile coussin de gaz. Il est monté à l'extrémité supérieure du transformateur. Il surveille la vitesse de montée de la pression du gaz dans le transformateur et fonctionne lorsque la pression augmente rapidement. Il ne fonctionne pas si la pression du gaz change lentement en raison de changements dans la charge et la température ambiante. Des arcs à haute énergie produisent de grandes quantités de gaz qui provoquent le relais à fonctionner dans un court laps de temps.

### II.8.c. Relais à pression d'huile flambée :

Un relais monté de pression d'huile peut être appliquée à un transformateur bain d'huile. Il est monté sur la cuve du transformateur au-dessous du niveau d'huile. Ce relais surveille la vitesse de montée de la pression d'huile dans la cuve du transformateur et exploite des défauts internes qui produisent des changements rapides de pression d'huile. Il cependant ne fonctionne pas sur les variations lentes de la pression d'huile.

## II.9. Instrumentation et alarme : [9]

En plus des relais de protection abordés dans les sections précédentes de ce chapitre, les transformateurs de puissance sont équipés de plusieurs instruments.

Ces instruments mesurent les paramètres de transformation, d'émettre des alarmes en cas d'un état de fonctionnement anormal et, dans certains cas, l'émission des commandes de déclenchement.

Ces instruments comprennent

- Indicateurs de niveau d'huile,
- Manomètres de pression.
- Appareils de mesure des températures d'huile, eau et système de gaz.
- Estimateur de point chaud.
- Relais de combustible d'une valeur limite.

## II.10.Analyse des Gaz : [9]

Les défauts électriques dans les transformateurs remplis d'huile génèrent habituellement des Gaz combustibles. Des nombreuses pannes de transformateurs, à leurs débuts, sont naissantes dans la nature et la détérioration est progressive. Cependant, des quantités suffisantes de gaz combustibles sont habituellement formées pour permettre la détection à un stade très précoce.

Un échantillon du gaz à partir d'un transformateur est généralement analysé périodiquement. L'intervalle entre les tests consécutifs dépend de la taille, de l'importance et de chargement du transformateur.

Les résultats de l'analyse sont évalués. Les procédures d'évaluation varient d'un service public à autre et sont influencés par leur expérience d'exploitation précédente, l'emplacement du transformateur et de son importance.

## II.11. Considération économique : [9]

Différentes approches sont utilisés pour la protection du transformateur. Même transformateurs identiques, appliquées à différents endroits dans un système d'alimentation, sont protégés par différents dispositifs. Analyse technique individuel détermine le coût système plus efficace.

Il ya généralement de nombreuses alternatives qui sont techniquement réalisables: chaque option offre différents degrés de sensibilité, la vitesse et la sélectivité. Le schéma sélectionné équilibre ces facteurs contre l'économie globale. Les facteurs suivants sont généralement considérés à cette fin.

- Coût de la réparation des dommages.
- Coût de la production perdue.
- Les effets indésirables de perdre le transformateur sur le système d'alimentation.
- Diffuser des dommages à l'équipement à proximité.

## II.12. Conclusion :

Ce chapitre donne une description sur les systèmes de protection et les défauts dans les transformateurs de puissance. Concepts de protection des transformateurs de puissance en utilisant des fusibles, les relais différentiels, relais de défaut à la terre et les relais de gaz ont été discutés.

Les instruments qui mesurent les paramètres de fonctionnement d'un transformateur de puissance, les alarmes et les commandes de déclenchement, l'application de l'analyse de gaz pour détecter les défauts ont été décrits dans ce chapitre.

Enfin, nous avons présenté l'importance de l'économie dans l'application de la protection aux transformateurs de puissance.

## III.1. Introduction :

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

## III.2. Types des relais : [18] [19] [20]

### III.2.1. Relais électromécaniques :

Ces relais sont basés sur le principe d'un disque d'induction actionné par des bobines alimentées par des variables électriques du réseau via des transformateurs de courant et de tension. Un ressort de rappel réglable détermine la limite de l'action du disque sur un déclencheur (points de réglage).

Les équipements électromécaniques sont des assemblages de fonctions : détection de seuils et temporisation. Ils avaient l'avantage d'être robustes, de fonctionner sans source d'énergie auxiliaire et d'être peu sensibles aux perturbations électromagnétiques. Ces relais se démarquent par leur solidité et leur grande fiabilité, pour cette raison, leur entretien est minime. Ils sont réputés pour leur fiabilité dans les environnements de travail les plus délicats.

Il est néanmoins souhaitable de les contrôler régulièrement, dont la périodicité d'inspection dépend des conditions d'exploitation.

Les inconvénients de ces dispositifs, qui demeurent néanmoins largement rencontrés, sont :

- Le risque d'être hors d'état de fonctionner entre deux périodes de maintenance,
- Le manque de précision, le dispositif étant sensible à son environnement et aux phénomènes d'usure,
- Il est aussi difficile d'obtenir des réglages adaptés aux faibles courants de défaut,
- Son coût de fabrication est élevé,
- Des performances insuffisantes et n'autorisent l'emploi que de fonctions élémentaires simples, en nombre limité et sans redondance.

A partir de ces inconvénients, ce type de relais de protection tend à disparaître à l'heure actuelle.

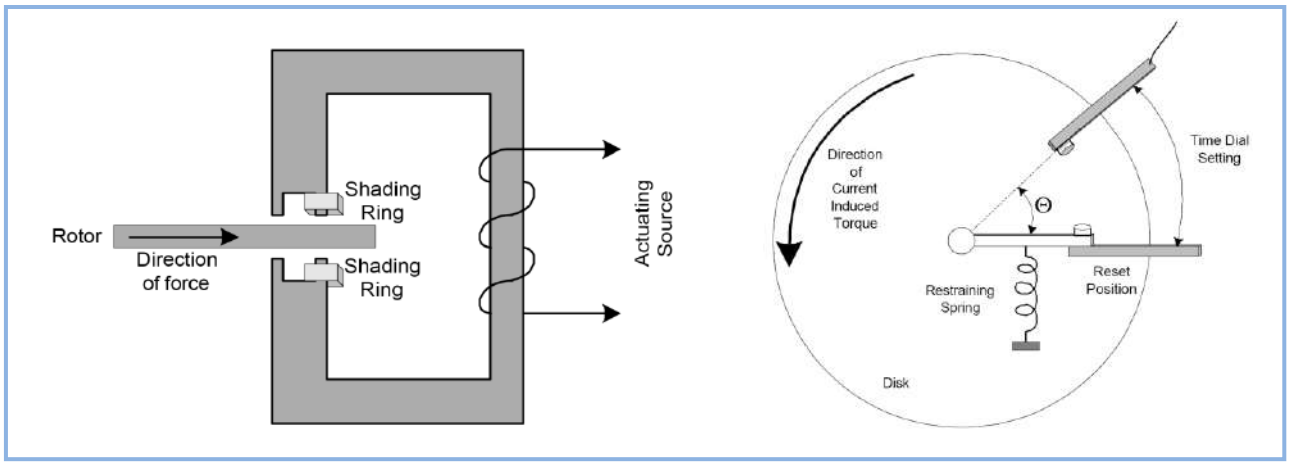



**Figure III.1 :** Relais électromagnétique à induction par disque simple.

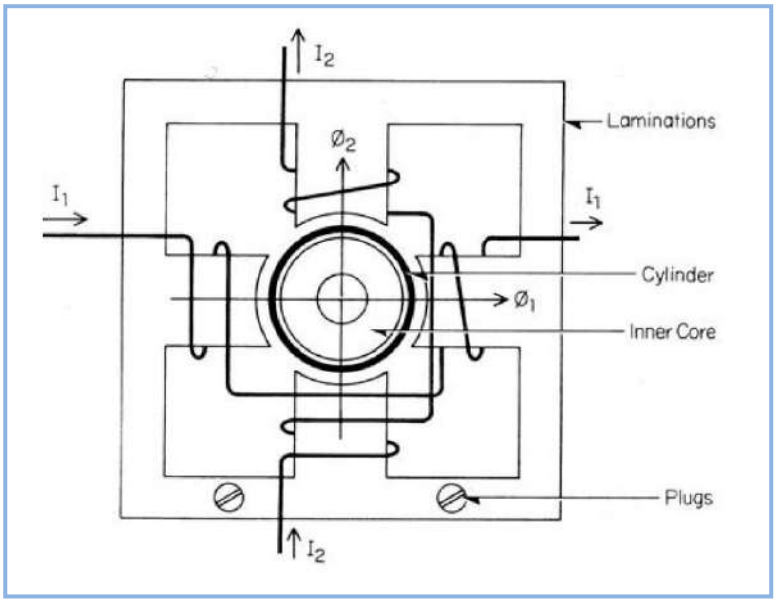



**Figure III.2 :** Relais électromagnétique à induction par disque cylindrique.

### III.2.2. Relais statiques :

Le développement de l'électronique a poussé les protections vers l'utilisation des composants électroniques discrets et les relais statiques.

Ces protections, apparues sur le marché dans les années 1970, sont basées sur le principe de la transformation de variables électriques du réseau, fournies par des transformateurs de courant et de tension, en signaux électriques de faible voltage qui sont comparés à des valeurs de référence (points de réglage).

Les circuits de comparaison fournissent des signaux de temporisation qui actionnent des relais de sortie à déclencheurs. Ces dispositifs nécessitent en général une source d'alimentation auxiliaire continue.

- Ils procurent une bonne précision et permettent la détection des faibles courants de défaut.
- Chaque unité opère comme une fonction unitaire et plusieurs fonctions sont nécessaires pour réaliser une fonction de protection complète.
- Les inconvénients de ces dispositifs demeurent :
- Le risque d'être hors d'état de fonctionner entre deux périodes de tests,
- La grande puissance consommée en veille,
- La faible sécurité de fonctionnement (pas de fonction d'autocontrôle).

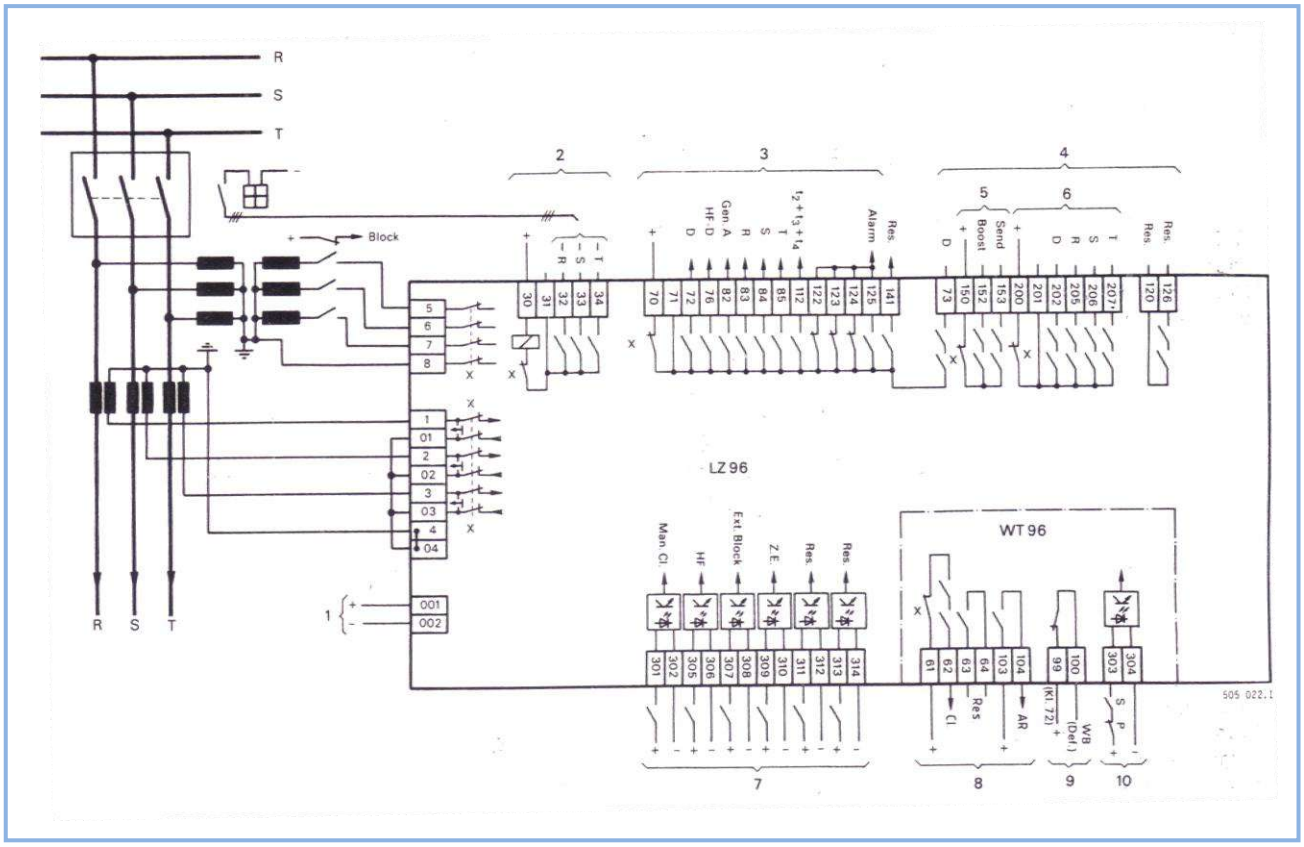



**Figure III.3 :** Relais statique (Protection LZ96 – ABB).

### III.2.3. Relais numériques :

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

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

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

- Intégration de plusieurs fonctions pour réaliser une fonction de protection complète dans une même unité,
- Une faible consommation du courant,
- La possibilité d'auto surveillance,
- Le traitement et le stockage de données,
- L'enregistrement des perturbations du réseau (perturbographe),
- Le diagnostic des dispositifs connectés (disjoncteurs, ….etc.).

Ces modèles intègrent des possibilités d'autotest et d'autocontrôle qui augmente leur continuité de fonctionnement tout en réduisant la durée et la fréquence des opérations de maintenance. En plus des fonctions de protection, ces équipements disposent également de fonctions complémentaires facilitant leur fonctionnement. Les liaisons séries permettent de les paramétrer depuis un micro-ordinateur et de les connecter à un système de contrôle commande au niveau local et central. Ils permettent aussi de bénéficier des récentes découvertes dans le domaine de l'intelligence artificielle, comme les réseaux neuronaux et la logique floue.

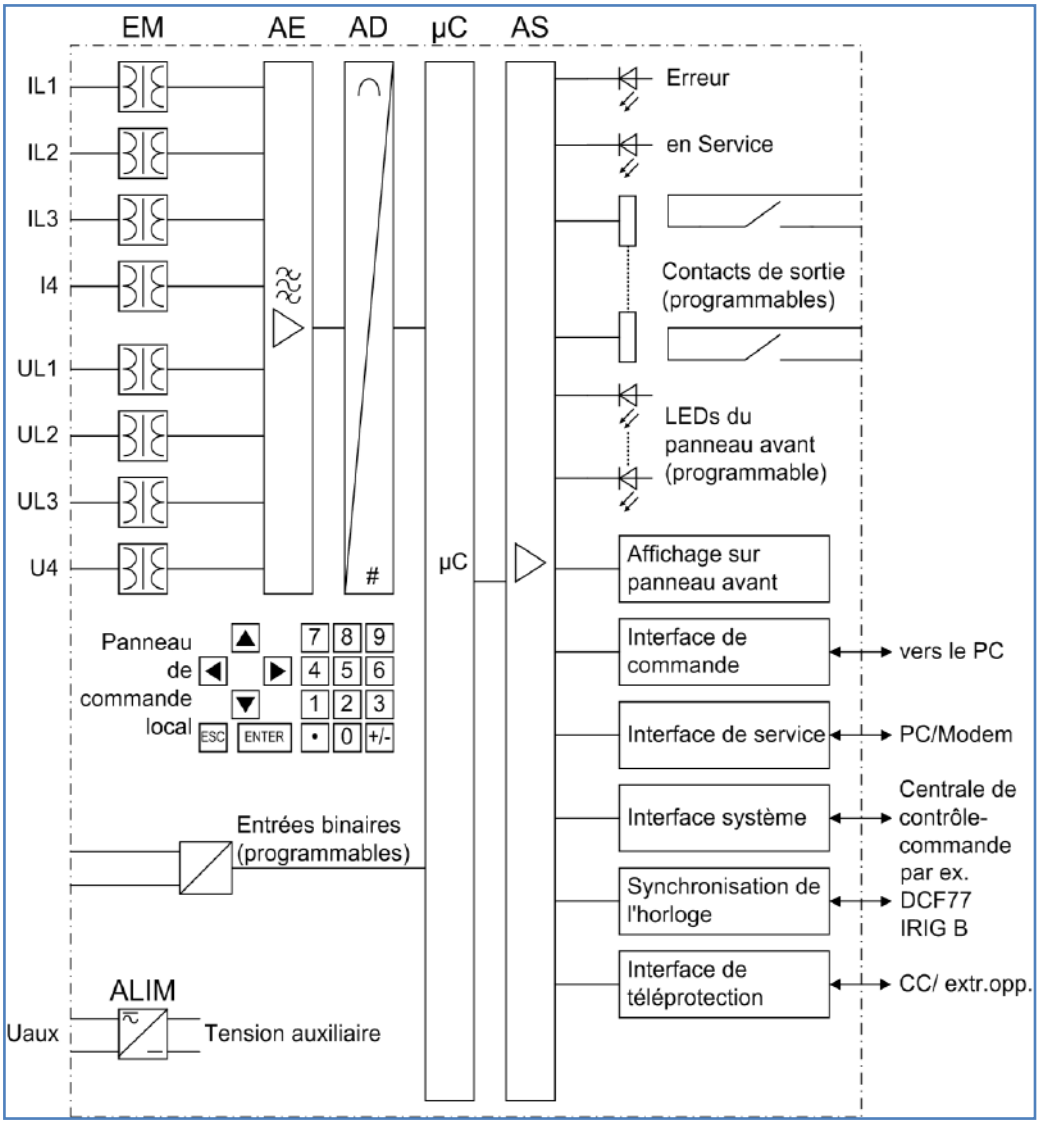



**Figure III.4 :** Relais numérique (Architecture de la Protection de Distance 7SA612 SIEMENS).

## III.3. Schéma bloc d'un relais numérique :

Le relais numérique est équipé d'un système à microprocesseur performant. Toutes les opérations effectuées par ce relais, telles que l'acquisition des valeurs de mesure et l'émission des commandes destinées aux disjoncteurs aux autres appareillages sont traitées de façon complètement numérique. Les modules et les fonctions constituent le relais numérique sont les suivants :

- Modules de mesure analogique (Module d'entrée analogique);
- Filtre anti-repliement analogique ;
- Multiplexeur ;
- Conversion analogique-numérique (CAN) ;

- Algorithmes d'évaluation des quantités des phases ;
- Microprocesseur ;
- Algorithme de relais et de logique de déclenchement.

Donc, le relais numérique est un ensemble de composants électroniques (filtre, CAN, microprocesseur, mémoire, interface…), la Figure III.5 ci-dessous montre le schéma bloc d'un relais numérique.

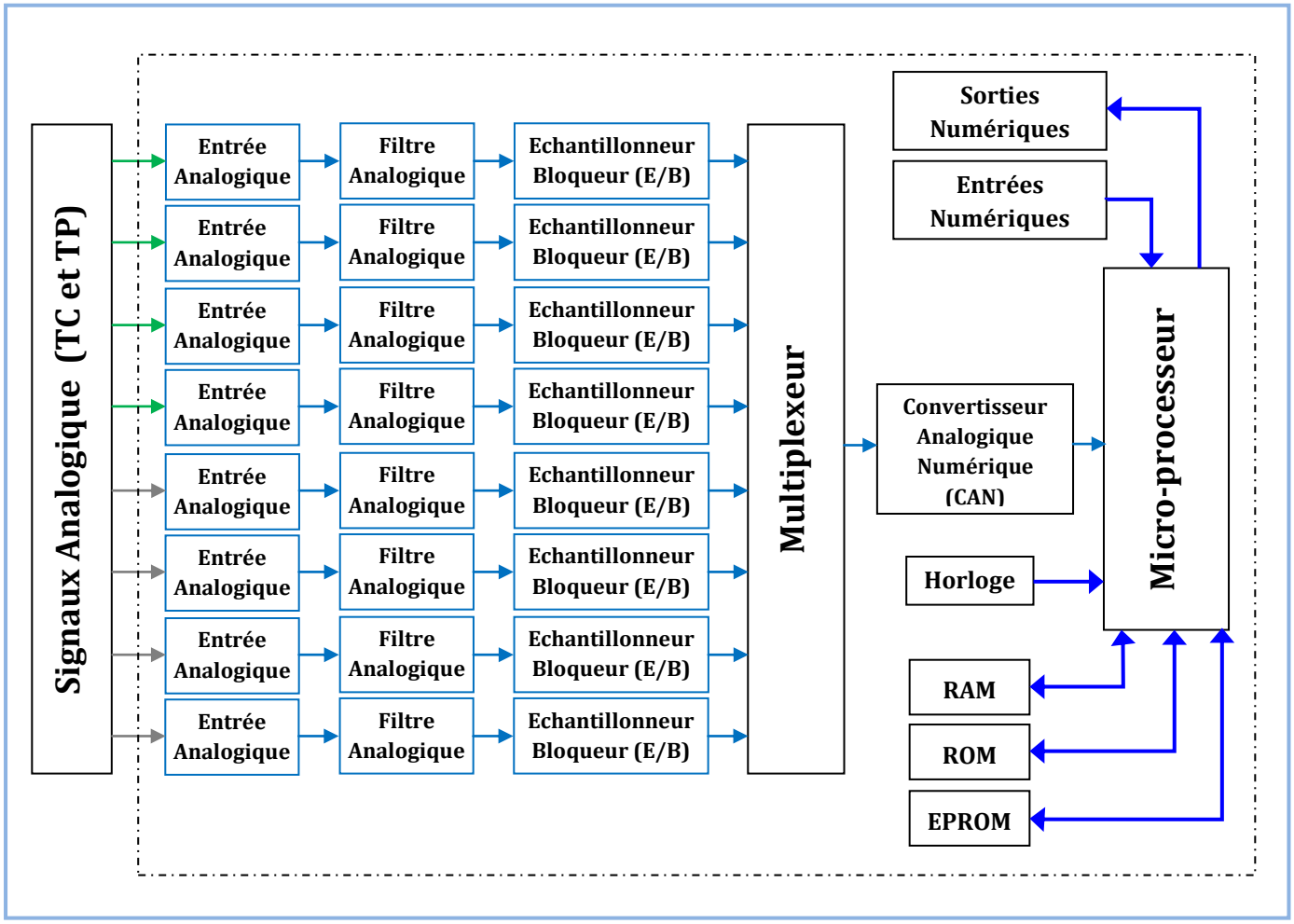



**Figure III.5 :** Elément de base d'un relais numérique.

### III.3.1. Modules de mesure analogique :

Ces modules transforment les courants et les tensions issus des réducteurs de mesure de courant (TC) et de tension (TP) associés et les convertissent en fonction de niveau d'amplitude appropriés pour le traitement interne du relais. Etant donné que les convertisseurs analogique-numérique n'acceptent que des signaux de tension, ces modules convertissent également les courants à des tensions équivalentes.

### III.3.1.1. Module d'entré des Transformateurs de Tension : [21]

Dans la Figure III.6 on a représenté un schéma de principe d'un module d'entrée et d'isolement analogique d'un signal de tension. La sortie d'un transformateur de tension (TP) est appliquée à un transformateur auxiliaire, qui réduit le niveau de tension et fournit une isolation électrique pour le reste de l'équipement de relais. A la sortie du transformateur de tension auxiliaire, la tension est en outre réduite par un potentiomètre à un niveau approprié pour une utilisation par le système d'acquisition de données. Une varistance à oxyde métallique (MOV) est utilisée à l'entrée du transformateur auxiliaire pour protéger le système d'acquisition de données de transitoires dans les signaux d'entrée.

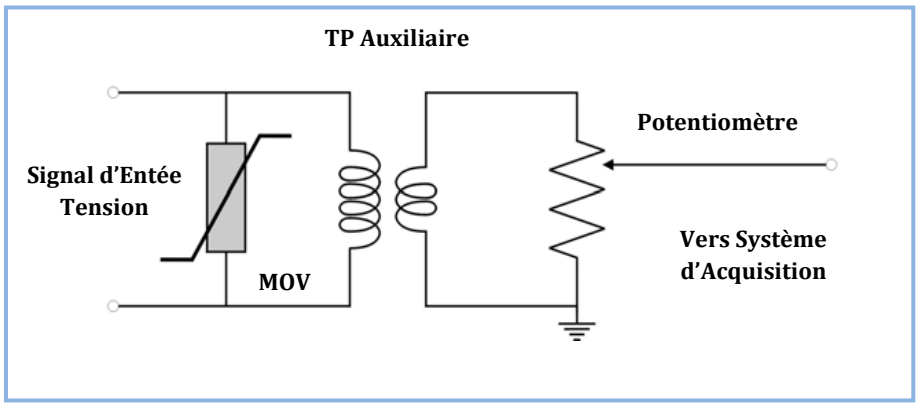



**Figure III.6 :** Module d'entée et d'isolement de signal de Tension.

### III.3.1.2. Module d'entré des Transformateurs de Courant : [21]

La Figure III.7 est représenté le circuit de mesure et d'isolement analogique utilisée pour le signal de courant d'entrée. Un courant d'un transformateur de courant (TC) est réduit à un niveau inférieur par un transformateur de courant auxiliaire. Le secondaire du transformateur de courant auxiliaire est transmis à une résistance pour convertir le courant en une tension équivalente.

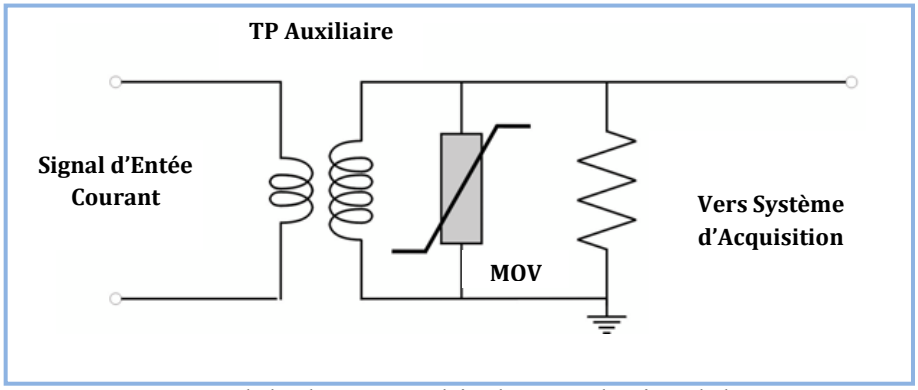



**Figure III.7 :** Module d'entée et d'isolement de signal de Courant.

### III.3.2. Filtre anti-repliement :

Du aux limites pratique des taux d'échantillonnage dans un relais numérique, le convertisseur analogique numérique (CAN) est « aveugle » en dehors des moments ou il fait sa conversion. A la réception du top (impulsion) de l'horloge, le CAN effectue sa conversion quasi instantanément. Il y a donc perte de l'information contenue entre les impulsions .le repliement (aliasing) spectral, est un phénomène qui change l'identité d'un signale lorsqu'il est échantillonné à une fréquence trop faible.

Pour éviter l'apparition des fréquences de repliement, il faut respecter le principe de la conduite de **Shannon** disant qu'il faut au moins plus que deux échantillons sur une période pour décrire un signal pour ne pas perdre aucune information dans un signal, il suffit d'échantillonner à au moins $\boldsymbol{2f_{max}}$, $\boldsymbol{f_{max}}$ étant la fréquence maximale dans le spectre d'amplitude .Pour ce faire les relais sont équipés de filtre anti-repliement qui sont des filtres passe-bas de très forte pente éliminant ainsi la partie haute fréquence des signaux qui perturberaient l'interprétation de l'analyse spectrale Figure III.8. **[22][23]**

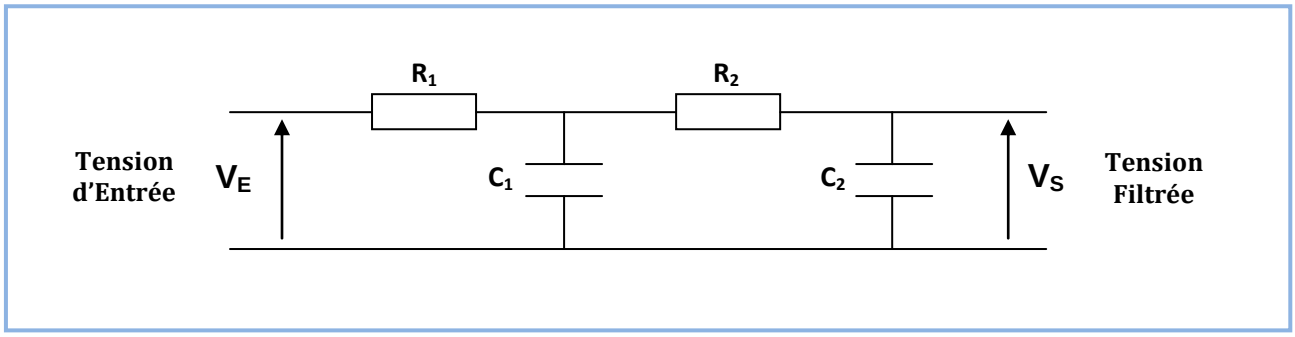



**Figure III.8 :** Filtre anti-repliement analogique.

Les conséquences supérieures à la moitié de la fréquence d'échantillonnage doivent être supprimées. La présence d'un filtre analogique relié à la fréquence d'échantillonnage est donc indispensable à une mesure correcte .la fréquence de coupure du filtre anti-repliement doit être au plus égale à la moitié de la fréquence d'échantillonnage. En simulation, le filtre anti-repliement peut être modélisé par un filtre numérique de type Butterworth, Tchebychev ou Bessel.

On fait en général appel, dans le cadre d'un filtre anti-repliement, à un filtre du type Butterworth :

$$H(f) = \frac{1}{\sqrt{1+(f/f_0)^{2N}}} \quad \text{(III.1)}$$

D'où :

$N$ : Ordre de filtre ;

$f_0$ : La fréquence de coupure.

### III.3.2.1. Filtre de type Butterworth :

Un filtre de Butterworth est un très bon compromis, il assure une réponse plate avec un retard de groupe constant pour les fréquences inférieures à $f_C/2$.

### III.3.2.2. Filtre de type Tchebychev :

Un filtre de Tchebychev donnera une atténuation rapide mais par contre on aura de l'ondulation dans la bande passante et un très mauvais retard de groupe.

### III.3.2.3. Filtre de type Bessel :

Un filtre dit de Bessel assurera un temps retard de groupe constant dans la bande passante, mais une atténuation lente.

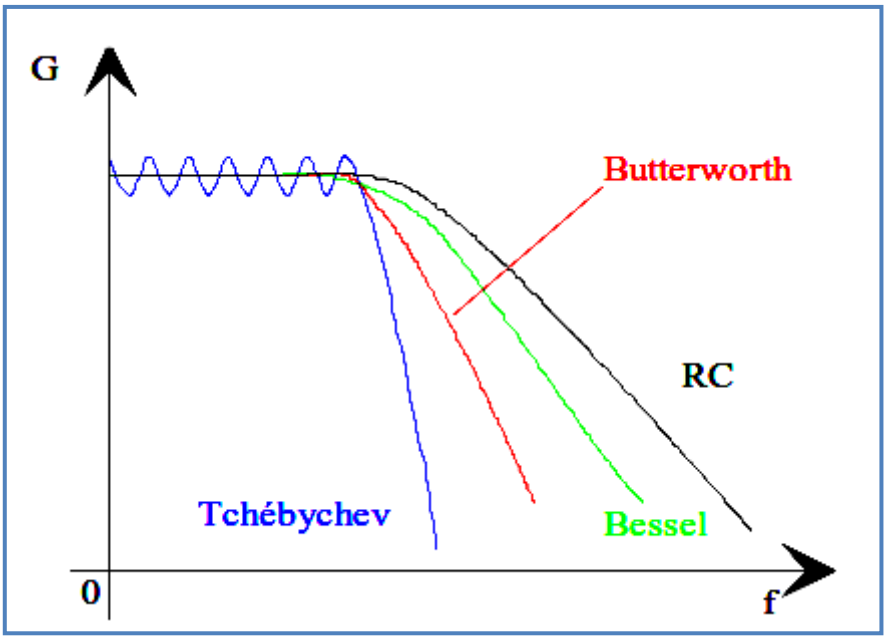



**Figure III.9 :** Propriétés de différentes synthèses de filtre.

### III.3.3. Multiplexage :

Les convertisseurs (CAN) sont relativement chers, pour n'utiliser qu'un seul convertisseur on ferra appel à un multiplexeur. Le multiplexage est la technique permettant de faire passer plusieurs signaux analogiques sur un même circuit ou un même câble. Le multiplexage (temporel) consiste à deviser le temps, par exemple Chaque seconde, en petit intervalles, et à attribuer un intervalle de temps donné à chaque signal. Le multiplexeur est une sortie d'aiguillage. A chaque impulsion de l'horloge, il met successivement en contact pendant une durée très courte (qu'on peut en première approximation considérer comme nulle) le signal issue de chaque une des voies et le convertisseur. Le reste du temps c'est-à-dire pratiquement en permanence, il fonctionne comme un interrupteur ouvert, charge chaque une des voies sur l'impédance d'entrée du système d'acquisition, mais n'assurant aucune liaison physique entre les voies et le convertisseur. **[23][24]**

### III.3.4. Conversion Analogique-Numérique :

La conversion numérique d'un signale analogique consiste à prélever des échantillons de ce signal à des instants réguliers. Pour échantillonner un signal, on définit une durée, appelée période d'échantillonnage, qui est l'intervalle de temps entre deux valeurs converties. Cette période doit être choisie suffisamment courte pour que l'échantillonnage soit significatif.

Elle ne doit pas non plus être exagérément petite, afin que la quantité d'informations ne soit pas trop importante le circuit assurant cette fonction est appelé échantillonneur/bloqueur (E/B), puisqu'il doit conserver (bloquer) pendant la période d'échantillonnage la valeur du signal d'entrée. A la sortie du E/B, le signale est encore analogique et continu en amplitude.

Il s'agit encore d'une tension (en volts) qui peut prendre des valeurs quelconques. Le signal est ensuite numérisé par le convertisseur analogique - numérique (CAN). A sa sortie, le signal est quantifié en temps et en amplitude. La quantification consiste à associer une suite binaire à chaque échantillon. Le signal n'est définit qu'aux instants d'échantillonnage. Le choix de la période d'échantillonnage est crucial : un sous échantillonnage détériora trop le signal d'entrée, alors qu'un sur échantillonnage va augmenter le volume de données à traiter.

La condition de **Shannon** fixe la limite inférieure absolue de la fréquence d'échantillonnage. Il montre que la fréquence d'échantillonnage doit être supérieure au double de la plus haute fréquence contenue dans le signal d'entrée afin de pouvoir reconstituer fidèlement le signal.

En générale, pour s'assurer de Cette condition, on applique un filtre passe-bas (filtre anti-repliement) avant l'échantillonnage du signal. **[22]**

### III.3.4.1. L'échantillonnage : [23]

La première phase d'une conversion analogique-numérique s'appelle l'échantillonnage. Cette phase est réalisée par le convertisseur analogique-numérique. L'échantillonnage consiste à transformer un signal analogique (continu) en signal numérique (discret) Figure III.10, en capturant des valeurs à intervalle de temps régulier. C'est une étape nécessaire pour pouvoir enregistrer, Analyser et traiter un signal par ordinateur, car celui-ci ne peut traiter que des nombres. L'échantillonnage est une étape nécessaire à la numérisation d'un signal.

La fréquence à laquelle les valeurs sont capturées est la fréquence d'échantillonnage, appelée aussi cadence d'échantillonnage, ou taux d'échantillonnage, exprimée en Hz.

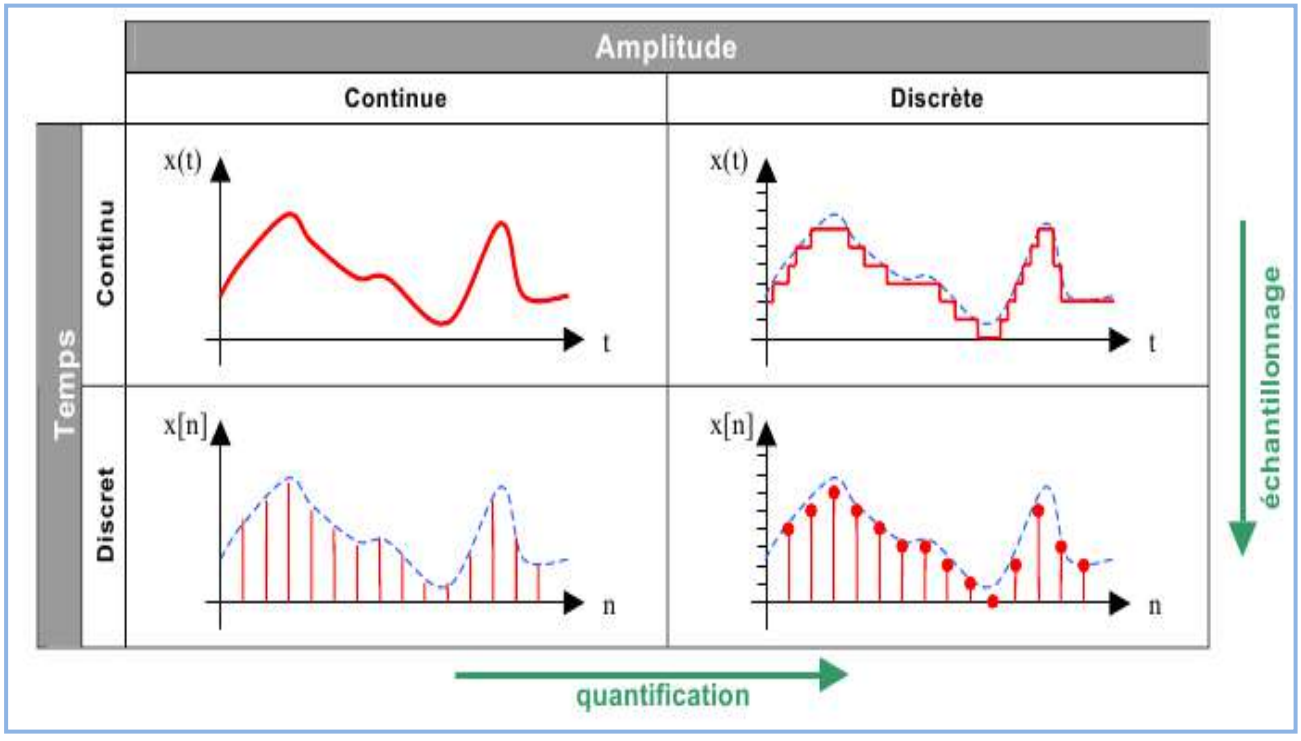



**Figure III.10 :** Classification morphologique des signaux.

On obtient donc 4 classes de signaux :

- Les signaux analogiques : dont l'amplitude et le temps sont contenus.
- Les signaux quantifiés : dont l'amplitude est discrète et le temps continu.
- Les signaux échantillonnés : dont l'amplitude est continue et le temps discret.
- Les signaux numériques : dont l'amplitude et le temps sont discrets.

### III.3.4.2. Principe de l'échantillonneur bloqueur (E/B) : [21]

La fonction de base d'un échantillonneur bloqueur dans un système d'entrée analogique est de capter un signal d'entrée et le maintenir constant pendant le cycle de conversion CAN. La Figure III.11 représente un circuit très simple d'un E/B est constitué d'un simple interrupteur **S** et un condensateur $\mathbf{C_H}$. Lorsque l'interrupteur **S** est fermé, le condensateur se charge jusqu'à le niveau du signal d'entrée. Le condensateur conserve sa charge lorsque l'interrupteur est ouvert.

.

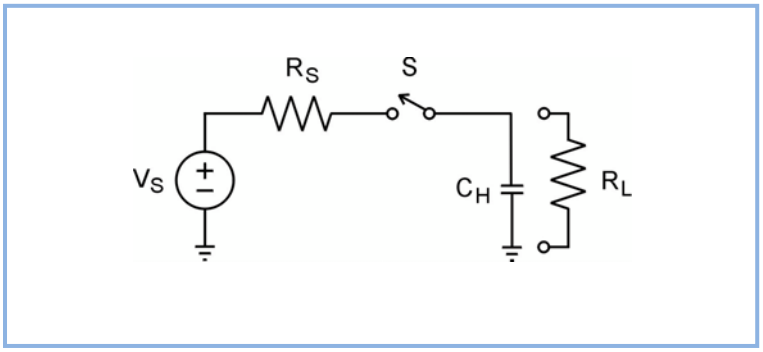



**Figure III.11 :** Circuit d'Echantillonnage-Bloqueur simple.

Le condensateur joue le rôle d'élément mémoire, l'interrupteur **S** est là pour réactualiser la valeur mémorisée ou bien l'isoler vis à vis de l'entrée.

La Figure III.12 est représenté le fonctionnement d'un système E/B. Jusqu'à le temps $\mathbf{T_1}$ : la tension de sortie $\mathbf{V_O}$ est en mode de blocage **($\mathbf{V_O}$ = Cste)**. Le temps d'acquisition $\mathbf{T_{AC}}$ est le temps nécessaire pour que la tension de sortie du circuit devenir égale à la tension d'entrée ($\mathbf{V_O} = \mathbf{V_S}$). La sortie suit alors l'entrée jusqu'au le mode de blocage à $\mathbf{T_2}$. Le temps d'ouverture $\mathbf{T_{AP}}$, est le temps nécessaire pour que le circuit passer en mode de blocage. Pendant ce temps, le signal de sortie peut être modifié légèrement de la valeur à l'instant $\mathbf{T_2}$, une telle variation est appelée ouverture incertitude. **[24][21]**

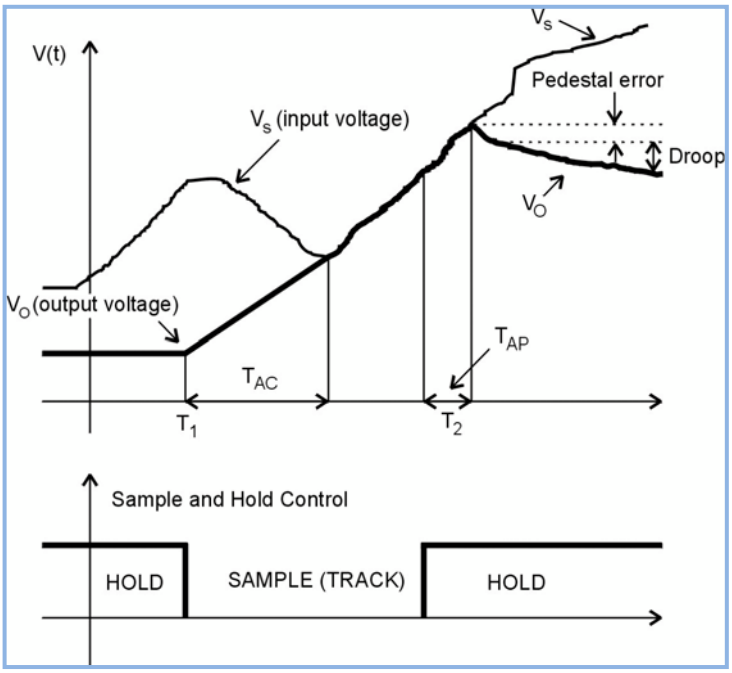



**Figure III.12 :** Le fonctionnement du circuit échantillonneur-bloqueur.

### III.3.5. Algorithmes d'évaluation des quantités des phases :

Les algorithmes sont des programmes utilisés dans les microprocesseurs qui manipulent les échantillons de tensions et des courants pour produire des paramètres nécessaires pour le fonctionnement du relais de protection numérique. **[25] [21]**

Les performances de l'ensemble de ces algorithmes dépendent de l'obtention de l'estimation exacte de la composante de fréquence fondamentale d'un signal de quelques échantillons. **[26]**

### III.3.6. Microprocesseur :

Le microprocesseur est le cœur du relais numérique, c'est lui qui exécute le programme de l'algorithme choisi pour la détection ou la localisation des défauts **[27] [23]**. Il s'agit en particulier des tâches suivantes : **[28]**

- Filtrage et préparation des grandeurs mesurées,
- Supervision continue des grandeurs mesurées,
- Supervision des conditions de mise en route pour les différentes fonctions de protection,
- Interrogation de seuils et de temporisations,
- Contrôle des signaux pour les fonctions logiques,
- Décisions relatives aux commandes de déclenchement et d'enclenchement,

- Enregistrement des signalisations, messages de défauts et enregistrements perturbographiques pour l'analyse des défauts,
- Gestion du système d'exploitation et des fonctions associées, comme par ex. l'enregistrement de données, l'horloge en temps réel, la communication, les interfaces, etc.

Les composants externes au microprocesseur sont les trois modules de mémoires différents qui sont : **[22]**

- La mémoire RAM (Read Access Memory) qui est utilisée comme bloc-notes pour la mesure et le calcul des résultats, le stockage des valeurs mémorisées, etc.
- La mémoire ROM (Read Only Memory) qui renferme le programme de base du module.
- La mémoire EEPROM (Electrically Erasable Programmable Read Only Memory) qui est utilisée comme mémoire de stockage des paramètres, c'est-à-dire, de toutes les valeurs de configuration ou de réglage.

### III.3.7. Commande des organes de coupure :

Après détection du défaut et identification de l'ouvrage atteint, la protection élabore un ordre de sortie qui sert à commander l'ouverture de disjoncteur associé à cet ouvrage dont les caractéristiques sont adaptées au courant de défaut à couper. L'énergie nécessaire au fonctionnement des protections et du disjoncteur est en générale fournie par des sources auxiliaires à courant continu. **[27][23]**

## III.4. Conclusion :

Ce chapitre a donné un aperçu sur la technologie des relais, la présentation de sa conception et sa structure. Les Modules et les fonctions d'un relais numérique ont été également définis. Ces modules comprennent le module d'entrée de mesure analogique, le module de filtrage anti-repliement analogique, le module de conversion analogique-numérique, algorithmes d'évaluation des quantités des phases, le microprocesseur et le module de commandes des organes de coupure. Les concepts et les informations concernant chaque module de base ont été présentés.

## IV.1. Introduction :

Ce chapitre traite la modélisation et la simulation des protections des transformateur triphasé on utilisant un logiciel de simulation appelée PSCAD/EMTDC (Power Systems Computer Aided Design/ Electromagnetic Transient and DC).

Le logiciel PSCAD permet à l'utilisateur de construire des circuits et schémas électrique, d'exécuter des simulations, d'analyser des résultats et de gérer des données dans un environnement graphique complètement intégré. Les Fonctions de traçage en ligne et les contrôles sont également incluses, de tel sort que l'utilisateur peut modifier les paramètres du système au cours d'une simulation et voir directement les résultats. **[30] [31]**

Dans le PSCAD on trouve une bibliothèque complète des modèles des systèmes allant de simples éléments passifs et des fonctions de contrôle, des machines électriques et autres appareils complexes.

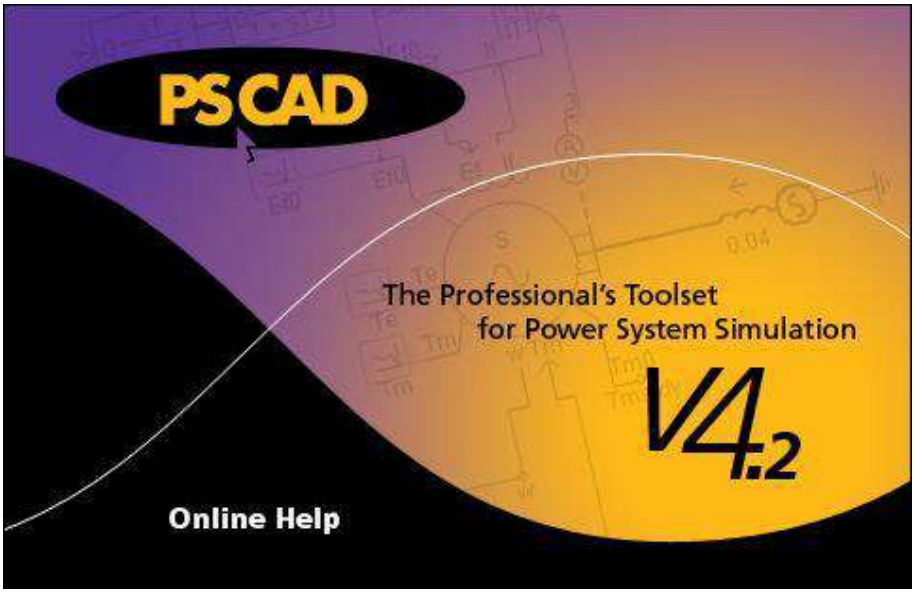



**Figure IV.1 :** Interface utilisateur PSCAD/EMTDC.

## IV.2. Caractérisation des composants PSCAD utilisés: [29]

Tout d'abord, il ya certains éléments ont été utilisés dans la construction du système électrique dans ce projet. Les composants utilisés doivent être mis en place complètement pour s'assurer que le relais de protection dans le système électrique fonctionne pendant le défaut et après le défaut. Ainsi, la compréhension de la caractéristique et les réglages est essentiel dans la construction de ce circuit.

### IV.2.1. Source de Tension Triphasée :

Une source (S1) a été utilisée dans la simulation. Le modèle de composant de source de tension qui a été utilisé pour modéliser une source de tension triphasé est représenté sur la figure IV.2.

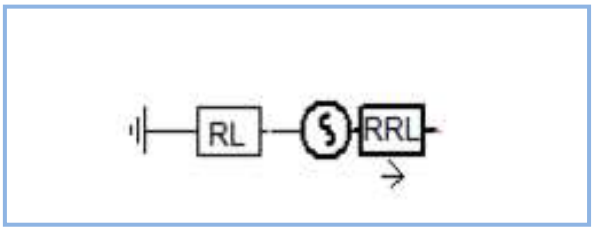



**Figure IV.2 :** Le modèle de composant de source de tension.

Le type de l'impédance de source peut être choisi comme résistif, inductif ou capacitif. Les paramètres peuvent être spécifiés derrière l'impédance de source ou à la borne. Ce composant a une option de contrôle interne de la tension et de la fréquence. Le suivi de la source peut être commandé par des paramètres internes ou des paramètres fixes ou variables signaux externes. Les apports extérieurs sont:

- V - phase-terre, amplitude de la tension, kV.
- f - fréquence, Hz.

Les paramètres de la source sont donnés dans le tableau suivant :

| $S_{base}$ (MVA) | Tension (KV) | Angle de phase (degrés) | Fréquence (Hz) |
|---|---|---|---|
| 100 | 132 | 0 | 60 |

**Tableaux IV.1:** Les paramètres de la source.

### IV.2.2. Disjoncteur triphasé :

Le modèle de composant du disjoncteur est représenté dans la Figure IV.3. Cette composante simule le fonctionnement du disjoncteur triphasé.

Ce composant possède une option pour spécifier le ON (fermé) et OFF (ouverte) de la résistance du disjoncteur. Le disjoncteur est commandé par le signal d'entrée (la valeur par défaut est BRK).

La logique du disjoncteur est :

- OFF (ouvert) - 1.
- ON (fermé) - 0.

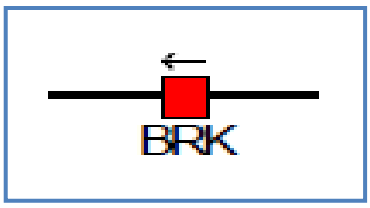



**Figure IV.3 :** Disjoncteur triphasé**.**

### IV.2.3. Transformateur :

Le transformateur triphasé est un autre outil de simulation du PSCAD utilisé dans ce travail, spécifiquement un transformateur abaisseur à couplage étoile-étoile a été choisi pour notre modèle de simulation.

Le modèle de transformateur est représenté dans le schéma suivant :

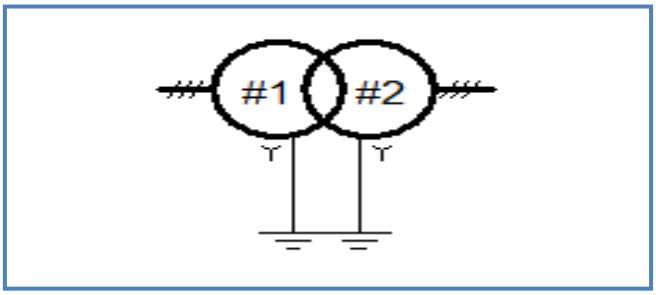



**Figure IV.4 :** Le modèle de transformateur dans PSCAD.

Les paramètres de transformateur sont donnés dans le tableau suivant :

| **Puissance apparent(MVA)** | **Tension primaire (KV)** | **Tension secondaire (KV)** | **Fréquence (Hz)** | **Courant magnétisant (%)** |
|---|---|---|---|---|
| **90** | **132** | **66** | **60** | **4** |

**Tableaux IV.2:** Les paramètres de transformateur.

### IV.2.4. Contrôleur de Défaut Triphasé :

Le dispositif de commande de défaut triphasé est un composant en PSCAD qui permet de contrôler ou générer n'importe quel type de défaut désiré sur le transformateur de puissance. Il existe deux types de contrôle de défaut soit un contrôle interne ou externe. Dans notre projet, il est commandé de l'intérieur. **[28][29]**. (Figure IV.5)

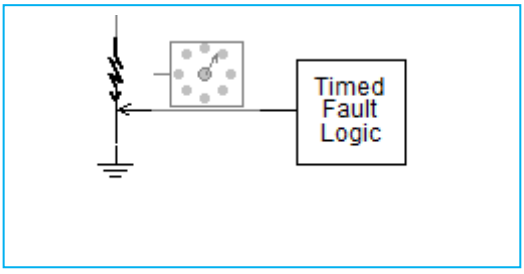



**Figure IV.5 :** Contrôleur de Défaut Triphasé.

### IV.2.5. Logique du temps de Défaut :

La logique du temps de défaut (Figure IV.6) est un composant qui est utilisé pour démarrer et arrêter un défaut dans des moments spécifiés. Dans ce système, le temps pour le début de défaut appliquée est à 0.2s et durée de défaut est de 0.1s.

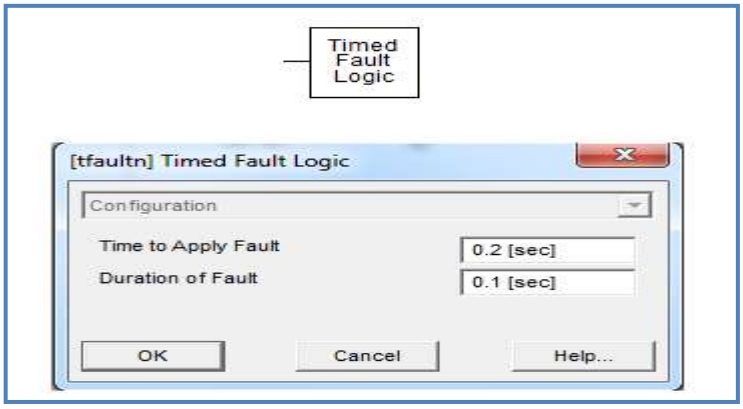



**Figure IV.6 :** Contrôle de la temporisation de défaut.

### IV.2.5. Modèle du transformateur de courant TC :

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

- Tension.
- Fréquence.
- Courant.

Ils sont définis par leur rapport de transformation, leur puissance et leur classe de précision. Leur classe de précision (précision en fonction de la charge du TC, et de la surintensité) est choisie en fonction de l'utilisation.

Le modèle de composant de transformateur de courant est représenté dans la figure IV.7.

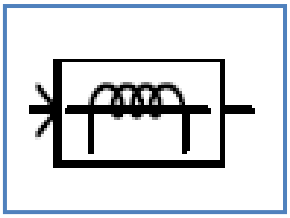


**Figure IV.7 :** Le modèle actuel de composant de transformateur.

Les paramètres des transformateurs de courant utilisé dans notre modèle de simulation sont présentés dans les deux tableaux suivants :

| Spires primaires | Spires secondaires | Résistance secondaire (Ohm) | Inductance secondaire (H) | Fréquence (Hz) |
|---|---|---|---|---|
| **1** | **400** | **0.5** | **$0.8e^{-3}$** | **60** |

**Tableaux IV.3 :** Les paramètres de transformateur de courant (TC1).

| Spires primaires | Spires secondaires | Résistance secondaire (Ohm) | Inductance secondaire (H) | Fréquence (Hz) |
|---|---|---|---|---|
| **1** | **800** | **0.5** | **$0.8e^{-3}$** | **60** |

**Tableaux IV.4 :** Les paramètres de transformateur de courant (TC2).

### IV.2.6. la charge :

Dans cette modélisation nous utilisant une charge triphasée constituée de deux composants :

Puissance active: 50 MW.

Puissance réactive: 20 MVAR.

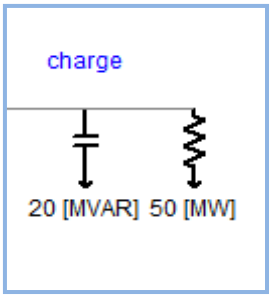



**Figure. IV.8.** module de la charge dans le PSCAD

### IV.2.7. Module FFT (Fast Fourier Transform) :

Le module FFT est un composant qui permet de déterminer l'amplitude et la phase d'un signal d'entrée en fonction du temps (Figure IV.9). Tout d'abord, les signaux d'entrée sont échantillonnés avant d'être décomposés en composantes harmoniques.

On peut sélectionner l'un des trois types de blocs FFT suivants :

- **1 phase :** Il s'agit d'une FFT d'une phase, l'entrée est traité pour fournir des grandeurs d'amplitude **Mag** et angle de phase **Ph** de la fréquence fondamentale et ses harmoniques (y compris la composante en courant continu DC).
- **2 phases :** c'est un module à deux FFT d'une phase dans un seul bloc.
- **3 phases :** c'est simplement trois FFT d'une phase réunis en un seul bloc.

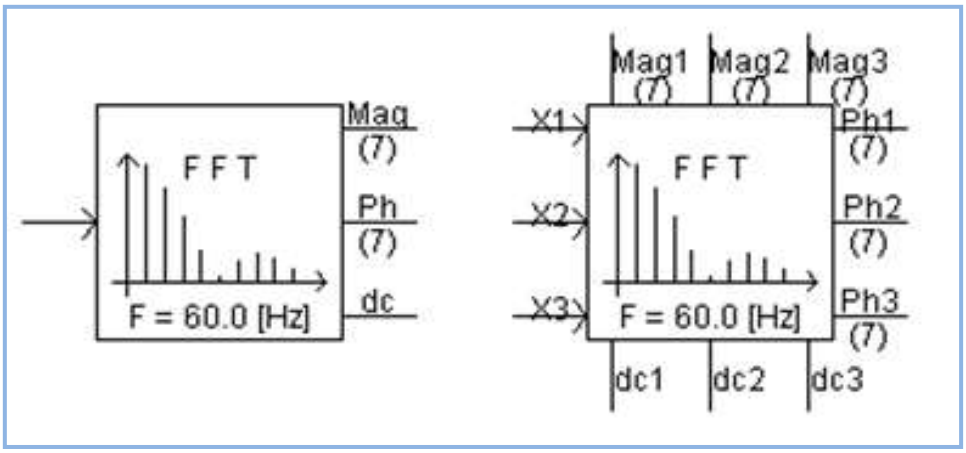



**Figure IV.9 :** Configuration du Bloc FFT.

## IV.3. Protection Différentielle de transformateur :

Le principe de la protection différentielle du transformateur consiste à calculer la différence entre les courants primaires et secondaires (entre et sorte de transformateur).

La protection différentielle doit fonctionner que pour le défaut interne, et elle doit être insensible pour les défauts en dehors de la zone de protection (Défauts externes).

La protection fonctionne lorsque le courant différentiel dépasse la valeur de seuil de réglage de $I_{diff}$.

Pour les défauts externes, l'écart, le courant différentiel doit être égal à zéro, mais l'erreur provoquée par la saturation et TC et l'erreur de rapport de transformation conduit à une valeur non nulle. Pour éviter le mauvais fonctionnement le seuil de réglage de $I_{diff}$ augmentée à une valeur de 20% à 30%.

Pour le réglage de la protection dans le PSCAD, quatre (04) paramètres sont important à paramétrer dans le module de la protection différentielle (Figure IV.11) afin de réaliser la pente de caractéristique de la protection (Figure IV.10) :

**$I_{S1}$ :** Le seuil de déclenchement du courant différentiel ($I_{Diff}$);

**$K_1$ :** La 1er pente de la caractéristique de déclenchement en pourcentage ;

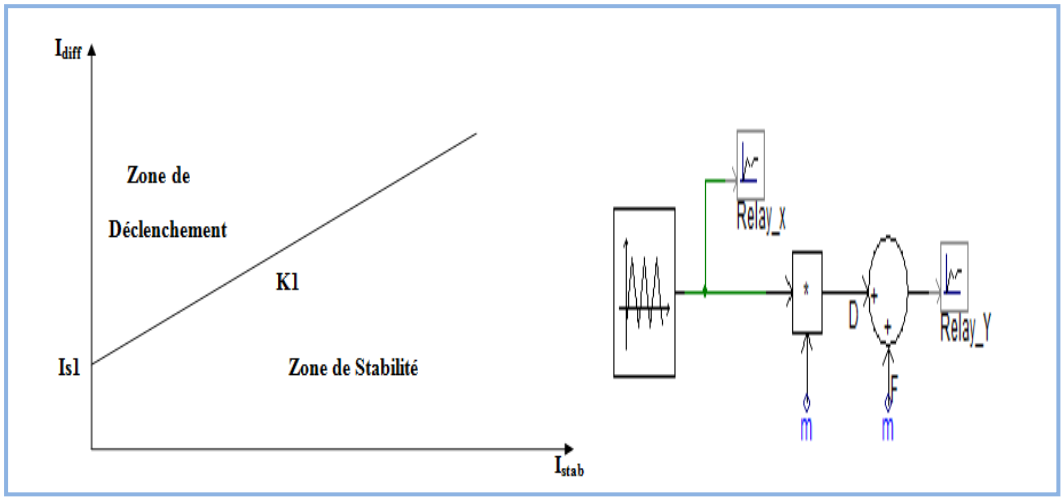



**Figure IV.10 :** Pente de caractéristique la Protection Différentielle.

## IV.4. Modélisation de la Protection différentiel de transformateur :

Le système de protection électrique à étudier, est constitué de deux parties : l'étape de traitement de signal et le dispositif de protection (Protection différentielle de transformateur). Le circuit de la Figure IV.11 est un système électrique triphasé qui est représenté dans un schéma unifilaire, avec les paramètres suivants :

- La tension de la source : $V_{Source}$ = 132,00 kV,
- La résistance série de la source : Rss = 1Ω,
- La résistance parallèle de la source $R_{SP}$= 1.0 Ω.
- L'inductance parallèle de la source $L_{Sp}$ = 0.1.

En ce qui concerne le transformateur, on a choisis une transformateur triphasée abaisseur à couplage étoile-étoile, car il est le modèle le plus approprie pour notre système.

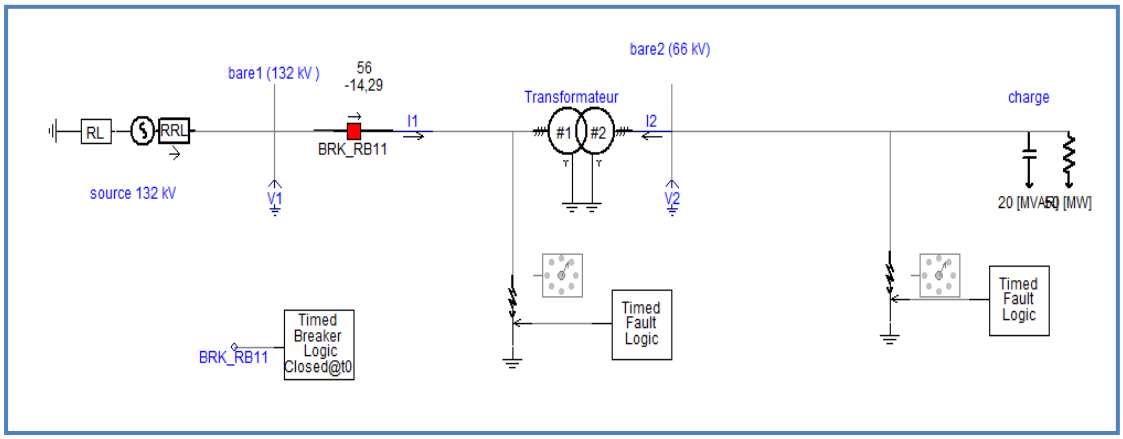



**Figure IV.11 :** Modèle de simulation.

Le schéma suivent qui représente block de la protection différentielle de transformateur dans PSCAD il consiste deux block :

- Block de traitement de saigneux d'entrée.
- Block des logiques de la protection différentielle sur PSCAD.

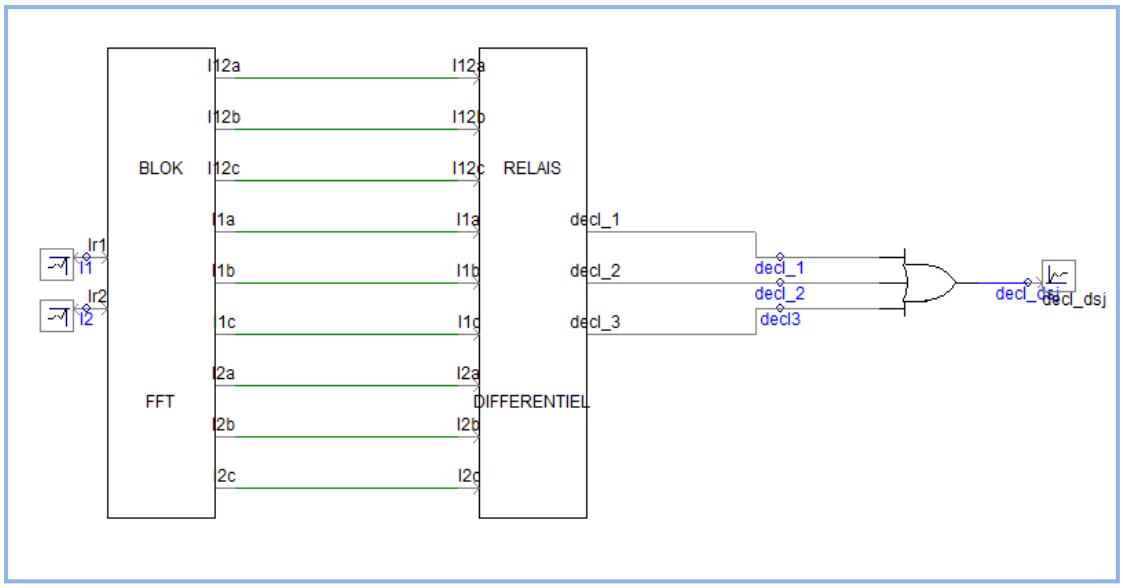



**Figure IV.12:** schéma block de la protection différentielle de transformateur dans PSCAD.

### IV.4.1. Etape de traitement des signaux d'entrés :

C'est l'étape initial pour le traitement de signal d'entré. La Figure IV.13**.** Montre plusieurs composants qui sont nécessaires pour le système de protection. La méthode utilisée pour le traitement de signal d'entrée est la Transformée de Fourier Rapide (FFT) à la place de la Transformée de Fourier Discrète (DFT). Ce FFT fournir une solution plus rapide et de meilleure qualité pour le traitement des données au lieu de

DFT. Quand un transformateur de puissance est soumis à un défaut, le signal de courant et de tension (Figure IV.14), haute et basse fréquence sont produit. La fonction du FFT est d'extraire la fondamentale et la deuxième harmonique en amplitude du signal de source (Figure IV.15).

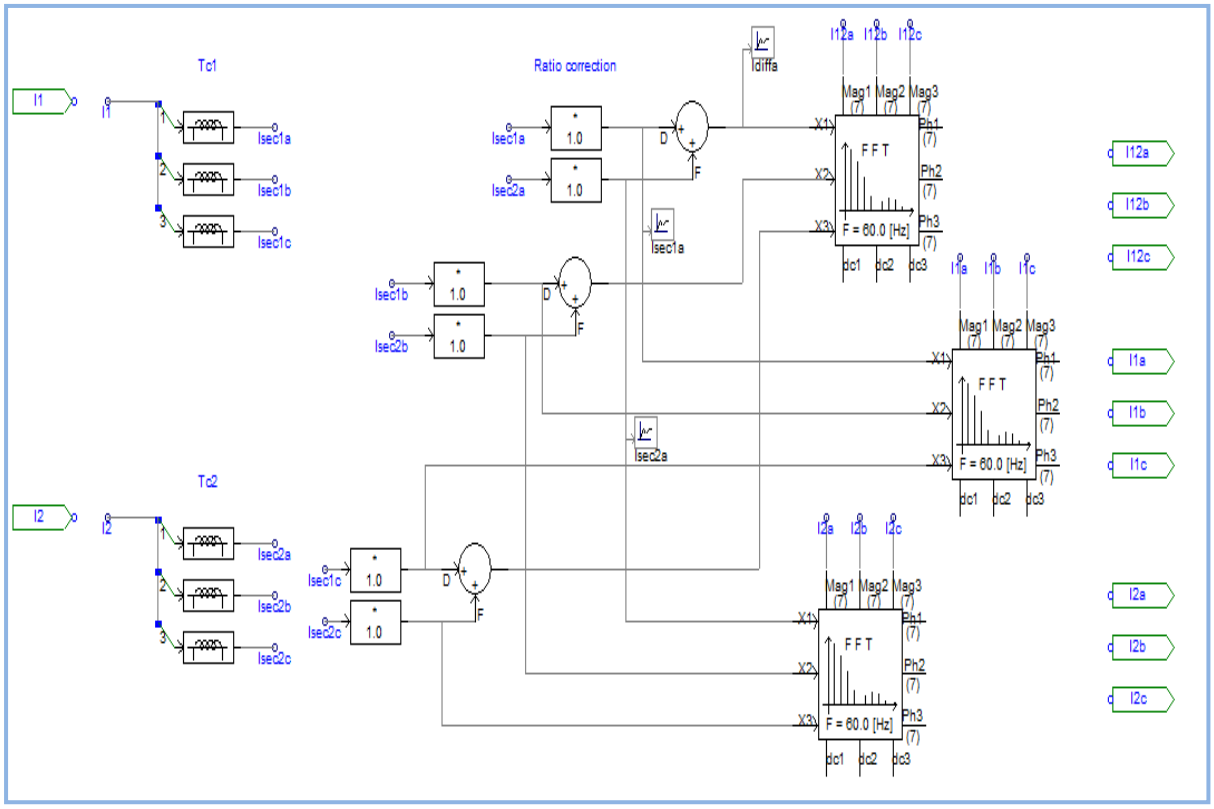
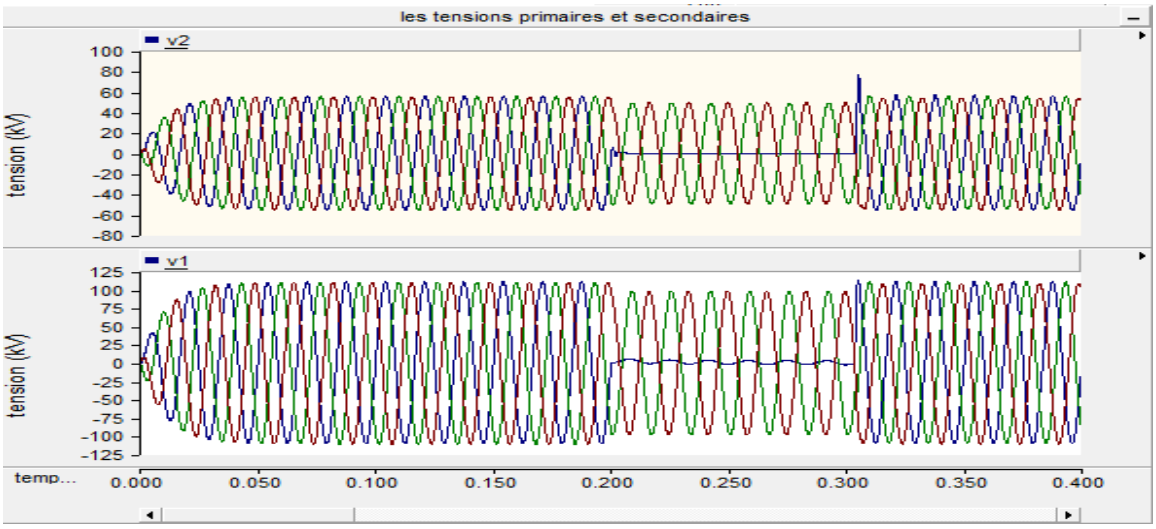
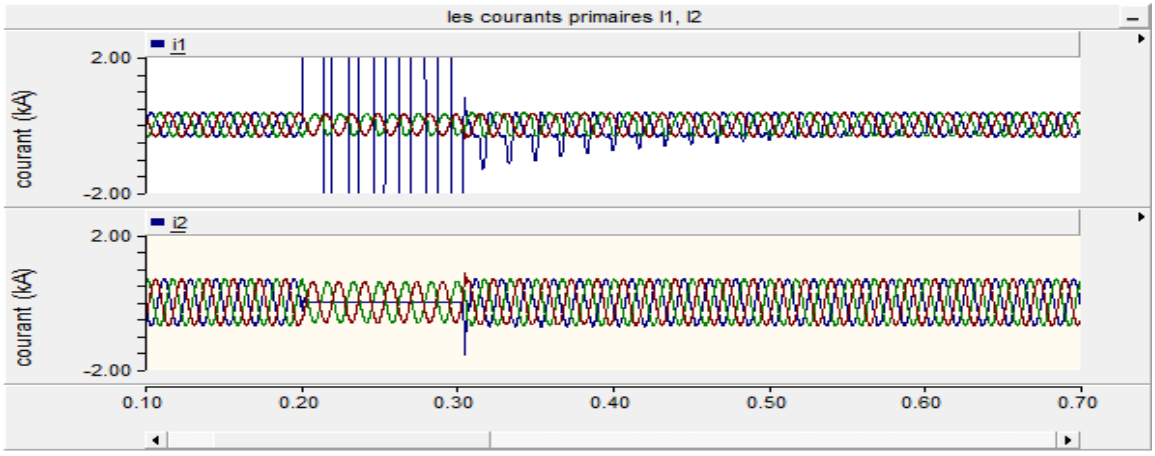


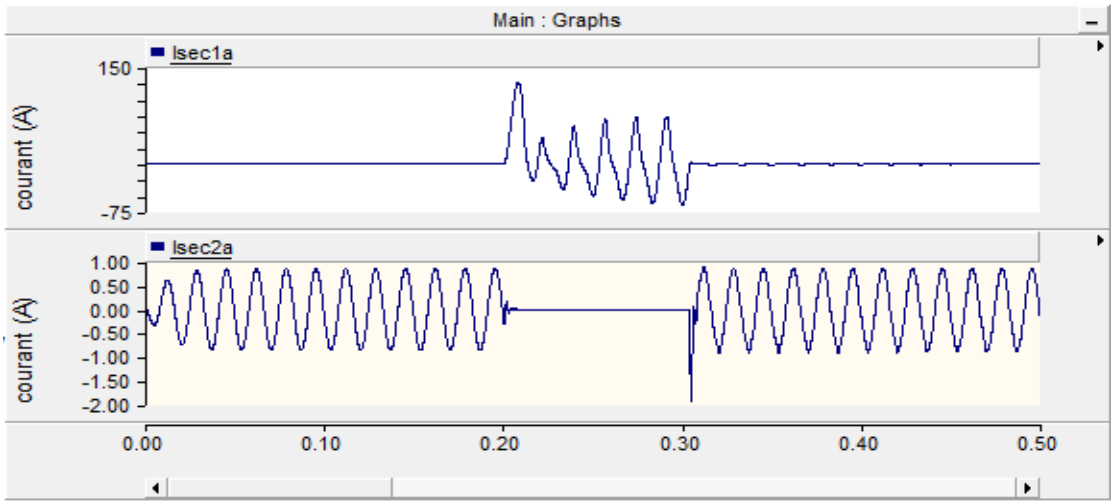

**Figure IV.13 :** Etape de traitement des signaux d'entrés.



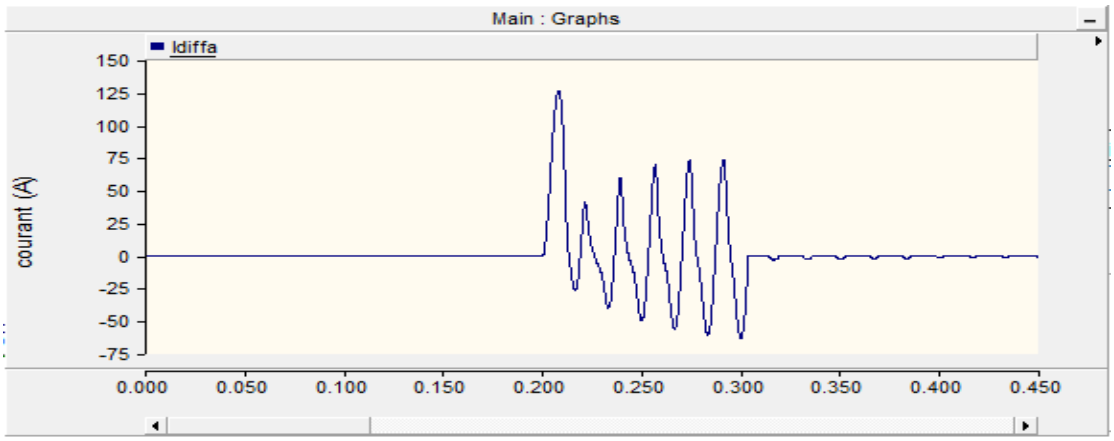

**a).** Formes des tensions primaires et secondaires.




**b).** Formes des courants primaires et secondaires.




**c).** Formes des courants primaires et secondaires phase A après le TC.




**d).** Forme de  courant différentielle phase A avant FFT.

**Figure IV.14 :** Défaut Phase-Terre (A-G).

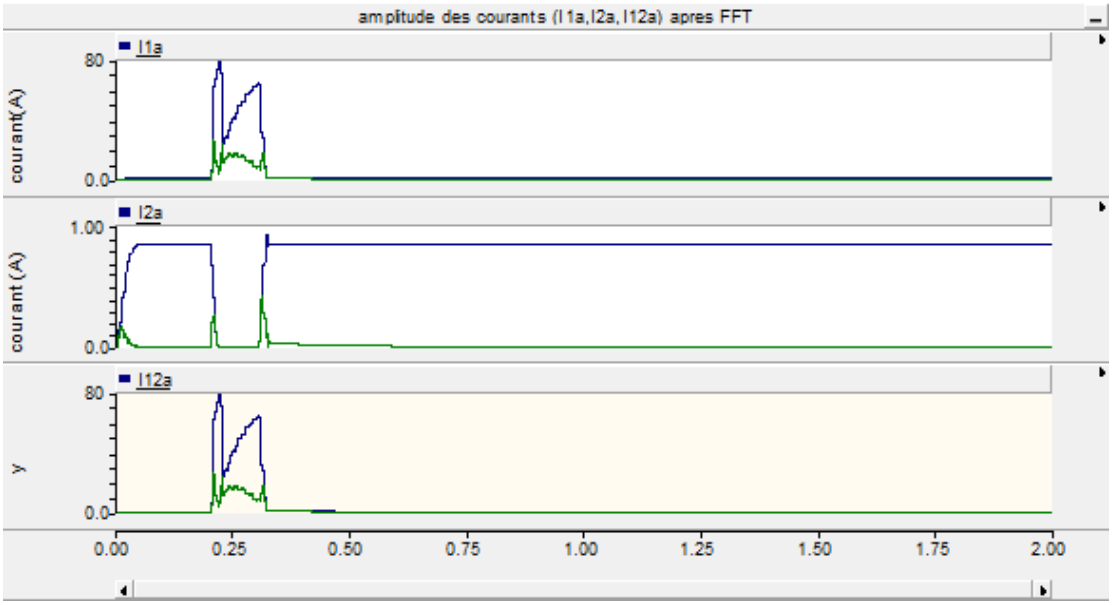



**Figure IV.15 :** l'amplitude des courants (I1a, I2a, I12a) sortant de module FFT.

Ce schéma qui représente les amplitudes des courants de la phase A après FFT

I1a : l'amplitude de courant primaire de la phase A;

I2a : l'amplitude de courant secondaire de la phase A;

I12a : l'amplitude de courant différentiel de la phase A.

### IV.4.2. Circuit logique de la protection différentiel du transformateur :

Apres l'étape du traitement du signal les différents signaux obtenus sont entré dans le circuit logique de la protection différentiel du transformateur (Figure IV.16) afin de vérifier s'il existe un défaut dans la zone de protection. Cette vérification est obtenue par la comparaison du courant différentiel au courant retenue. Enfin le relais peut donner le bon ordre au disjoncteur.

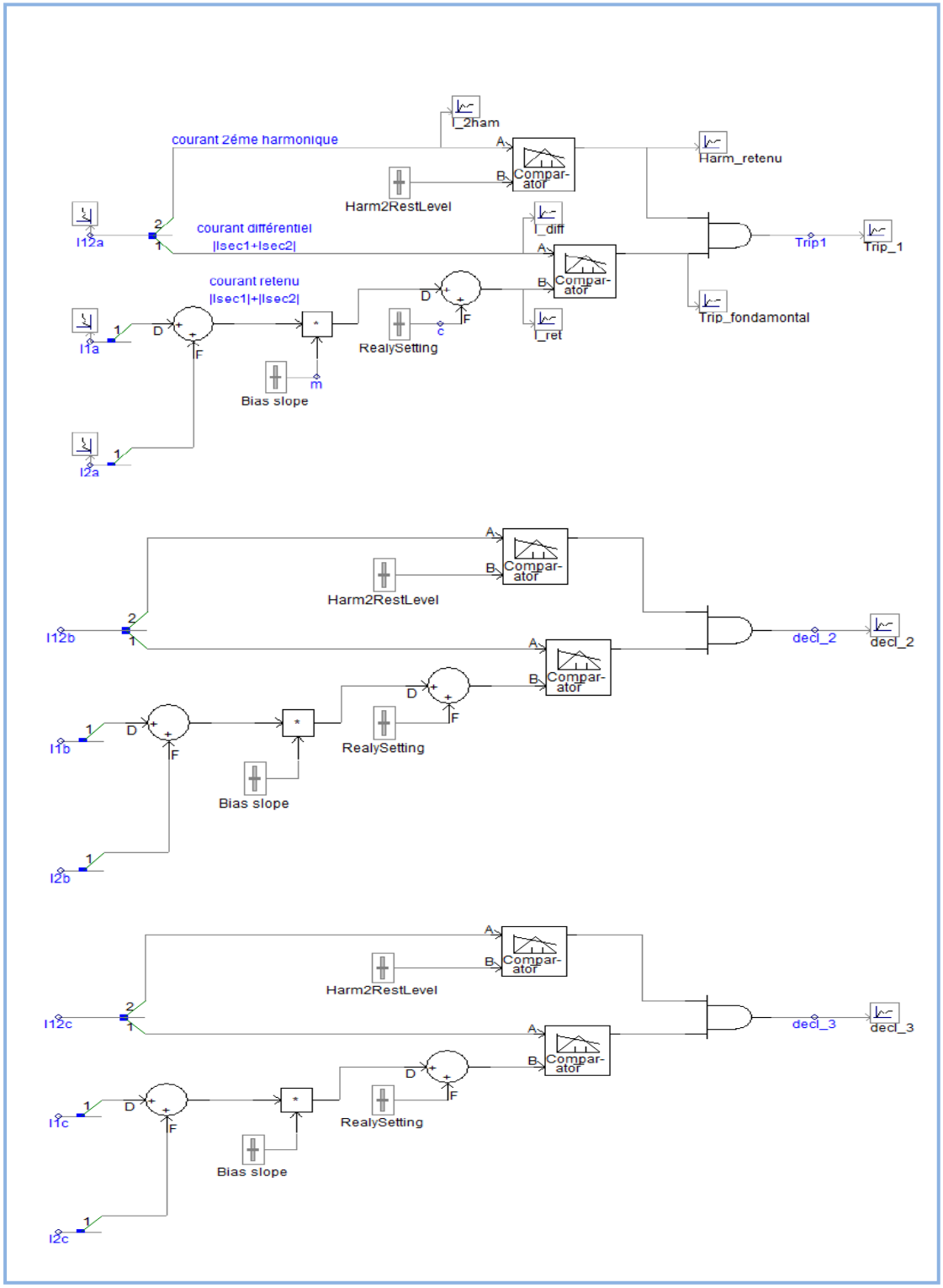


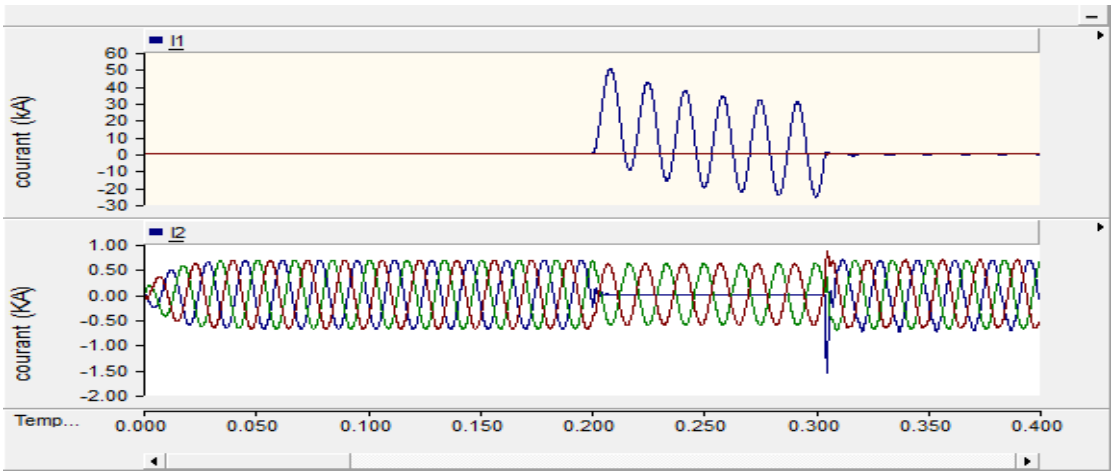

**Figure IV.16 :** Circuit logiques de la protection différentielle sur PSCAD.

### IV.4.3. Résultats de simulation :

L'étape de la simulation est très importante dans notre travail, car elle permet de vérifier la fiabilité de notre système de protection. Pour cela, on a applique deux types de test pour notre modèle. Le premier test concerne les défauts interne dans la zone de protection est comprend les trois types de défaut possible (monophasé, biphasé et triphasé) et dans le deuxième test un défaut triphasé est appliqué en dehors de la zone de protection pour voir la stabilité de la protection contre les défauts externes.

### IV.4.3.1. Défaut interne de la zone de protection:

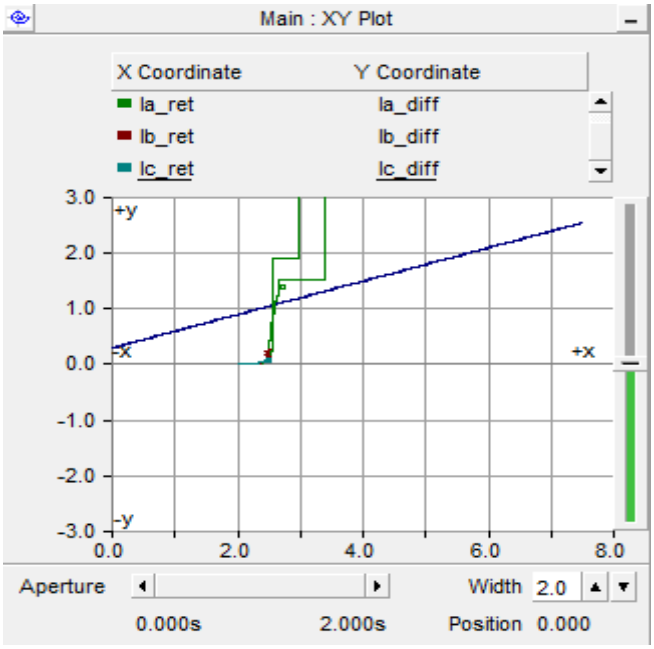
#### IV.4.3.1. a. Défaut monophasé (A-G) :



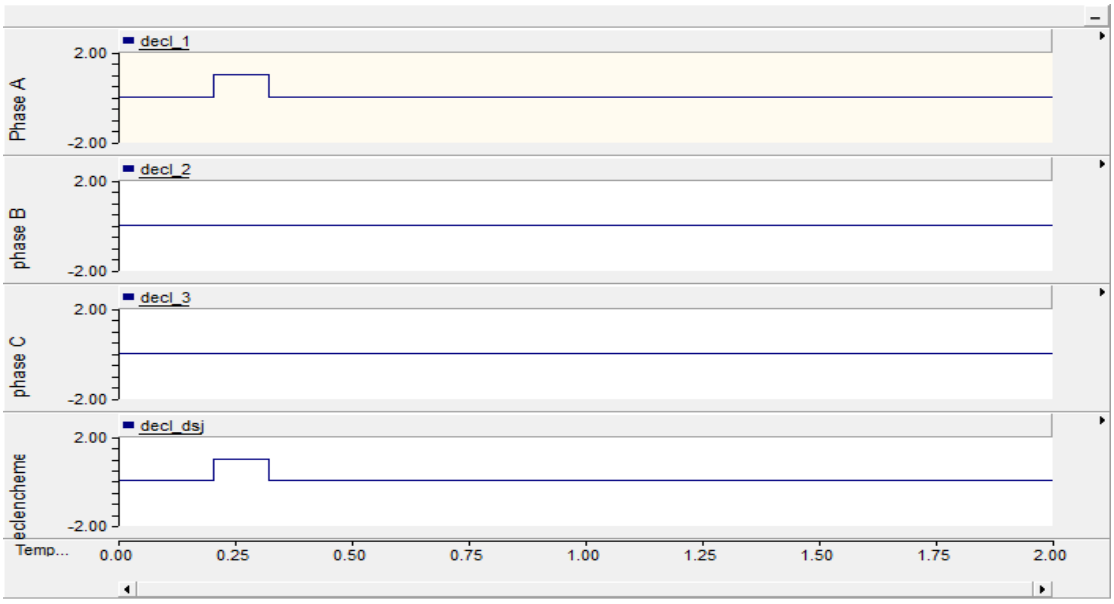

**a).** les courants triphasés primaires et secondaires (défaut monophasé interne).




**b).** Formes des courants $I_{Diff}$ , $I_{Ret}$ et harmonique d'ordre deux des trois Phases.




**c).** Pente de caractéristique la Protection Différentielle.



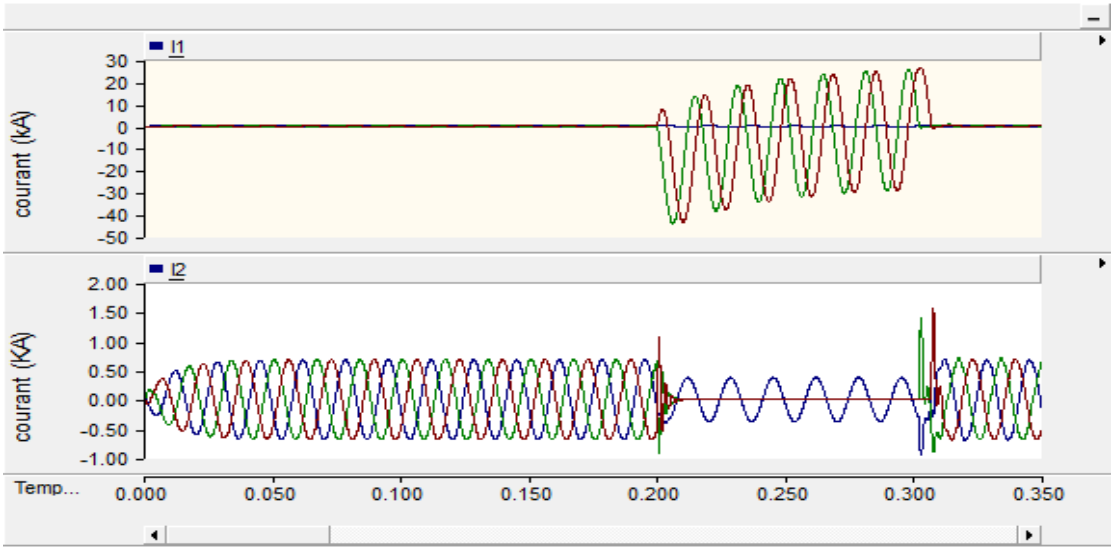

**d).** Courbe du signal de déclenchement du relais.

**Figure IV.17 :** Défaut monophasé A-G.

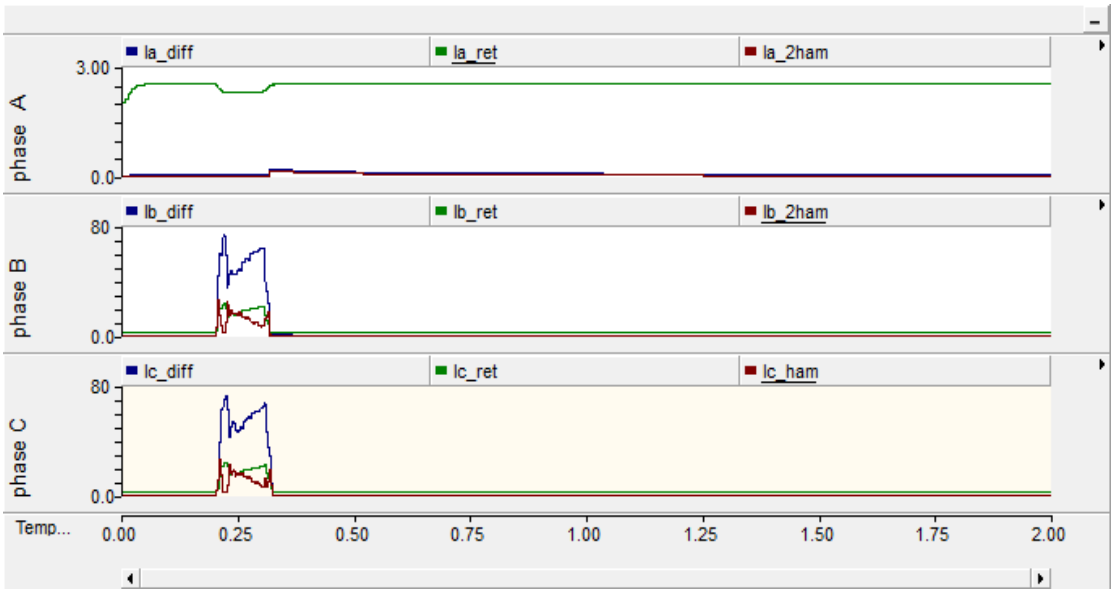
La Figure IV.17 représente les résultats de simulation en cas défaut interne monophasé (phase A à la terre).Ces résultats montre que notre relais à bien réagit et le défaut est rapidement détecté .Cette tache est accomplie en comparant le courant

différentiel avec le courant de retenue. Nous remarquant que seul le relais de la phase A à donné l'ordre de déclenchement car elle existe une différence supérieur au seuil de déclenchement entre le courant différentiel et le courant retenue. Cependant les autres phases sont saines et enfin le signal final de déclenchement est positif.

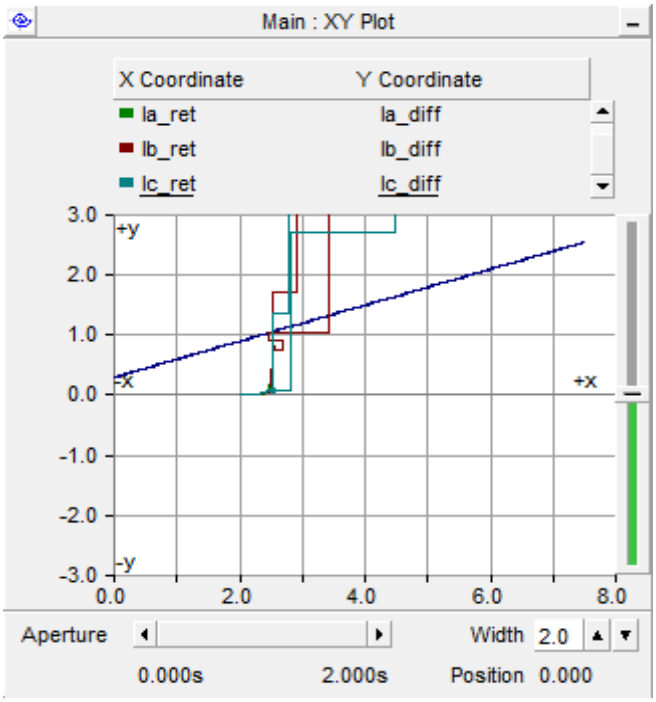
### IV.4.3.1.b. Défaut biphasé (BC_G) :



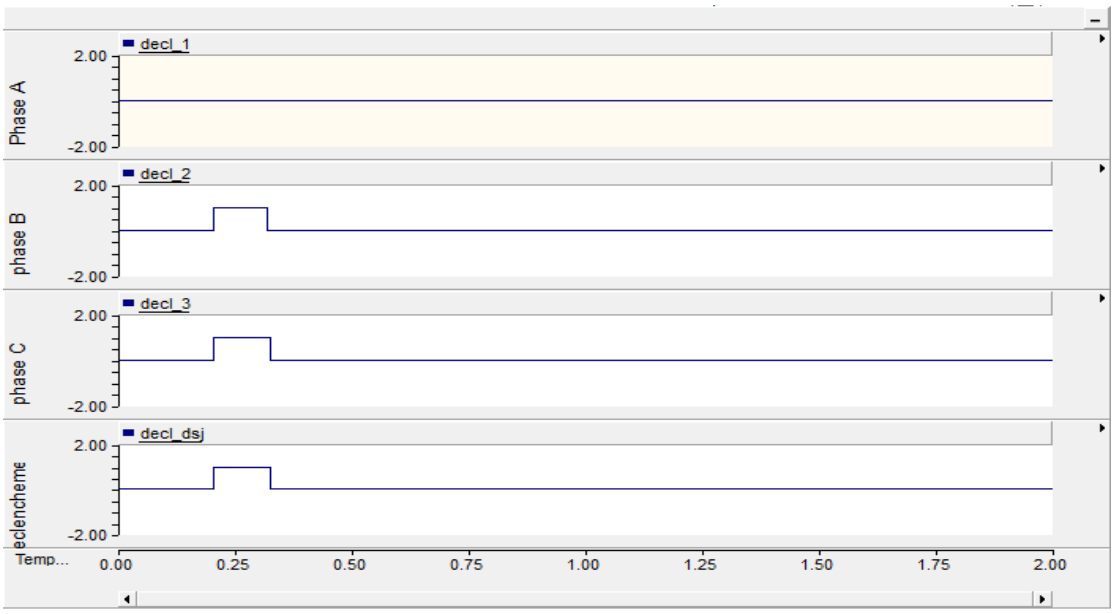

**a).** les courants triphasés primaires et secondaires (défaut biphasé interne).




**b).** Formes des courants $I_{Diff}$ , $I_{Ret}$ et harmonique d'ordre deux des trois Phases.




**c).** Pente de caractéristique la Protection Différentielle (défaut biphasé).



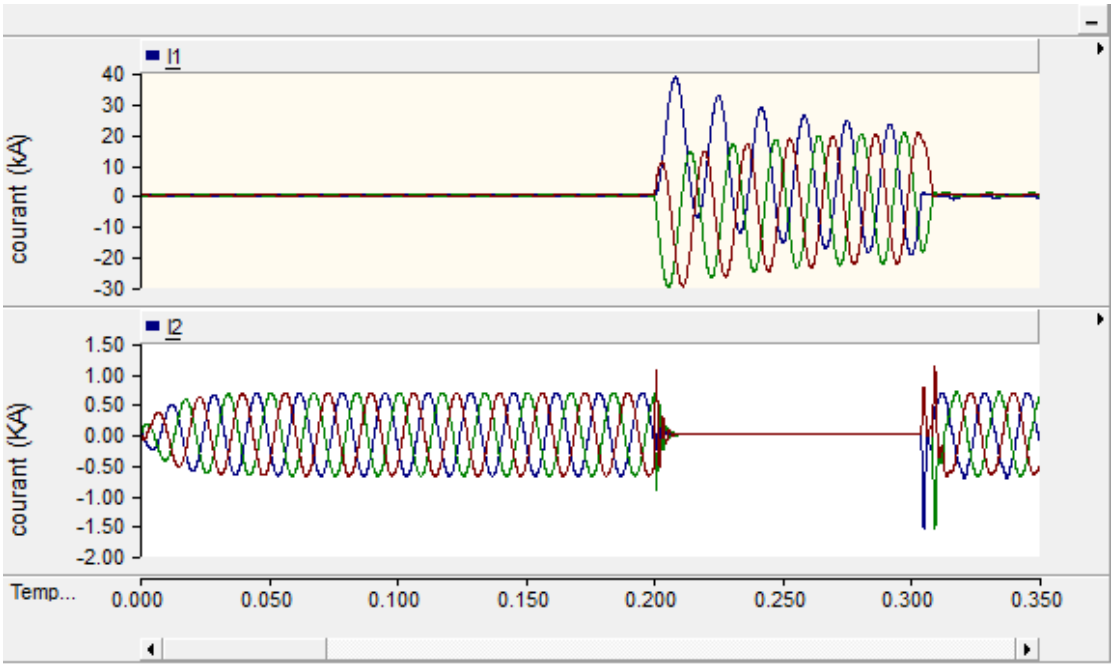

**d).**Courbe du signal de déclenchement du relais

**Figure IV.18 :** Défaut biphasé (BC_G).

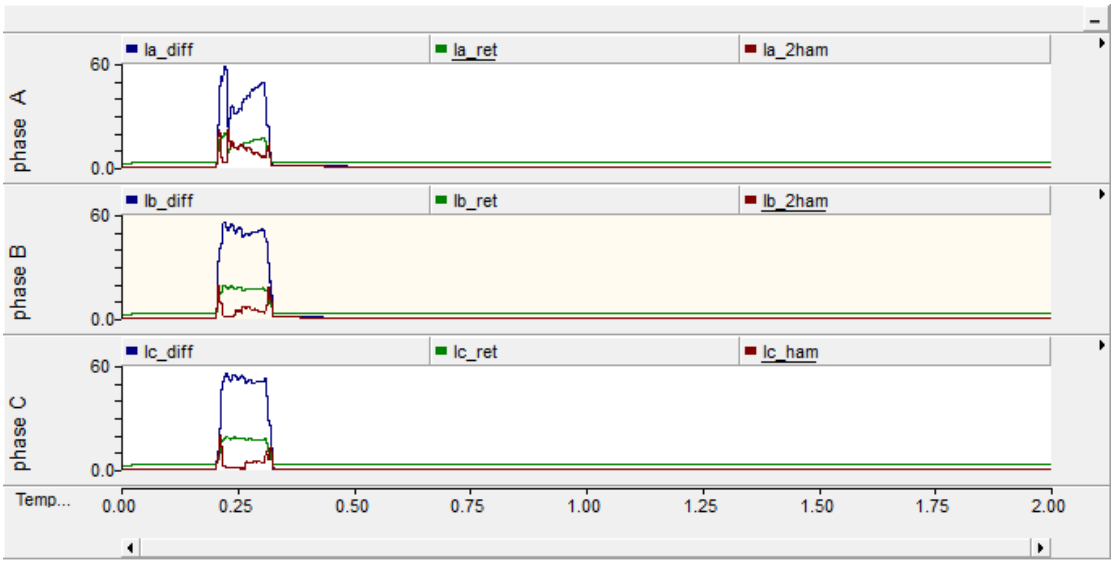
Dans le cas d'un défaut interne biphasé (B-C-G) on remarque que les courants différentielles de la phase B et C est largement supérieure aux courants retenu de ces phases respectivement ce qui à permet au relais lies a ces phases de donné un ordre de

déclenchement. Tendit que la phase A et saine ce qui explique qu'aucun signal de déclenchement n'était donné. A la fin le signal finale du relais est bien justifier.

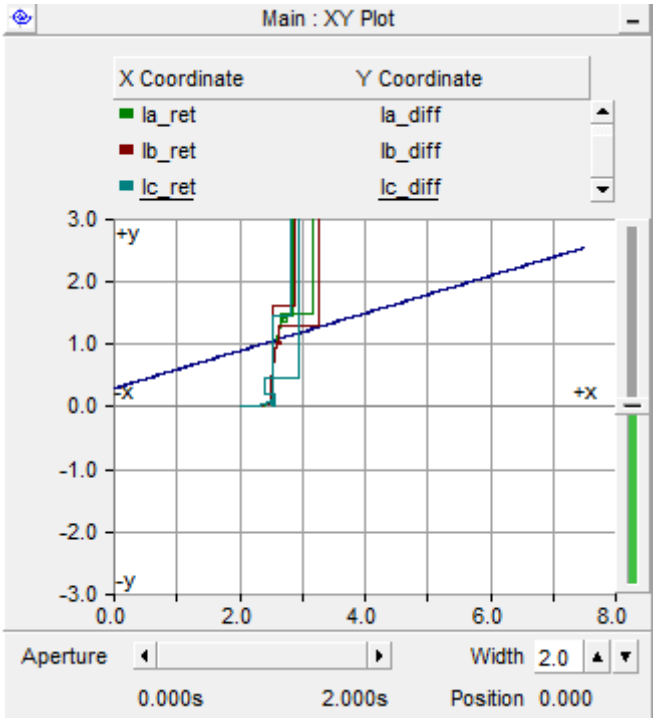
### IV.4.3.1.c. Défaut triphasé (ABC) :



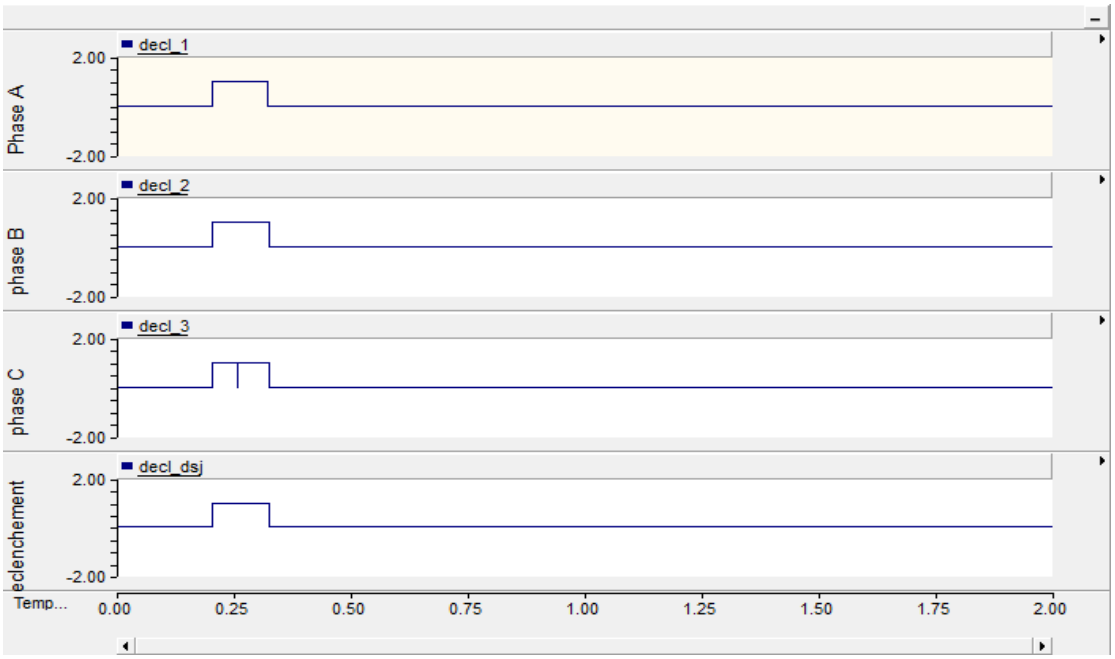

**a).** les courants triphasés primaires et secondaires (défaut triphasé interne).




**b).** Formes des courants $I_{Diff}$ , $I_{Ret}$ et harmonique d'ordre deux des trois Phases.




**c).** Pente de caractéristique la Protection Différentielle (défaut triphasé).



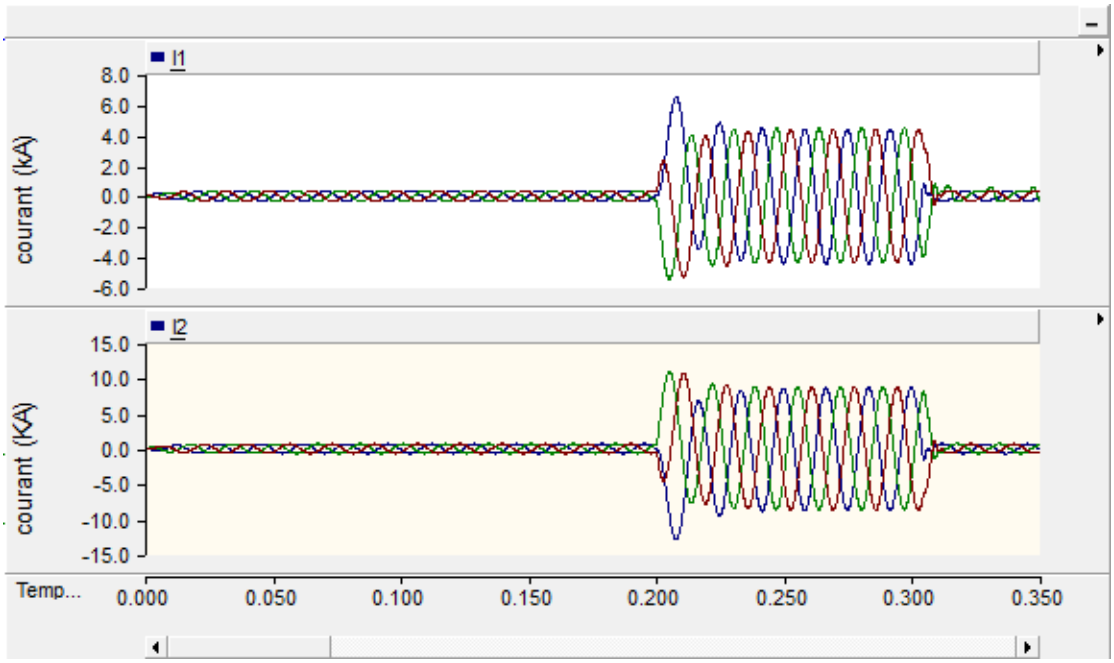

**d).** Courbe du signal de déclenchement du relais.

**Figure IV.19:** Défaut triphasé (ABC).

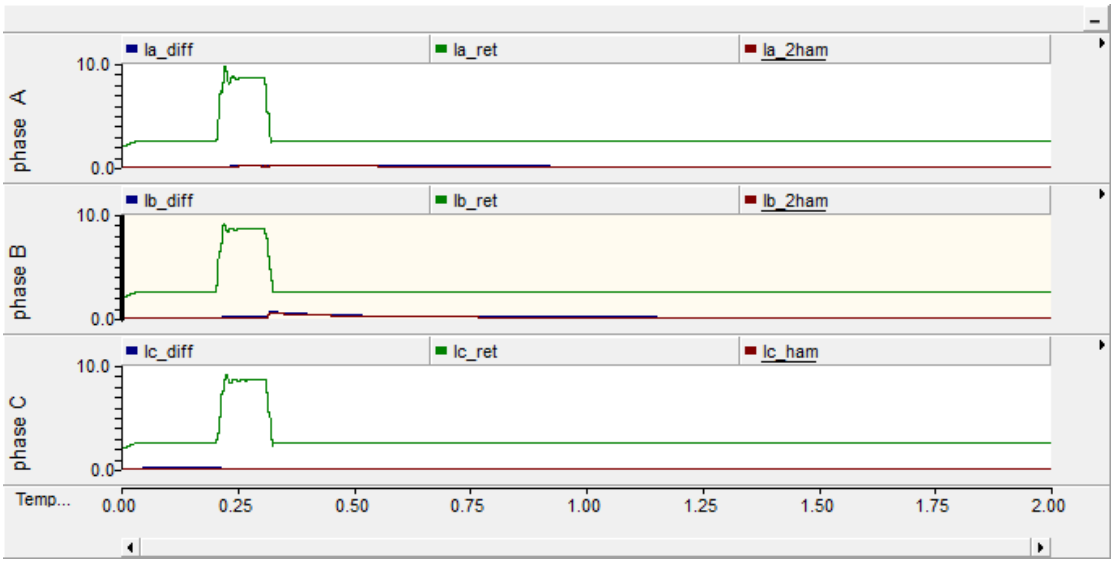
Enfin dans le cas d'un défaut triphasé (ABC) même constatation pour les deux cas premier notre relais à remplir sans tache parfaitement en détectons le défaut dans les trois phases ce qui à permet au relais de transmettre l'ordre de déclenchement au disjoncteur.

### IV.4.3.2. Défaut externe de la zone de protection:

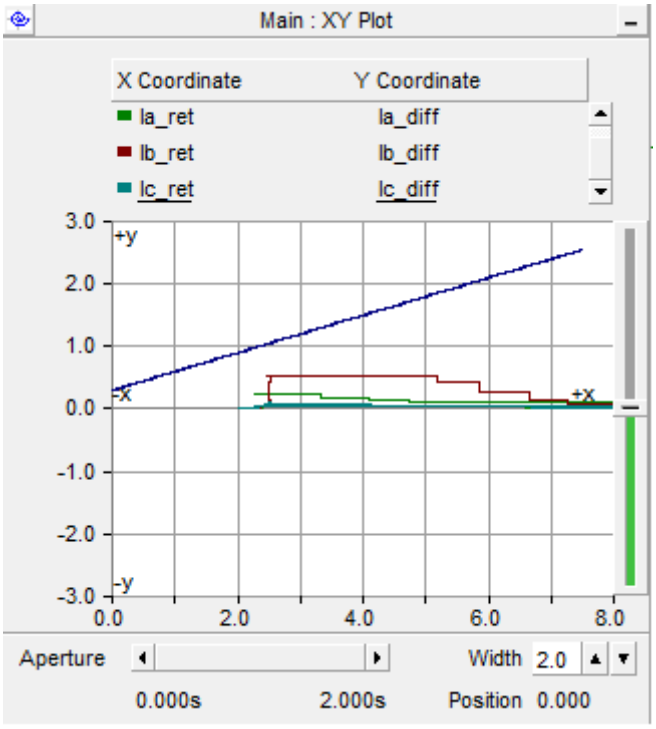
### IV.4.3. 2.a. Défaut triphasé (ABC) :



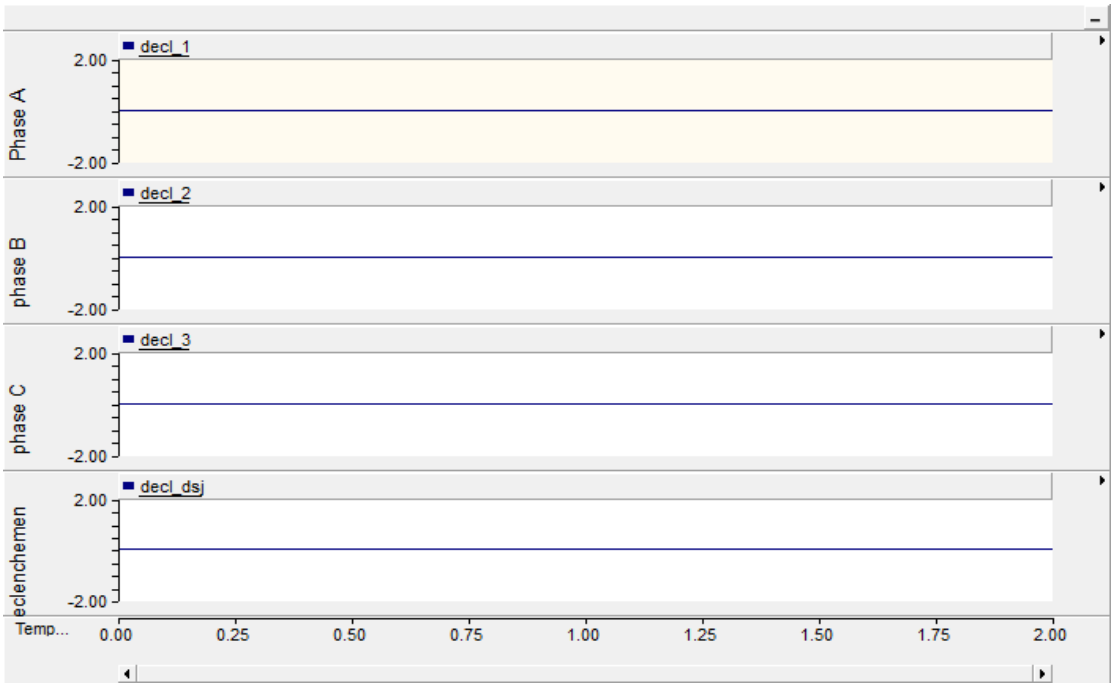

**a).** les courants triphasés primaires et secondaires (défaut triphasé externe).




**b).** Formes des courants $I_{Diff}$ , $I_{Ret}$ et harmonique d'ordre deux des trois Phases.




**c).** Pente de caractéristique la Protection Différentielle (défaut externe).




**d).** Courbe du signal de déclenchement du relais.

**Figure IV.20:** Défaut triphasé (ABC) externe.

Dans le cas de simulation du défaut externe nous avons préféré d'essayé uniquement le défaut triphasés ce qui est largement suffisant pour test la stabilité de notre relais. Les résultats de simulation montre que notre relais ne réagit pas malgré que des légères perturbations sont apparait à la cour du défaut est reste inactif.

## IV.5. Conclusion :

Dans ce dernier chapitre, nous avons élaboré des modèles de simulation da la protection différentielle de transformateur de puissance on utilisant le logiciel de simulation PSCAD.

En premier, nous avons présenté les différant composant du modèle de simulation étudié.

En fin les résultats de simulation dans les cas des défauts interne (monophasé, biphasés, triphasé) et défaut externe.

# Conclusion générale

Ce projet porte sur l'étude de la protection de transformateur de puissance contre les différentes perturbations auxquelles il peut être soumis tels que les courts-circuits et les surcharges électriques.

L'objectif de ce travail à été assignés et pris en charge à travers ces quatre chapitres constituant ce mémoire :

Le premier chapitre à été caractérisé à une présentation générale du transformateur, commençant par citer les différentes types, ensuite la modélisation et le principe de fonctionnement et enfin nous terminant ce chapitre par le calcul des pertes, rendement et bilan de puissance.

En effet, pour assurer la protection de transformateur, une étude des différents types de protection a été présentée dans le deuxième chapitre. Nous avons présenté en premier lieu, un aperçu sur l'historique de développement du système de protection à travers le temps. La deuxième partie de ce chapitre est consacre a l'étude des différant types de défauts qui perturbe le bon fonctionnement du transformateur ainsi que la plupart des systèmes de protection possible pour le transformateur on été présenté. Enfin, la dernière partie est dédie à La description des principes de fonctionnement de la protection différentielle et leur problèmes.

Le troisième chapitre, traite la structure et la conception d'un relais de protection numérique. Les principaux modules internes du modèle de relais numérique sont présentés dans ce troisième chapitre. Ces modules sont : le module de mesure analogique, module de filtrage, module de conversion analogique-numérique (CAN), module de l'algorithme d'estimation des quantités des phases et le module de logique de relais (Microprocesseur).

La simulation de modèle de relais de protection numérique tels que la protection différentielle est décrite dans le dernier chapitre. La méthodologie proposée consiste à intégrer les modèles de relais numériques dans un modèle du système électrique on

utilisant l'environnement PSCAD/EMTDC. Les Composants du PSCAD/EMTDC qui sont utilisés pour le modèle du système électrique et les modèles des relais de protection numérique présentés dans notre simulation sont également présentés dans ce dernier chapitre.

Les modèles de simulation présentés dans le dernier chapitre sont réparties comme suit :

- Présentation des résultats de simulation des formes des signaux d'entrées analogiques (avant et après le traitement des signaux par le module FFT).
- Simulation d'un modèle d'une protection différentielle de transformateur de puissance avec application des défauts internes de la zone de protection et des défauts externes, les résultats obtenus expliquent le bon fonctionnement de la protection lors des défauts internes et sa stabilité pour défauts externe de la zone de protection.

Finalement, nous espérons que notre travail sera fort utile pour l'amélioration des connaissances des étudiants et constituera une étape pour aborder une étude plus approfondie sur la simulation des protections de transformateur de puissance par l'utilisation du logiciel de simulation PSCAD/EMTDC et d'autre logiciel.

# Références Bibliographiques

[1] **«Encyclopédie Pratique de mécanique et d'électrique »**, Edition : Aristide Quillet, STERASBIUEG 1968.

[2] ISTVAN BEEKES, **« les bases de l'électrotechnique »**, Edition VUIBERT Paris, 1998.

[3] FLUCAS, PCHARRNAULT, **« les Machines Electrique »**, Librairie Delograv-Paris, 1987.

[4] EVANOV SMOLENSKHI, **« Machines électriques »**, Edition Mir Moscou 1980.

[5] FRANCIS MILSANT, **« cours d'électrotechnique »**, édition Ellipses, Frans 1992.

[6] R.MERAT, R.MOREAU, L.ALLEY, J.P.DUBS, J.LAFARGUE, R.LEGOFF **« Electrotechnique-transformateurs-moteur électrique »**, Edition NATHAN, Paris, Février 2002.

[7] YAHIOU Abdelghani, **« Contribution à l'étude et à l'analyse du régime transitoire dans les transformateurs de puissance : Cas du courant d'appel,** université Ferhat Abbas — Sétif (Algérie), 21/06/2012.

[8] Madjid MEZIANI, **« Contribution à la modélisation analytico-numérique des transformateurs de puissance »,** université mouloud mammeri de Tizi-Ouzou (Algérie), 18/12/2011.

[9] TARLOCHAN SINGH SIDHU, **« A microprocessor-based system for protection of power transformers »**, university of Saskatchewan, Canada, September 1989.

[10] KISSIOVA-TABAKOVA, **« installation et entretien de transformateurs »,** Office de la Formation Professionnelle et de la Promotion du Travail, **Maroc,** 2007.

[11] Ladjeroud rafik, **« Protection adaptative par relais à minimum d'impédance»**, université m'hamed bougara, Boumerdes (Algérie), 2005.

[12] Armando Guzmán, Stan Zocholl, Gabriel Benmouyal, and Héctor J. Altuve. **« A Current-Based Solution for Transformer Differential Protection »**. IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, VOL. 16, NO. 4, OCTOBER 2001.

[13] Hewitson, L. G. **« livre guide de protection des équipements électriques »,** 2007.

## REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES:


[14] GHODBANE Fathi, **« cours protection des réseaux électriques »,** École nationale des ingénieurs, Tunis, 2004/2005.

[15] Groupe Sonelgaz, **« manuel de réglage des protections »**, Document technique de Groupe SONELGAZ, 2004.

[16] Dine Mohamed, **« localisation des défauts dans les lignes de transport d'énergie électriques à double circuit »**, Mémoire de Magistère, USTO, 2010.

[17] SANDRO GIANNY AQUILES PEREZ, **« modeling relays for power system protection studies »**, University of Saskatchewan, Canada, July 2006

[18] Newcombe, et al. « **Protective Relay Application Guide »**, 1975, Scolor Press.

[19] **« Site Internet EDF partie protection HTB/HTA »**, Année 2008.

[20] Dj. LABED, **« Production Décentralisée et Couplage au Réseau »** Thèse Doctorat D'Etat, Université Mentouri Constantine, Année 2008.

[21] S.G. AQUILES PEREZ, **« Modeling Relays For Power System Protection Studies »**, Ph. D. Thesis, University of Saskatchewan Saskatoon, Saskatchewan, Canada, 2006.

[22] T. BOUTHIBA, **« Contribution au Développement de nouvelles techniques pour la protection des lignes de transport THT contre les surtensions de manœuvre et les défauts électriques »**, Thèse de Doctorat, USTO, 2004.

[23] M$^{elle}$ F.Z. ELMEZOUAR & M$^{elle}$ A. RAOUDl. **« La protection Numérique d'une Ligne Haute Tension »**, Thèse Ingénieur d'Etat ; Université Djillali Liabes de Sidi Bel Abbès, Promotion 2008-2009.

[24] R. C. JAEGER, **« Tutorial: Analog Data Acquisition Technology »**, IEEE Micro, February 1982.

[25] P. G. McLaren, et les autre , **« Software Models for Relays »**, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 16, No. 12, April 2001, pp. 238-45.

[26] Dr. Hamid H. Sherwali and Eng. Abdlmnam A. Abdlrahem, **« Simulation of numerical distance relays »**, Al-Fatah University, Tripoli-Libya.

[27] H. A. ELEKERMI, **« Localisation des Défauts dans les Lignes de Transport en utilisant les Valeurs Instantanées des Signaux »**, Mémoire de Magistère, USTO, 2008.

[28] SIEMENS AG, **« Protection de Distance 7SA6 V. 4.6 »**, 7SA6 Manuel, 2004.

## REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES:

[29] Mariya Babiy, **« turn-to-turn fault detection in transformers using negative sequence currents »,** University of Saskatchewan, Canada, September 2010.

[30] Craig Muller, « **User Guide: On The Use Of PSCAD, Manitoba HVDC Research Centre »**, Canada, 2005.

[31] LEE KAH CHOON, **« simulation study and setting of distance relays on double circuit transmission lines using pscad »**, Bachelor of Engineering (Electrical), Faculty of Electrical Engineering Universiti Teknologi Malaysia, 2003.