



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

Université Amar Thelidji - Laghouat

FACULTE DE TECHNOLOGIE

DEPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE

MEMOIRE DE MASTER

Réalisé par :

Loucif Oussama et Boudouda Sara

DOMAINE : Sciences et Technologies

FILIERE : Electrotechnique

OPTION : Electrotechnique Industrielle

Thème

Protection des transformateurs de puissance

Jury de soutenance :

Nom et prénom	Grade	Qualité
Nouar Allal	M.A.A	Président
Hadjadj Abdechafik	Professeur	Encadreur
Bensaaed Djelloul	Doctorant	Co encadreur
Arif Salem	Professeur	Examineur
Hamdi Ahmed	Docteur	Invité

Promotion : 2023

ملخص

أصبحت الكهرباء ضرورة في حياتنا اليومية، ومن الضروري نقلها بكفاءة من أماكن الإنتاج إلى مختلف العملاء. تعتبر المحولات مكونات أساسية لهذا النظام، وموثوقيتها ضرورية لضمان طول عمرها. قد تقلل العيوب من عمر خدمتها وتتطلب استخدام أنظمة حماية محددة لرصدها وحمايتها. مع تطوير المرحلات والأجهزة الرقمية، نقدم حلاً يعتمد على تقنية المكونات المتماثلة لاكتشاف وتحديد وتمييز العيوب. في هذه المذكرة، سنقوم أيضاً بدراسة الحماية التفاضلية، وهي إحدى وسائل الحماية الداخلية للمحول، من خلال محاكاتها في مواقف التشغيل المختلفة ومراقبة سلوك النظام بأكمله. سنتناقش هذه المذكرة الأشكال العديدة لحماية محولات الطاقة BT/MT ومحاكاتها على برنامج ETAP في معيار IEC

الكلمات الرئيسية: محول الطاقة، حماية تفاضلية، خطأ داخلي، برنامج ETAP.

Résumé :

L'électricité est devenue une nécessité dans notre vie quotidienne, et son transport efficace des lieux de production à divers clients est essentiel. Les transformateurs sont des composants essentiels de ce système, et leur fiabilité est essentielle pour assurer leur longévité. Les défauts peuvent réduire leur durée de vie et nécessiter l'utilisation de systèmes de protection spécifiques pour les surveiller et les protéger. Avec le développement de relais et d'appareils numériques, nous présentons une solution basée sur la technique des composantes symétriques pour détecter, identifier et différencier les défauts dans cette étude. Nous étudierons également la protection différentielle, l'une des protections internes du transformateur, en la simulant dans diverses situations de fonctionnement et en observant le comportement de l'ensemble du système. Ce mémoire traitera des nombreuses formes de protection des transformateurs de puissance MT/BT et leurs simulations en utilisant le logiciel ETAP dans la norme CEI.

Mots Clés : transformateur de puissance, protection différentielle, défaut interne, ETAP.

Abstract:

Electricity is becoming a necessity in our daily lives, and its efficient transportation from places of production to diverse customers is essential. Transformers are essential components of the system, and their reliability is essential for their longevity. Defects can shorten their lifespan, necessitating the use of specific protective systems to monitor and protect them. With the development of relays and digital devices, we present a solution based on symmetric component technology to detect, identify and differentiate faults in this study. We will also study differential protection, one of the internal protections of the transformer, by simulating it in different operating situations and observing the behavior of the whole system. This document will cover the numerous forms of protection of LV and MT power transformers and their simulation on the ETAP software in the IEC standard.

Keywords: Power Transformer, Differential protection, Internal fault, ETAP.

Remerciements

Tout d'abord, nous remercions le tout puissant qui par sa grâce nous a permis d'arriver au bout de nos efforts, nous a donné la force et le courage de terminer ce cycle des études et d'élaborer ce modeste travail et nous a entouré des merveilleuses personnes.

Ce travail est le fruit de la combinaison d'efforts de plusieurs personnes, dont nous tenons à remercier :

- Toutes les personnes qui ont fait que notre cursus soit brillant et lumineux ;
- Nos sincères remerciements à nos encadreurs **Mr. HADJADJ ABDECHAFIK** et **Mr. BENSAAED DJELLOUL** pour leur aide, assistance et encouragement pour l'élaboration de ce travail ;
- Nous remercions vivement au président **Mr. NOUAR ALLAL** et membre du jury **Mr. Arif SALEM** pour avoir bien voulu accepter de faire partie du jury de soutenance.
- Nous remercions **Mr. HAMDİ AHMED** en tant qu'encadreur lors de notre stage pratique et en tant qu'invité d'honneur le jour de notre soutenance.
- Enfin nous remercions, tous ceux qui ont contribué, de près ou de loin à la préparation de ce mémoire.

DEDICACE

C'est avec profonde gratitude et sincères mots, que nous dédions ce modeste travail de fin d'étude à :

Nos chers parents, pour leurs sacrifices, leurs précautions, leurs instructions et leurs conseils si précieux et si judicieux.

Nous espérons qu'un jour, nous pourrons leurs rendre un peu de ce qu'ils ont fait pour nous, que Dieu le tout puissant les protège et leurs prête bonheur et longue vie.

Nous dédions aussi ce travail, à nos frères et sœurs, nos familles, nos amis et à tous ceux qui nous sont chers.

SOMMAIRE

Résumé	I
Liste des figures	II
Liste des tableaux	III
Abréviations et symboles	IV
Introduction générale	V

CHAPITRE I : Généralités sur les transformateurs de puissance

I .1. Introduction	10
I .2. Rôle d'un transformateur dans les systèmes électriques.....	10
I.3. Description d'un transformateur de puissance	11
I.3. 1. Types de transformateurs classiques.....	11
I.3.1.1. Transformateurs de mesure.....	12
I.3. 1. 2. Transformateur de séparation	12
I.3. 1.3. Transformateur d'isolement.....	12
I.3.1.4. Transformateurs de puissance et distribution.....	12
I.4. Constitution d'un transformateur de puissance	13
I.4.1. Circuit magnétique	14
I.4.2. Les enroulements	15
I.4.3. Isolation	16
I.4.4. Le système de refroidissement	17
I.4.5. Traversées isolantes.....	18
I.4.6. Relais Buchholz.....	19
I.4.7. Composants associés au transformateur de puissance	20
I.5. Principe de fonctionnement des transformateurs	21

I.5.1 Couplage des enroulements	22
I.6. Les Contraintes sur les transformateurs de puissance	23
I.7. Maintenance des transformateurs de puissance	24
I.8. Conclusion	25

CHAPITRE II : Protection des transformateurs de puissance

II.1. Introduction	27
II.2. Notion sur la protection électrique	27
II.2.1 Protection des circuits	28
II.2.2. Protection des personnes	28
II.2.3. Définition de l'indice de protection électrique	29
II.3. Les Eléments d'un système de protection	30
II.3.1. Schéma synoptique d'un système de protection	31
II.3.2. Les Relais	31
II.3.3. Différents types de relais	32
II.4. Les Protections des transformateurs de puissance	33
II.5. Protections internes	34
II.5.1. Principe de fonctionnement du relais BUCHHOLZ	35
II.5.2. Protection masse cuve	36
II.5.3. Surcharge	27
II.5.4. Court-circuit	38
II.5.5. Protection par DGPT	39
II.5.6. Protection thermique	40

II.6. Sélectivité électrique	41
II.6.1. Sélectivité ampérométrique	42
II.6.2. Sélectivité chronométrique	43
II.6.3. Sélectivité logique	44
II.6.4. Les Avantages de la sélectivité	45
II.7. Les Régimes de neutre	46
II.7.1. Régime TT.....	46
II.7.2. Régime TN	46
II.7.3. Régime IT	46
II.8. Conclusion	47

CHAPITRE III : La protection différentielle des transformateurs de puissance

III.1. Introduction	49
III.2. Principe de fonctionnement de la protection différentielle.....	49
III.2.1. Schéma de protection différentielle conventionnel	54
III.3. Sélectivité de protection différentielle	56
III.4. Les Problèmes pratiques de protection différentielle	59
III.4.1. Le Dispositif de protection différentielle relative	60
III.4.2. Réglage de l'inclinaison dans le dispositif du courant différentiel relatif	62
III.5. L'Application de la protection différentielle dans les transformateurs de puissance	65
III.6. Conclusion	67

CHAPITRE IV : Etude de cas d'un transformateur de puissance (Sonatrach Station Boosting Nord SBN)

IV .1. Introduction	69
IV .2. Présentation du logiciel ETAP	69
IV. 3. Étude de cas	72

IV. 4. Caractéristiques du transformateur	73
IV. 5. Schéma de la simulation de l'installation électrique	75
IV. 6. Relais différentiel 87T	76
IV. 7. Cas 1 Défaut Amont	78
IV. 7.1. Résultat obtenu et discussion	79
IV. 8. Cas 2 Défaut aval	80
IV. 8.1. Résultat obtenu et discussion	81
IV. 9. Cas 3 Défaut hors zone de protection	82
IV. 9.1. Résultat obtenu et discussion	83
IV. 10. Conclusion	84
Conclusion générale et perspectives.....	85
Références bibliographiques.....	87
Annexes.....	91

Figure I.1 : Transformateur de puissance.....	11
Figure I.2 : Circuit magnétique a trois colonnes.....	13
FigureI.3: Dispositions du circuit magnétique.....	15
Figure I.4 : Ventilateur industriel de refroidissement.....	16
FigureI.5: Traversées d'un transformateur de puissance.....	17
Figure I.6: Le dispositif Relais Buchholz.....	17
Figure I.7: Principe d'induction.....	18
Figure I.8: Les formes des couplages.....	20
FigureI.9: Opérations et cycle de maintenance du transformateur.....	24
FigureII.1: Eléments constitutifs d'un système deprotection.....	31
FigureII.2: Différents types de relais.....	32
FigureII.3: Schéma de fonctionnement de Relais BUCHHOLZ.....	35
FigureII.4 : Protection masse cuve.....	36
FigureII.5: Placement de TC tore.....	36
FigureII.6 : Protection de masse cuve transformateur.....	36
FigureII.7: Protection de terre.....	36
FigureII.8: Protection de terre restreinte.....	37
FigureII.9: Protection de terre point neutre.....	37
FigureII.10: Protection à maximum de tension résiduelle.....	37
FigureII.11: Protection de transformateur à maximum de courant.....	38
FigureII.12: Protectiondifférentiellede transformateur.....	39
FigureII.13 : DispositifDGBT.....	39

Figure II.14 : Fonctionnement d'une sélectivité ampérométrique.....	41
Figure II.15 : Principe de la sélectivité chronométrique.....	42
Figure II.16: Sélectivité logique.....	43
Figure II.17 : Schéma de liaison à la terre TT.....	44
Figure II.18 : Schéma de liaison à la terre TNC.....	45
Figure II.19 : Schéma de liaison à la terre TNS.....	46
Figure II.20: Schéma de liaison à la terre IT.....	47
Figure III.1: Fonctionnement de protection différentielle.....	50
Figure III.2: Schéma de Principe de la protection différentielle.....	51
Figure III.3 : Courbe de déclenchement de la protection différentielle.....	52
Figure III.4: Protection différentielle pour un transformateur de puissance.....	55
Figure III.5: La relation entre la tension phase à phase et la tension phase et neutre et le déphasage entre eux dans les transformateurs connectés Y-D ou D-Y.....	56
Figure III.6: Schéma de protection différentielle à haute impédance.....	57
Figure III.7: Stabilité par résistance.....	57
Figure III.8: Schéma de protection différentielle à pourcentage.....	58
Figure III.9: Stabilité par retenue.....	58
Figure III.9: L'idée de base de la protection différentielle.....	60
Figure III.10 : Protection différentielle après son développement.....	60
Figure III.11 : La relation entre le courant de fonctionnement et le courant de résistance.....	62
Figure III.12 : La relation entre le courant de fonctionnement, le courant de résistance avec une inclinaison de 10%.....	64
Figure III.13 : Circuit simple d'une protection différentielle du TP.....	66

FigureIV.1: Ouverture du logiciel.....	69
FigureIV.2: Interface du logiciel ETAP 19.0.1.....	70
Figure IV.3: Barres d'étude abetc.....	71
FigureIV.4: Les barres d'outils.....	71
Figure IV.5: Caractéristiques du transformateur.....	73
Figure IV.6: Plaque signalétique du transformateur.....	74
Figure IV.7: Schéma de la simulation de l'installation électrique.....	75
FigureIV.8: Types de relais.....	76
Figure IV.9: Transformateur de courant primaire TC.....	77
FigureIV.10: disjoncteurs primaire et secondaire.....	77
Figure IV.11: premier cas d'étude de la simulation.....	78
FigureIV.12: Résultat de la simulation.....	79
Figure IV.13: deuxième cas d'étude la simulation.....	80
Figure IV.14: Résultat obtenu.....	81
Figure IV.15: troisième cas d'étude la simulation.....	82
Figure IV.16: Résultat de l'étude	83

Tableau I.1 : Contraintes affectant les transformateurs de puissance.....20

Tableau II .1 : Composants de l'indice de protection électriques IP.....29

Tableau II.2 : Composants de l'indice de protection IK.....30

CEI : The International Electrotechnical Commission.

TT : Transformateur de tension.

TC : Transformateur de courant.

kVA : kiloVolt-Ampère.

mVA : mégaVolt-Ampère.

HT : Haute tension.

BT : Basse tension.

MT : Moyenne tension.

FEM : Force électromotrice.

IP : indice de protection.

IK : indice de protection électrique

IEEE : Institute of Electrical and Electronic Engineering

VA : Volt Ampère.

ANSI : American National Standard Institut.

51G : **Relais de** surintensité

51N : **Relais à** maximum de courant

64REF : Relais de surintensité de masse du réservoir

59N : **Relais à** maximum de tension résiduelle

26 : Relais thermique

49T : **Relais** Surveillance température des enroulements

49RMS : Relais thermique

63 : **Relais du** Buchholz ou relais détectant gaz et pression

87T : **Relais** différentielle

H2 : Deuxième Harmonique.

H5 : Cinquième Harmonique.

50 : **Relais à** maximum de courant phase instantanée

BTA : La tension est inférieure à 1 kV, en général 400 V

HTA : La tension est comprise entre 1 kV et 50 kV.

Hz: Hertz

V_{ab} : La tension phase à phase.

V_{an} : La tension phase à neutre

Introduction Générale

Introduction Générale :

Objectifs :

L'électricité est devenue une source d'énergie indispensable dans la vie quotidienne de l'homme, si bien qu'il est nécessaire d'assurer les moyens de production et de transit de puissance vers les différents utilisateurs. Aujourd'hui, de grands réseaux haute tension sont connectés pour augmenter la fiabilité de l'alimentation et permettre l'échange d'électricité sur de longues distances. Des Complications imputables à plusieurs facteurs tels que la variation de la production et/ou de la demande d'électricité, peut se produire et doit être réglé pour éviter des perturbations potentiellement catastrophiques du système et pour maintenir la qualité requise de l'alimentation électrique.

Les transformateurs sont des éléments stratégiques qui représentent parfois des investissements majeurs. C'est la raison pour laquelle leur niveau de fiabilité est important. Toutefois, ces matériaux peuvent être soumis à des contraintes anormaux qui peuvent réduire leur durée de vie.

La mission de ce dernier est de garantir une haute tension à sa sortie afin de garantir un transport avec des pertes négligeables comparées à la puissance utile. comprendre les phénomènes électromagnétiques qui régissent leur fonctionnement et déterminer les différentes pertes et paramètres électriques constitue est une étape décisive pour une meilleure exploitation de ces dispositifs. Cela permet également de prévoir son comportement aux différentes contraintes pour éviter sa dégradation, et de prolonger sa durée de vie afin de minimiser ses coûts d'exploitation.

Le fonctionnement continu de ce type de machine peut entraîner des anomalies parfois dues aux conditions de fonctionnement ou aux facteurs environnementaux, Un système de protection spécifique doit être utilisé pour surveiller et protéger le transformateur pour en prolonger la durée de vie.

La protection différentielle est l'une des protections internes du transformateur. elle est connue par sa rapidité, sa sensibilité et sa fiabilité. En plus, elle est simple à implémenter. Elle consiste à comparer le courant entrant et sortant d'un appareil électrique. Elle sert à protéger en particulier les jeux de barres, les générateurs et les transformateurs de puissance.

Dans cette étude, nous allons traiter essentiellement la protection différentielle, 87 T du transformateur de puissance dans le domaine HTA.

Cependant L'insuffisance des bureaux d'études spécialisés dans le domaine de la protection électrique ainsi que le manque de formateurs qualifiés relève d'un problème pour l'industrie.

Il est importants de travailler sur une démarche visant à offrir des solutions dans ce domaine, il est crucial d'approfondir nos connaissances dans ce domaine.

Comprendre l'ingénierie des protections électriques permet non seulement de prévenir les dysfonctionnements des transformateurs, mais aussi de garantir la sécurité des systèmes électriques dans leur ensemble.

L'ingénierie des protections électriques consiste à désigner et à mettre en place des dispositifs de protection appropriés pour détecter les anomalies électriques et y réagir de manière adéquate. Elle implique l'analyse des caractéristiques du système électrique, l'évaluation des risques et la sélection des dispositifs de protection adaptés.

Organisation du document :

Le document se compose de quatre chapitres disposés de façon à atteindre l'objectif de ce travail qui consiste à étudier la protection du transformateur de puissance :

- ✓ Le premier chapitre sera consacré au rôle des transformateurs dans les réseaux électriques de transport et de distribution, aux principaux éléments qui les constituent, aux différents types de transformateurs, aux différents modes de couplage, aux contraintes qui posent pendant leur fonctionnement et l'influence de leurs défauts sur le système électrique.
- ✓ Le deuxième chapitre citera les divers dispositifs de protection des transformateurs existants, qui sont actuellement utilisés pour la protection des transformateurs de puissance.
- ✓ Le troisième chapitre présentera en particulier la protection différentielle, dont la fonction principale est la protection contre les défauts internes, et Nous introduisons les problèmes de la protection différentielle.
- ✓ Enfin dans le quatrième chapitre, nous faisons une simulation de la protection différentielle du transformateur de puissance en utilisant l'environnement ETAP en appliquant les différents défauts possibles.

Chapitre I

Généralités sur les Transformateurs de Puissance

I.1. Introduction :

L'énergie électrique n'est pratiquement pas disponible directement dans la nature mais doit être obtenue à partir d'autre forme d'énergie, Il ne suffit pas de produire le courant électrique dans les centrales de production, il faut aussi l'amener jusqu'à l'utilisateur final. Ainsi pour atteindre l'adéquation entre la production et la consommation, qui se traduit par la performance économique, la structure électrique d'un pays est généralement décomposée en plusieurs niveaux correspondant à différents réseaux électriques.

Les transformateurs de puissance sont des éléments indispensables entre la production et l'acheminement d'électricité vers l'utilisateur. Ce sont des appareils importants et coûteux dans le réseau électrique, en termes d'investissement, l'appareil présentant près de 60 % du prix d'investissement globale. Ils sont employés essentiellement pour réaliser un développement durable dans le domaine de la conversion et de la distribution d'énergie électrique [1].

Dans ce chapitre on traitera d'une manière globale la description d'un transformateur de puissance telle que le principe de fonctionnement, constitution générale d'un transformateur et les contraintes, maintenance des transformateurs de puissance.

I.2. Rôle d'un transformateur dans les systèmes électriques :

Le réseau électrique compte plusieurs dizaines de milliers de transformateurs, le terme «Transformateur» désigne un appareil statique effectuant un transfert d'énergie électromagnétique sans travail mécanique, ce sont des composants essentiels dans les systèmes de transport et de distribution de l'énergie électrique.

Le rôle des transformateurs dans les systèmes électriques est d'élever la tension électrique à la sortie des centrales électriques. En effet, le passage d'un courant électrique dans un câble occasionne des pertes d'énergie, une partie de l'énergie électrique est dissipée en chaleur par effet joule. Afin de limiter ces pertes d'énergie, il est nécessaire de diminuer l'intensité du courant donc d'augmenter la tension aux bornes de la ligne pour l'amener aux niveaux à l'autre bout de la chaîne, du côté des consommateurs, sont utilisés pour abaisser la tension et la ramener aux valeurs utilisées dans les réseaux de distribution. [1].

I.3. Description d'un transformateur de puissance :

Un transformateur de puissance est un appareil statique (voir figure I.1). Il transforme les tensions et les courants de fréquence donnée en grandeurs de même fréquence mais de valeurs efficaces différentes. Ce transfert d'énergie peut se faire avec des niveaux de tensions ou de courants différents. L'une des particularités du transformateur est d'effectuer cette transformation avec un excellent rendement.

Selon la commission Electrotechnique Internationale CEI, un transformateur de puissance se définit comme un appareil statique à deux enroulements ou plus, transforme un système de tension et courant alternatif en un autre système de tension et courant de valeurs généralement différentes, à la même fréquence, dans le but de transmettre de la puissance électrique.

Il n'effectue donc qu'un transfert d'énergie électrique par voie électromagnétique, basé sur le phénomène de l'induction [1-2].



Figure I.1 : Transformateur de puissance.

I.3.1. Types de transformateurs classiques :

I.3.1.1. Transformateurs de mesure :

Destiné à alimenter des appareils de mesure, des compteurs, des relais et autres appareils analogues. Ils sont utilisés pour permettre la mesure de la tension ou du courant quand ceux-ci

ont une valeur trop élevée pour être mesurée directement. Ils doivent transformer la tension ou le courant de manière proportionnelle et sans déphasage.

- **Transformateur de tension (TT) :**

Selon la définition donnée par la CEI (Commission Electrotechnique Internationale), un transformateur de tension est un « transformateur de mesure dans lequel la tension secondaire est, dans les conditions normales d'emploi, pratiquement proportionnelle à la tension primaire et déphasée par rapport à celle-ci d'un angle voisin de zéro, pour un sens approprié des connexions »

- **Transformateur de courant (TC) :**

Les transformateurs de courant sont utilisés pour fournir l'information aux « relais » de protection et 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 et courant, ils sont soit montés de manière séparée sur un isolateur propre, soit placés dans les dômes des traversées des transformateurs de puissance [3].

1.3.1.2. Transformateur de séparation :

Le transformateur de séparation, aussi appelé transformateur d'isolement, est un transformateur qui permet de créer un isolement électrique c'est à dire par l'isolement des deux parties en isolant la partie primaire et la partie et secondaire du transformateur [2].

1.3.1.3. Transformateur d'isolement :

Il permet d'assurer la sécurité de l'installation (il protège contre les électrocutions par exemple) en créant une isolation galvanique entre le primaire et le secondaire. Il se distingue par un nombre de spires presque égal entre le primaire et le secondaire. On l'utilise notamment dans les blocs opératoires.

1.3.1.4. Transformateurs de puissance et distribution :

Les transformateurs de distribution sont très nombreux dans le monde, ceux de grande puissance le sont moins. Le comité électrotechnique international (IEC) divise les transformateurs de puissance en trois catégories en fonction de la puissance apparente :

- **Jusqu'à 2 500 kVA en triphasé** : on parle de « Transformateur de distribution ».
- **Au-delà et jusqu'à 100 MVA** « Transformateur de moyenne puissance ».

- **Plus de 100 mVA** « Transformateur de grande puissance ».

I.4.Constitution d'un transformateur de puissance :

Un transformateur comprend un circuit magnétique fermé constitué d'un noyau ferromagnétique, et deux enroulements au moins par phase appelés :

- **Primaire** : il reçoit de l'énergie électrique de la source ;
- **Secondaire** : il délivre cette énergie après transformation au circuit d'utilisation.

I.4.1.Circuit magnétique [4] :

Le circuit magnétique est constitué de trois colonnes en général alignées et de deux culasses qui assurent la fermeture du circuit, le rôle du circuit magnétique est de canaliser le flux magnétique et de présenter le minimum de pertes par Hystérésis et par courant de Foucault.

La(figure I.2) présente le circuit magnétique d'un transformateur triphasé :

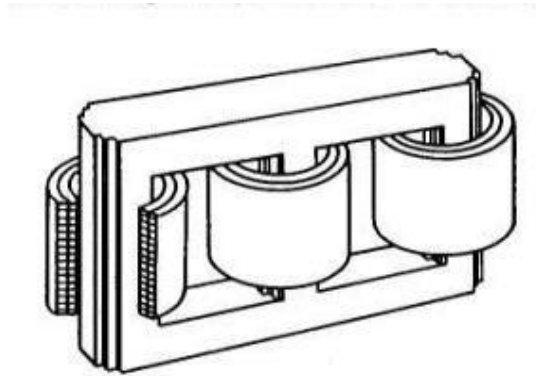


Figure I.2 : Circuit magnétique a trois colonnes.

Il doit être conçu de façon à réduire les pertes par courant de Foucault et les pertes hystérésis qui se produisent lors de la variation périodique du flux magnétique.

On parvient à résoudre ce problème en prenant des mesures :

- Utilisation d'acier magnétiquement doux ayant une petite surface du cycle d'hystérésis et de faibles pertes hystérésis. Ces pertes seront réduites lorsque ces tôles sont généralement en acier doux au silicium. Dans les gros transformateurs, ce sont des tôles à cristaux orientés, qui permettent aussi une augmentation importante de l'induction [5] :
- Utilisation d'aciers spéciaux présentant, grâce à des additifs, une résistivité élevée.

- Utilisation des tôles (circuit magnétique feuilleté) au lieu des masses, dont l'épaisseur et choisi tel que le courant de Foucault soit pratiquement sans effet. Ils permettent aussi une réduction des masses ainsi qu'une meilleure performance électrodynamique, électrique et acoustique du transformateur. Les tôles sont isolées électriquement entre elles :

- Par phosphatation .
- Par vernis synthétique.

Ce circuit magnétique se comporte localement comme une spire en circuit fermé placée dans un champ magnétique variable. Les courants induits dans la masse du circuit magnétique par le flux d'induction variable, provoquent un échauffement du circuit magnétique et des pertes par effet Joule.

I.4.2. Les enroulements :

Technologiquement, dans tout transformateur, on distingue l'enroulement HT de l'enroulement BT que ce transformateur soit élévateur ou abaisseur de tension. Ils sont formés par l'enroulement primaire (Côté secteur) et l'enroulement secondaire (Côté charge). La grandeur commune aux deux enroulements est le flux magnétique. Ils sont cloisonnés par une séparation galvanique. (Voir figure I.3)

Les enroulements des transformateurs sont principalement en cuivre. Il existe aussi des enroulements en aluminium. Pour les plus fortes puissances, on utilise des conducteurs multibrins pour limiter l'effet de peau, ainsi que les pertes par courants de Foucault. Un transformateur est défini par un rapport de transformation correspondant au rapport de ses niveaux de tensions (entrée/sortie). Pour réaliser un enroulement de transformateur d'une tension nominale donnée et d'un nombre de spires défini, deux technologies de bobinages sont réalisables :

Cuirassé ou colonne. chacune d'elle est caractérisée par sa configuration d'enroulements, par rapport au circuit magnétique. la technologie dite cuirassée consiste à disposer les bobines au centre du circuit magnétique. dans la technologie colonne, c'est l'inverse. Chaque technologie tient compte des contraintes qui lui sont définies dans le cahier des charges. Le choix de l'une ou l'autre des technologies de bobinages relèvera souvent du constructeur.

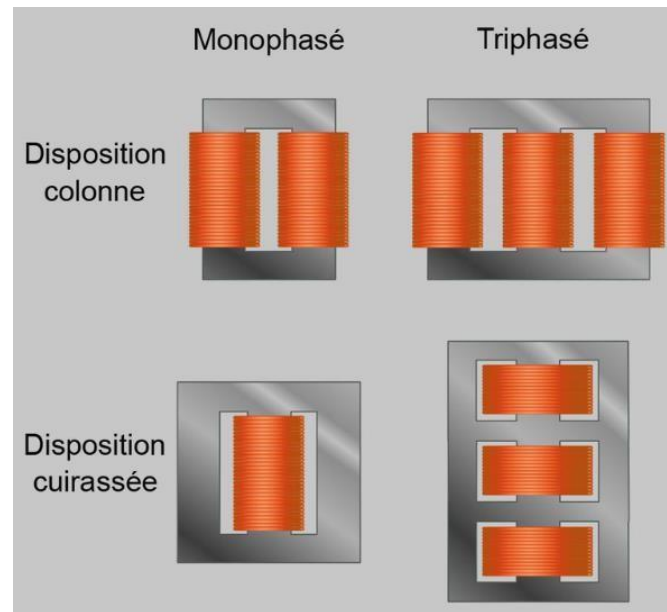


Figure 1.3 : Dispositions du circuit magnétique.

Les enroulements sont en fils ou en barres de cuivre ou d'aluminium, émaillés ou enrubannés de coton, de papier ou de toile vernie. Les enroulements divisés en « galettes » sont exécutés sur des formes circulaires et ensuite imprégnés de vernis. Ils sont comprimés lors du montage sur les noyaux. Cette opération est destinée à stabiliser le vernis et à permettre au bobinage de résister aux efforts électromagnétiques. Les enroulements sont isolés du circuit magnétique et du milieu extérieur ou de l'enveloppe métallique de la machine (cuve) par des diélectriques gazeux (air, hexafluorure de soufre), liquides (huile minérale) ou solides (quartz). Le refroidissement est assuré, dans le cas des transformateurs à l'air libre, par circulation naturelle de l'air ambiant et, dans celui des transformateurs immergés, à l'aide de radiateurs et d'échangeurs de chaleur. Les formes de bobinage, les sections et les nombres de spires sont conditionnés par les contraintes à maîtriser en termes électriques, thermiques et mécaniques. Chaque bobine est munie de canaux de refroidissement pour assurer la circulation d'huile du fait des échanges thermiques. Les dispositions des enroulements sont [6-7-8] :

- Bobinage concentrique.
- Bobinage mixte.
- Bobinage alterné en galettes.

I.4.3.Isolation :

Isolation solide assurant la rigidité diélectrique et apportent, en plus du noyau, une résistance mécanique globale. Les papiers captent et retiennent les dépôts issus de la dégradation des matériaux, ils jouent un rôle de purificateur d'huile et se dégradent lentement. Ajoutée au vieillissement, cette dégradation altère les propriétés de l'huile entraînant à terme un risque de claquage du transformateur.

Isolation liquide (Huile) assurant la tenue diélectrique et le refroidissement de l'équipement en remplaçant tous les espaces d'air par l'huile diélectrique.

I.4.4.Le système de refroidissement

Si l'on veut empêcher qu'un réchauffement exagéré détériore les isolants d'un transformateur (courant de Foucault), il faut en assurer un refroidissement convenable.

Dans les transformateurs de puissances MT et à BT, le refroidissement est assuré par la circulation naturelle de l'air environnant. L'enveloppe métallique de ces transformateurs est munie d'ouvertures permettant le libre passage de l'air. Si l'on désire un refroidissement plus significatif, on peut insuffler de l'air à l'intérieur de l'enveloppe métallique à l'aide d'un ventilateur (refroidissement forcée). (voir figure I.4)



Figure I.4 : Ventilateur industriel de refroidissement

I.4.5.Traversées isolantes :

Elles assurent la liaison électrique entre les enroulements et les circuits électriques extérieurs, c'est une borne isolante qui doit permettre :

- L'isolement de la liaison par rapport au couvercle.
- D'assurer l'étanchéité.
- D'obtenir une résistance suffisante. Pour les gros transformateurs, les traversées sont remplies d'huile. Enfin, le raccordement entre les extrémités des enroulements et les réseaux s'effectue, le cas échéant, à travers la cuve du transformateur, à l'aide d'une « traversée », tige conductrice entourée d'un manchon isolant, huile ou porcelaine.(voir figure I.5)



Figure I.5 : Traversées d'un transformateur de puissance.

I.4.6.Relais buchholz :

Un relais buchholz est un dispositif de sécurité monté sur les transformateurs et inductances de puissance à bain d'huile. Le relais buchholz est utilisé comme dispositif de protection mécanique sensible aux événements qui se produisent lors d'un défaut diélectrique (défaut d'isolement l'intérieur de l'équipement [2].



Figure I.6 : Le Dispositif Relais buchholz.

I.4.7. Composants associés au transformateur de puissance :

En plus de son noyau magnétique, de ses enroulements et de son isolation, un transformateur dispose de nombreux composants secondaires. Certains sont indispensables comme un dispositif permettant la dilatation de l'huile (Conservateur), d'autres ne sont pas obligatoire, comme le changeur de prises. Ceux présentés ici correspondent à un transformateur de puissance « Classique ».

I.5. Principe de fonctionnement des transformateurs :

Le principe de base du fonctionnement d'un transformateur est le phénomène d'induction mutuelle entre deux enroulements reliés par un flux magnétique commun. (La figure I.7) montre la forme la plus simple d'un transformateur.

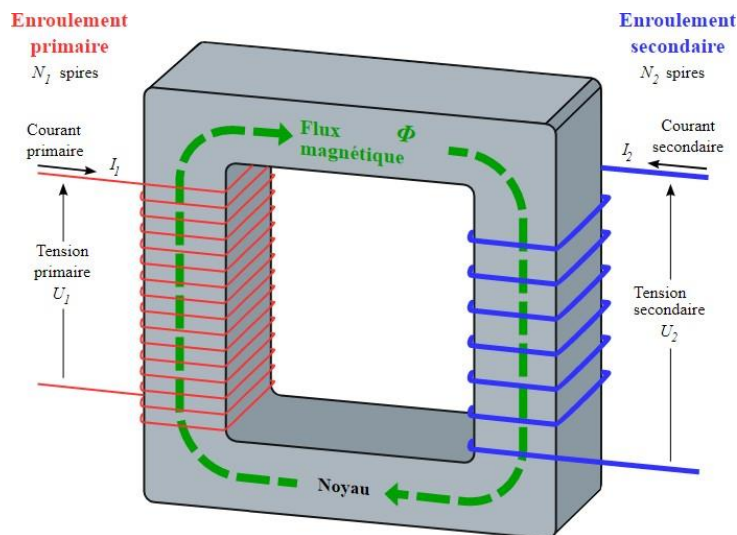


Figure I.7 : Principe d'induction.

Fondamentalement un transformateur se compose de deux bobines inductives, enroulement primaire et enroulement secondaire. Les bobines sont séparées électriquement, mais magnétiquement reliées entre elles. Lorsque l'enroulement primaire est connecté à une source de tension alternative, un flux magnétique alternatif est produit autour de l'enroulement. Le noyau fournit un chemin magnétique pour le flux, pour être relié à l'enroulement secondaire. La majeure partie du flux est liée à l'enroulement secondaire qui est appelé « flux utile » ou flux principal, et le flux qui n'est pas lié à l'enroulement secondaire est appelé « flux de fuite ». Comme le flux produit est en alternance (la direction de celui-ci change continuellement), La FEM est induite dans l'enroulement secondaire selon la loi de Faraday de l'induction

électromagnétique. Cette FEM est appelée FEM mutuellement induite, et la fréquence d’FEM mutuellement induite est la même que celle d’FEM fournie. Si l’enroulement secondaire est en circuit fermé, alors le courant induit mutuellement circule à travers lui, et donc l’énergie électrique est transférée d’un circuit (primaire) à un autre circuit (secondaire) [9].

I.5.1.Couplage des enroulements :

Dans les transformateurs triphasés, chaque phase contient ses enroulements propres. Il est alors nécessaire de connecter les trois phases, soit chaque élément monophasé, entre elles pour former un système triphasé. La façon dont ces phases sont reliées entre elles s’appelle le couplage. Les couplages sont normalisés et possèdent un symbole qui indique le mode de connexion électrique, et un indice horaire qui indique le déphasage en tension entre les bornes primaires et secondaires. Les symboles des couplages usuels sont [10] :

- **Couplage étoile Y :**

Permet la sortie du neutre ce qui très utile en basse tension, et par conséquent mettre à disposition un réseau de tensions simple et un réseau de tensions composées, mais également il est utile pour évacuer le courant de neutre dans le cas d’une charge déséquilibrée

- **Couplage triangle D :**

Ne permettant que la distribution d’une tension voie son emploi limité à la distribution et transport de l’énergie électrique.

- **Couplage en zigzag Z :**

Le secondaire du transformateur est découpé en 2 enroulements. Il permet de limiter l’influence des déséquilibres de courants [11].

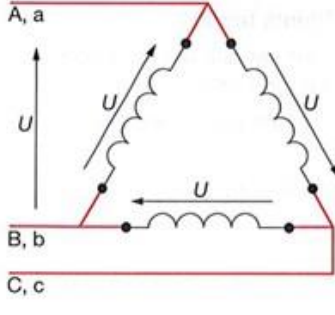
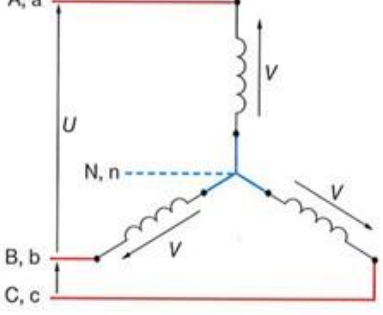
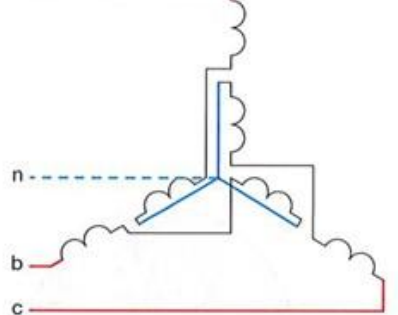
Couplage Triangle	Couplage étoile	Couplage Zig-Zig
 Utiliser aussi bien au primaire qu'au secondaire, on retrouve la tension composée entre phases et aux bornes des enroulements. Il n'est pas possible de sortir le neutre.	 Utiliser aussi bien au primaire qu'au secondaire, on retrouve la tension simple aux bornes d'un enroulement et la tension composée entre phases. Le point commun des enroulements peut être utilisé comme neutre.	 Uniquement utilisé au secondaire, il permet de réduire le déséquilibre des phases sur le réseau HTA. Ce couplage permet de disposer d'un point neutre.

Figure I.8 : Les Forme des couplages.

I.6. Les contraintes sur les transformateurs de puissance :

Les transformateurs de puissance sont soumis à des différentes contraintes pendant les défauts apparaissent sur les réseaux électriques, l'évaluation de l'état des transformateurs de puissance est généralement liée directement à l'état des composants principaux qui assurent le fonctionnement normal. Les contraintes qui affectent le plus souvent les transformateurs sont répertoriés dans ce tableau I.1 ci-dessous :

Contraintes	Causes possible	Conséquences sur les transformateurs de puissance
Court-circuit	-Dégradation des isolants. -Dégradation de la qualité de surface. -Dégradation thermique. -Décharges partielles dans les vacuoles (micro poche à l'intérieur des isolants).	- Incendie au niveau de l'arc du court-circuit. - Échauffement des circuits magnétiques. - Échauffement sur le trajet du courant de court-circuit. - Le courant de court-circuit provoque dans le transformateur des efforts électrodynamiques qui tendent à comprimer les enroulements, les spires se

	-Diminution accidentelle de la distance d'isolement. -Les surtensions.	déplacent, les isolant s'usent par frottement ce qui conduit à l'amorçage entre spires. - Les courants de défaut réduisent les Capacités mécaniques du conducteur (rupture des conducteurs).
Surcharges	- Augmentation du nombre de charges alimentées.	- Destruction des enroulements aux points les plus chauds avec court-circuitage de spires - Dégradation des systèmes d'isolement huile/cellulose - Naissance d'un échauffement et qui par conséquent produit des points chauds à l'intérieur de bobines qui dégradent la qualité de l'isolation en le vieillissant.
Surtension	- Les phénomènes atmosphériques (foudre). - Les phénomènes de commutation (Manœuvre).	-Les défauts d'isolement entre spires d'un même enroulement (cas le plus fréquent). -Les défauts entre enroulements. -Les défauts d'isolement entre l'enroulement sollicité et une partie conductrice proche (Noyau ou cuve). -Claquage entre enroulement et masse. -Claquage diélectrique. -Destruction matérielle.

Défaut à la masse	Interne	-Provoque un dégagement gazeux. -Destruction du transformateur et du circuit magnétique.
--------------------------	---------	---

Tableau I.1 : Contraintes affectant les transformateurs de puissance [12].

I.7. Maintenance des transformateurs de puissance :

L'objectif de la maintenance est de maintenir la disponibilité des transformateurs et leur fiabilité et la durée de vie des installations, elle est basée essentiellement sur le contrôle de [12] :

- **Aspect générale** : périodicité chaque mois
 - Contrôle général.
 - Propreté.
 - Etat extérieur des bornes.
 - Etat de la peinture.
 - Bruit.
- **Humidité** :
 - Périodicité chaque mois
 - Contrôle de l'état de dessiccateur « silicagel ».
 - Mesure de l'humidité dans le papier.
- **Groupes de réfrigération** :
 - Permutation des groupes de réfrigération (périodicité 3 mois).
 - Nettoyage des radiateurs (périodicité 1 ans).
 - Remplacement des enroulements des ventilateurs (périodicité 8 ans).
- **Huile** :
 - Analyse physico-chimique (périodicité 2 ans).
 - Analyse de gaz dissous.
 - Analyse des composés furaniques.

- **Bornes de traverses :**
 - Contrôle des niveaux d'huile ou des pressions (périodicité 6 mois).
 - Nettoyage des porcelaines (périodicité de 6 à 12 mois).
- **Contrôle de l'étanchéité :** périodicité chaque année
 - Les vannes & jointures.
 - Couvercle.
 - La soupape de surpression.

La figure I.9 ci-dessous résume les opérations et le cycle de maintenance d'un transformateur de sa mise en service à sa fin de vie, elle organise les différents types de maintenances préventives (systématique et conditionnelle).

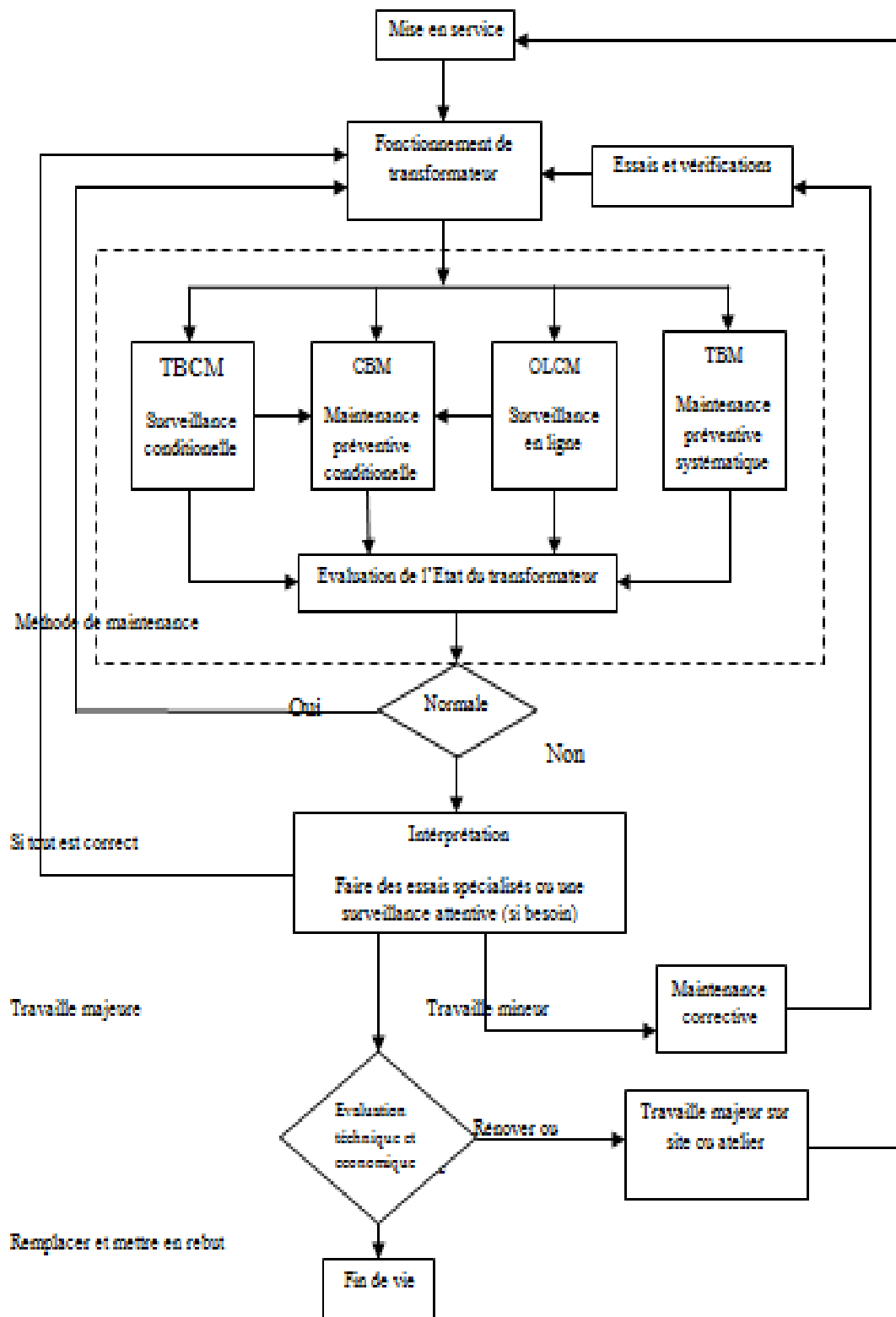


Figure I.9 : Opérations et cycle de maintenance du transformateur. [13]

I.8. Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons donné quelques généralités sur les transformateurs de puissance, nous avons discuté que l'évaluation de l'état des transformateurs de puissance est généralement liée directement à l'état des composants principaux qui sont l'enroulement, le noyau, les traversées, le système de refroidissement et l'isolation solide et liquide.

Pour garantir le fonctionnement normal d'un transformateur, il est important de tenir compte des contraintes internes et externes des transformateurs de puissance.

La compréhension de ces contraintes est essentielle pour la conception et mettre on œuvre un système de protection efficace pour le transformateur de puissance. Les systèmes de protection de transformateurs sont utilisés pour détecter les conditions anormales telles que les courts-circuits, les surtensions, les surintensités et les pannes de composants, et de prendre des mesures pour minimiser les dommages et les perturbations.

Finalement, on pourrait introduire la nécessité de la protection des transformateurs dans le chapitre suivant, et expliquer comment les systèmes de protection sont conçus pour répondre à ces contraintes et assurer la sûreté et la fiabilité des systèmes électriques.

Chapitre II

Protection des Transformateurs de puissance

II.1. Introduction :

Les transformateurs, par leurs différentes utilisations rendent possible le transport d'énergie et se trouvent présents à toutes les étapes d'utilisation de l'énergie électrique depuis le transport jusqu'à l'utilisation. En contrepartie, Les transformateurs sont soumis à de nombreuses contraintes électriques externes en provenance de l'amont et de l'aval. Les conséquences d'une défaillance éventuelle peuvent être très lourdes en termes de dégâts ainsi qu'en termes de perte d'exploitation.

Les transformateurs doivent donc être protégés contre les agressions d'origine externe d'une part, et séparés du réseau en cas de défaillance interne d'autre part.

Le terme de « **Protection transformateur** » est très souvent associé à l'action de déconnexion du réseau, alors même que le transformateur est déjà défaillant, et l'amalgame est fait entre des mesures préventives (surtensions, défaut aval, surcharges, température) et des mesures curatives d'élimination du transformateur en défaut. Pour cela nous devons lui fournir toutes sortes de protections nécessaires pour éviter les dysfonctionnements qui provoquent des pertes. Dans ce chapitre, nous verrons toutes sortes de protections installées sur le transformateur de puissance.

II.2. Notion sur la protection électrique :

La protection électrique est destinée à éviter tous les dangers et dégâts inhérents aux risques électriques des installations, les récepteurs et aussi nécessaire pour éviter que les êtres humains ne soient mis en danger par les effets de l'électricité.

Le rôle de la protection électrique est d'éviter ou de limiter les conséquences destructives et dangereuses des surintensités ou des défauts d'isolement, et de séparer le circuit défectueux du reste de l'installation.

Une distinction est faite entre les protections :

- Des éléments de l'installation ou circuits (Câblages, appareillages, etc.),
- Des personnes et des animaux,
- Des équipements et des appareils alimentés par l'installation.

II.2.1. Protection des circuits :

Ils doivent être protégés contre :

- Les courants de surcharge : cela correspond à un courant excessif circulant dans une installation saine (sans défaut) ;
- Les courants de court-circuit, dus par exemple, à la rupture d'un isolant entre phases ou entre phase et neutre, ou (par exemple en schéma TN) entre phase et conducteur PE.

II.2.2. Protection des personnes [13] :

Pour éliminer les risques d'électrocution, la protection agit contre les défauts d'isolement : selon le schéma des liaisons à la terre de l'installation BT (schémas TN, TT ou IT), la protection est assurée par des fusibles ou des disjoncteurs, des dispositifs différentiels à courant résiduel et/ou des contrôleurs permanents de la résistance d'isolement de l'installation à la terre.

II.2.3. Définition de l'indice de protection électrique [14] :

L'indice de protection électrique permet de déterminer la capacité d'un appareil électrique à protéger des biens et des personnes. Faisons un point sur la manière dont il est déterminé pour faire le meilleur choix, on distingue deux indices :

A- Indice de protection IP :

L'indice de protection électrique, abrégé IP, est un indicateur qui permet de définir le niveau de protection d'un matériel électrique, selon l'endroit dans laquelle il est placé. Il renseigne notamment sur la résistance de cette dernière face à l'eau et à l'intrusion d'objets solides, comme les doigts ou la poussière. Il permet ainsi de déterminer si un appareil est assez robuste pour être installé en extérieur, ou non. L'indice de protection IP est composé de deux lettres et de deux chiffres, selon le format de l'indice est établi par la norme internationale *CEI 60529* est résumé dans le tableau ci-dessous (Tableau II.1) :

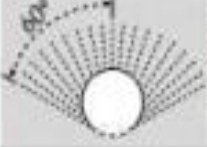
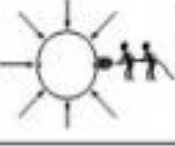
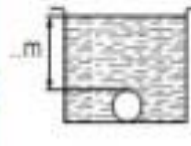
1 ^{er} chiffre : protection contre les corps solides			2 ^e chiffre : protection contre les liquides		
IP	Tests	Définition	IP	Tests	Définition
0		Pas de protection	0		Pas de protection
1		Protégé contre les corps solides supérieurs à 50 mm (exemple : contacts involontaires de la main)	1		Protégé contre les chutes verticales de gouttes d'eau (condensation)
2		Protégé contre les corps solides supérieurs à 12 mm (exemple : doigt de la main)	2		Protégé contre les chutes de gouttes d'eau jusqu'à 15° de la verticale
3		Protégé contre les corps solides supérieurs à 2.5 mm (exemples : outils, fils)	3		Protégé contre l'eau en pluie jusqu'à 60° de la verticale
4		Protégé contre les corps solides supérieurs à 1 mm (exemples : outils fins, petits fils)	4		Protégé contre les projections d'eau de toutes directions
5		Protégé contre les poussières (pas de dépôt nuisible)	5		Protégé contre les jets d'eau de toutes directions à la lance
6		Totalement protégé contre toute pénétration de poussières.	6		Protégé contre les projections d'eau assimilables aux paquets de mer
			7		Protégé contre les effets de l'immersion entre 0,15 et 1 m
			8		Protégé contre les effets prolongés de l'immersion sous pression

Tableau II.1 : Composants de l'indice de protection électriques IP.

B- Indice de protection IK :

En complément de la protection IP, il existe également l'indice de protection électrique IK renseigne sur le degré de résistance aux chocs mécaniques externes. Il se compose aussi de deux chiffres est résumé dans le tableau ci-dessous (Tableau II.2) :

3 ^e chiffre : protection mécanique		
IK	Tests	Définition
00		Pas de protection
01		Energie de choc : 0,15 J
02		Energie de choc : 0,20 J
03		Energie de choc : 0,37 J
04		Energie de choc : 0,50 J
05		Energie de choc : 0,70 J
06		Energie de choc : 1 J
07		Energie de choc : 2 J
08		Energie de choc : 5 J
09		Energie de choc : 10 J
10		Energie de choc : 20 J

Tableau II.2 : Composants de l'indice de protection IK.

II.3. Les éléments d'un système de protection :

Les composants essentiels qu'il faut protéger dans un réseau électrique sont les générateurs, les transformateurs, les lignes, les jeux de barres, et les charges. La protection dédiée à un de ces composants peut être différente et spécifique. Certaines caractéristiques des fonctions de protection sont réglables par l'utilisateur, notamment :

- Seuil de déclenchement : il fixe la limite de la grandeur observée déterminant l'action de la protection.
- Temps de déclenchement :
 - Temporisation à temps indépendant, ou temps constant (DT : Definite Time)
 - Temporisation à temps dépendant (IDMT: Inverse Definite Minimum Time)

Un système de protection consiste d'un ensemble de dispositifs destinés à la détection des défauts et des situations anormales des réseaux afin de commander le déclenchement d'un ou de plusieurs éléments de coupures.

II.3.1. Schéma synoptique d'un système de protection [15] :

Le système de protection est composé de trois parties fondamentales :

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

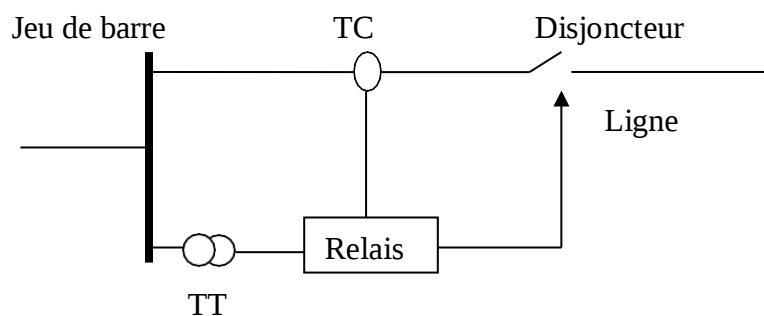


Figure II.1: Eléments constitutifs d'un système de protection.

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

II.3.2. Les Relais [16] :

Dispositif électrique conçu pour répondre à des problèmes d'entrées d'alimentation selon des modalités réglementaires et, une fois les conditions spécifiées remplies, pour induire un fonctionnement par contact ou un changement soudain similaire dans les circuits de commande électrique associés.

Un relais peut être constitué de plusieurs unités, chacune répondant à une entrée spécifique; l'ensemble des unités fournissant les caractéristiques de performance globale souhaitées du relais. Les entrées sont généralement électriques, mais peuvent être mécaniques, thermiques ou autres, ou combinées.

Les interrupteurs de fin de course et autres dispositifs similaires ne sont pas des relais [de protection].

(IEEE C37.100-1992 et C37.90-2005)

II.3.3. Différents types de relais [15] :

Il existe essentiellement trois classes de relais selon l'organigramme suivant :

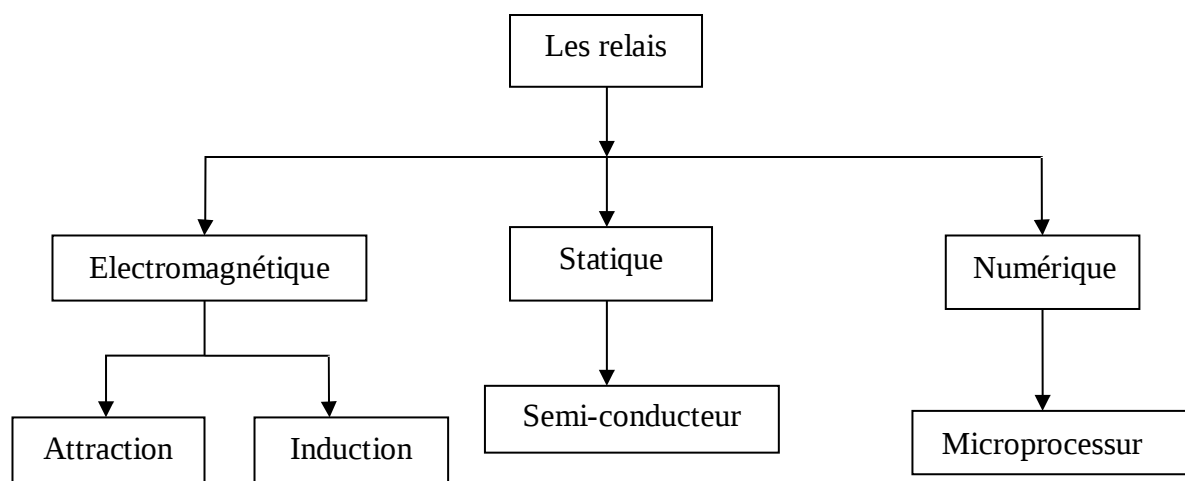


Figure II.2 : Différents types de relais.

A- Les relais électromécaniques :

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

B- Les relais statique :

La technologie statique analogique, apparue vers 1970, qui utilise des circuits intégrés analogiques et logiques a fait apparaître les relais analogiques qui sont composés grossièrement de trois blocs :

- Un bloc d'adaptation et de filtrage
- Un bloc de traitement et de détection
- Un bloc de sortie, comprenant un temporisateur

Ce type de relais est basé 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 relais analogiques ont pour avantages par rapport aux relais électromagnétiques qui sont leur sensibilité, leur précision, leur faible puissance de fonctionnement (quelques VA), et permettent de réduire les dimensions des transformateurs de courant.

C- Les relais numériques :

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 tension. Ces dispositifs nécessitent une source auxiliaire, offrent un excellent niveau de précision et un haut niveau de sensibilité.

L'utilisation de techniques numériques de traitement du signal permet de décomposer le signal en vecteurs, ce qui autorise un traitement de données via des algorithmes de protection en fonction de la protection désirée.

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

II.4. Les protections des transformateurs de puissance :

Dans les réseaux électriques, les transformateurs sont des éléments très importants qu'il convient de protéger convenablement contre tous les types de défauts , des protections internes intégrées déjà installer en usine ; la phase d'étude permet la détermination de ce qu'on appelle le plan de protection, qui prévoit tous les relais de protection nécessaires basse tension, permettant de réaliser une protection sûre et sélective ; le plan de protection est différent d'un transformateur à un autre et ceci en fonction de son emplacement (réseau d'interconnexion, de transport ou de distribution) et de son importance (puissance ou distribution).

II.5. Protections internes :

II.5.1. Principe de fonctionnement du relais BUCHHOLZ :

Les arcs qui prennent naissance à l'intérieur de la cuve d'un transformateur décomposent certaine quantité d'huile et provoquent un dégagement gazeux. Les gaz produits montent vers la partie supérieure de la cuve du transformateur et de là vers le conservateur à travers un relais mécanique appelé relais buchholz (voir figure II.3), il est l'un des accessoires de protection les plus importants du transformateur. Il permet de mettre hors tension l'appareil en cas de dégagement de gaz provenant de la combustion des isolants ou la décomposition de l'huile.

Le principe est que l'accumulation de gaz dans le buchholz provoque automatiquement le fonctionnement d'un dispositif de protection. En cas de défaut interne le relais buchholz joue 3 rôles [17] :

- Un premier rôle d'alarme sur dégagement de gaz peu important ;

- Un deuxième rôle de déclenchement sur dégagement très important et brutal de gaz et/ou de mouvement d'huile violent ;
- Un troisième rôle de détection du niveau d'huile en cas de fuite en aval.

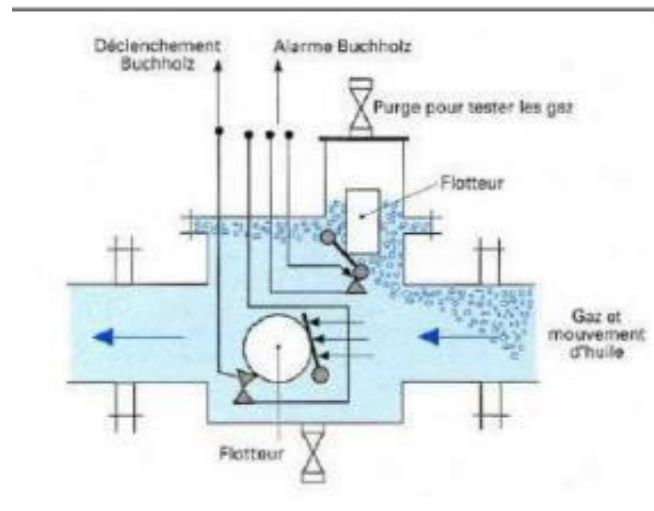


Figure II.3 : Schéma de fonctionnement de Relais BUCHHOLZ [18].

II.5.2. Protection masse cuve :

La protection masse cuve (voir figure II.4) est prévue pour protéger le transformateur contre les amorçages entre les parties actives et la cuve, cette protection est basée sur l'isolement de la cuve par rapport à la terre. La mise à la terre de la cuve principale du transformateur est réalisée par une seule connexion courte qui passe à l'intérieur d'un transformateur de courant tore qui permet d'effectuer la mesure du courant s'écoulant à la terre. Tout défaut entre la partie active et la cuve du transformateur est ainsi détecté par un relais de courant alimenté par ce TC. Ce relais envoie un ordre de déclenchement instantané aux disjoncteurs primaires et secondaires du transformateur. Cette protection à maximum de courant faiblement temporisée (ANSI 51G) (voir figure II.6) installée sur la connexion de mise à la terre de la masse du transformateur (si son réglage est compatible avec le régime de neutre) constitue une solution simple et efficace contre les défauts internes entre un enroulement et la masse ; elle nécessite d'isoler le transformateur par rapport à la terre. Cette protection est sélective : elle n'est sensible qu'aux défauts à la masse du transformateur des côtés primaire et secondaire.

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

1. Par la protection de terre (ANSI 51N) (voir figure II.7) située sur le réseau amont pour le défaut masse affectant le primaire du transformateur,

2. Par une protection de terre restreinte (ANSI 64REF) (voir figure II.8), si la mise à la terre du neutre du réseau aval se fait au niveau du transformateur,
3. Par une protection de terre point neutre (ANSI 51G) (voir figure II.9), si la mise à la terre du neutre du réseau aval se fait au niveau du transformateur,
4. Par une protection à maximum de tension résiduelle (ANSI 59N) (voir figure II.10), si le neutre du réseau enaval est isolé de la terre ;

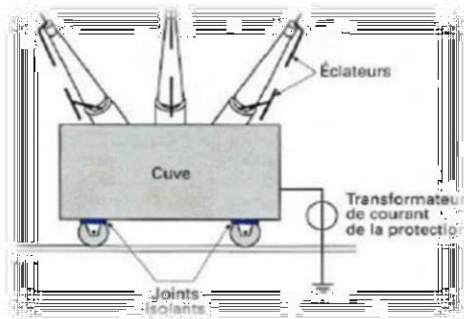


Figure II.4 : Protection masse cuve



Figure II.5 : Placement de TC tore

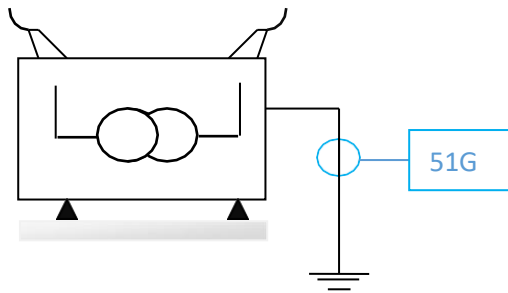


Figure II.6 : Protection de masse cuve transformateur

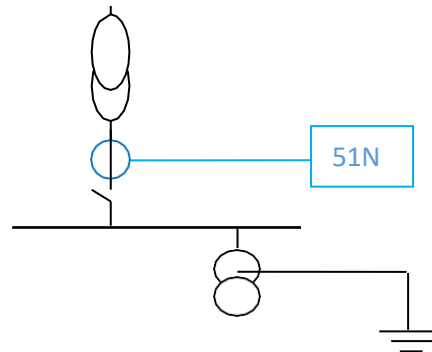


Figure II.7 : Protection de terre

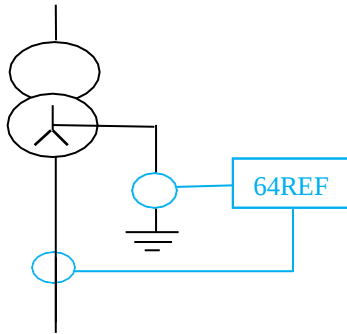


Figure II.8 : Protection de terre restreinte

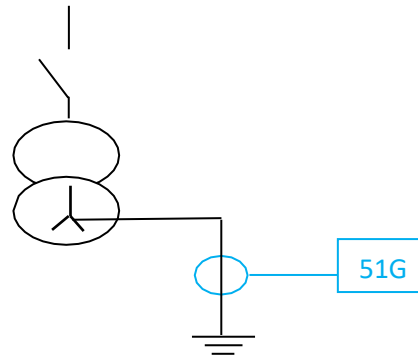


Figure II.9 : Protection de terre point neutre

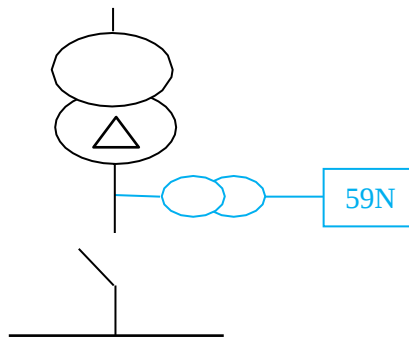


Figure II.10: Protection à maximum de tension résiduelle.

III.5.3. Surcharge :

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

La protection thermique est la surveillance de la température du diélectrique (ANSI 26), pour les transformateurs à isolation liquide ou la température des enroulements (ANSI 49T) pour les transformateurs secs.

La protection à image thermique (ANSI 49RMS) est utilisée pour surveiller avec une meilleure sensibilité l'élévation de température : l'échauffement est déterminé par simulation du dégagement de chaleur fonction du courant et de l'inertie thermique du transformateur [19].

II.5.4. Court-circuit :

Plusieurs protections peuvent être mises en œuvre [19] :

Pour les transformateurs dans l'huile, des dispositifs sensibles au dégagement de gaz et au déplacement d'huile (ANSI 63) provoqués par un court-circuit entre spires d'une même phase ou un court-circuit entre phases :

- Relais buchholz pour les transformateurs HT/HT de type respirant ;
- Détecteurs de gaz et pression pour les transformateurs HT/BT de type étanche.

La protection différentielle de transformateur (ANSI 87T) (voir figure II.12) qui assure une protection rapide contre les défauts entre phases. Elle est sensible et elle s'utilise pour les transformateurs vitaux de forte puissance. Pour éviter le déclenchement intempestif, on procède à la mesure de l'harmonique 2 du courant différentiel qui détecte l'enclenchement de l'appareil (retenue H2), ainsi qu'à la mesure de l'harmonique 5 qui détecte le surfluxage (retenue H5).

On notera que la mise en œuvre de cette protection en technologie numérique à réseau de neurones procure des avantages : simplicité de réglage et stabilité.

Une protection à maximum de courant phase instantanée (ANSI 50) (voir figure II.11) associée au disjoncteur situé au primaire du transformateur assure la protection contre les court-circuits violents au primaire. Le seuil de courant est réglé à une valeur supérieure au courant dû à un court-circuit au secondaire : la sélectivité ampère-métrique est ainsi assurée.

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

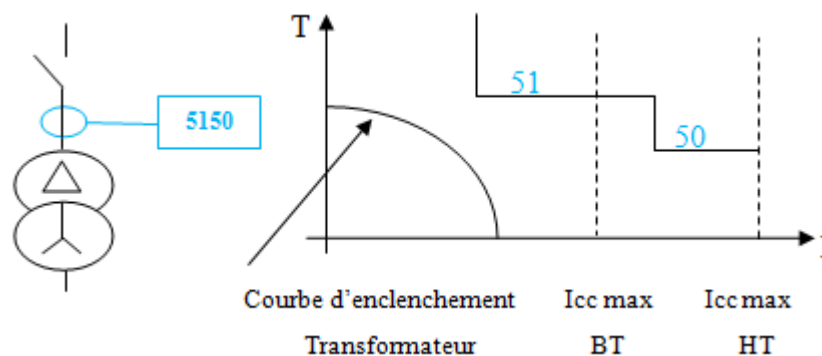


Figure II.11: Protection de transformateur à maximum de courant [19].

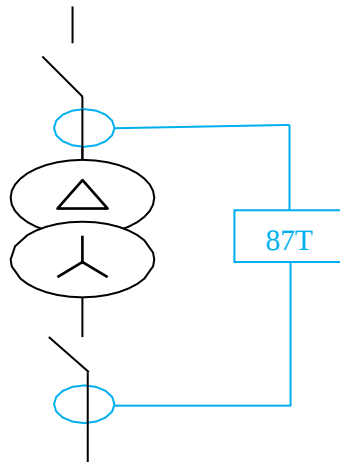


Figure II.12: Protection différentielle de transformateur [19].

II.5.5. Protection par DGPT :

Le DGPT (DéTECTeur Gaz, Pression et Température) (voir figure II.13) est un dispositif de protection utilisé pour le transformateur d'isolement liquide. Ce dispositif détecte les anomalies au sein du diélectrique liquide telles qu'émission de gaz, élévation de pression ou de température, et provoque la mise hors tension du transformateur. Il est principalement destiné à la protection des transformateurs immergés étanches à remplissage total. Pour un défaut grave, le dégagement gazeux est recueilli en un point haut au relais, une accumulation trop importante provoque une alarme. Elle est utilisée uniquement pour les transformateurs de distribution.



Figure II.13 : Dispositif DGBT.

II.5.6. Protection thermique :

Au niveau du transformateur on trouve plusieurs capteurs de température donnant des images de la température du cuivre et huile.

La cause d'élévation de la température d'un transformateur de puissance peut être due aux :

- Des défauts d'isolement à l'intérieur du transformateur non détecté par les protections ou à une surcharge progressive ;
- Une défaillance du système de refroidissement.

Exemple : Les seuils utilisés pour les transformateurs de puissance sont [18] :

Alarme à :

- 80° : pour les transformateurs HT/MT.
- 90° : pour les transformateurs THT/HT/MT.

Déclenchement :

- 90° : pour les transformateurs HT/MT.
- 100° : pour les transformateurs THT/HT/MT.

II.6. Sélectivité électrique :

La sélectivité est une méthode qui consiste à coordonner entre les différents niveaux de protections de sorte que, lorsqu'un défaut apparaît sur un circuit, seule la protection placée en tête de ce circuit se déclenche, évitant la mise hors service du reste de l'installation.

La coordination entre les protections d'amont et d'aval, et en particulier la sélectivité, est indispensable pour optimiser la continuité de service. Le grand nombre d'options de configuration des options de protection sur les unités de contrôle MicroLogic X améliore la coordination naturelle entre disjoncteurs. Trois techniques de sélectivité peuvent être mises en place :

- **Sélectivité ampèremétrique**, qui correspond à un étagement du seuil de protection de surcharge de longue durée.

- **Sélectivité chronométrique**, qui correspond à un étagement du seuil de protection de surcharge de courte durée.
- **Sélectivité énergétique**, qui correspond à un étagement des niveaux d'énergie des disjoncteurs : cela s'applique dans le cas de courants de court-circuit de forte intensité.
- **Sélectivité logique**, la sélectivité logique n'est réalisable qu'avec des disjoncteurs équipés de déclencheurs électroniques conçus à cette fin (Compact, Masterpact).

II.6.1. Sélectivité ampèremétrique [20] :

Pour assurer une sélectivité de type ampèremétrique, (voir figure II.14) la grandeur contrôlée est le courant. La sélectivité peut donc, théoriquement, être obtenue en ajustant le seuil des dispositifs de protection au courant de court-circuit prévisible selon leur emplacement dans la distribution. Ce type de sélectivité, ne fait pas intervenir de délai de fonctionnement (instantané), car chaque protection est indépendante des autres. Il est fréquemment utilisé en BTA terminale et il l'est peu en HTA car les variations réelles d'un courant de court-circuit entre deux points sont trop peu significatives (les impédances de liaison sont négligeables).

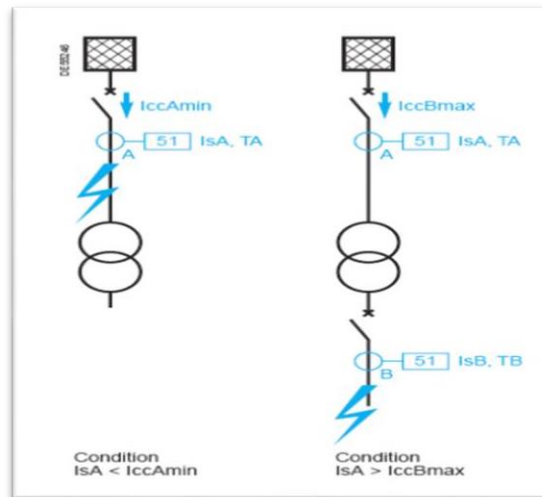


Figure II.14 : Fonctionnement d'une sélectivité ampèremétrique.

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

II.6.2. Sélectivité chronométrique [21] :

C'est une Sélectivité dans laquelle les protections sollicitées sont organisées pour fonctionner de manière décalée dans le temps. La protection la plus proche de la source a la temporisation la plus longue. Ainsi, sur le schéma (voir figure. II.15), le court-circuit représenté est vu par toutes les protections (en A, B, C, et D). La protection temporisée D ferme ses contacts plus rapidement que celle installée en C, elle-même plus rapide que celle installée en B. Après l'ouverture du disjoncteur D et la disparition du courant de court-circuit, les protections A, B, C qui ne sont plus sollicitées, reviennent à leur position de veille. La différence des temps de fonctionnement ΔT entre deux protections successives est l'intervalle de sélectivité.

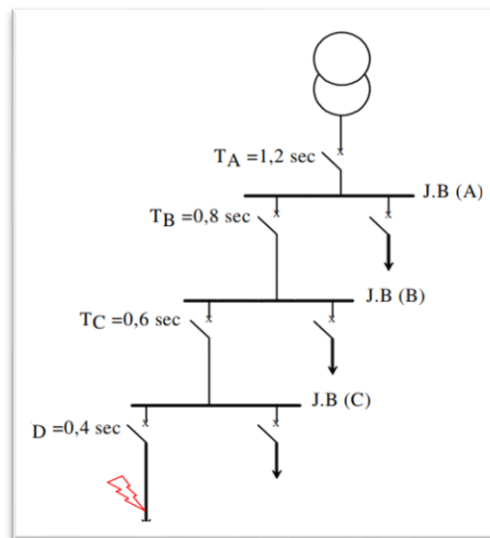


Figure II.15 : Principe de la sélectivité chronométrique.

II.6.3. Sélectivité logique [22] :

Elle nécessite un transfert d'informations entre les déclencheurs des disjoncteurs des différents étages de la distribution (voir figure II.16), son principe est simple si le déclencheur détecte un courant supérieur à son seuil de fonctionnement envoie un ordre logique de temporisation au déclencheur du disjoncteur qui est juste en amont. La temporisation sera celle affichée sur le déclencheur. Si le déclencheur du disjoncteur situé immédiatement en amont du court-circuit ne recevant pas d'ordre d'attente agit immédiatement, quelle que soit sa temporisation affichée.

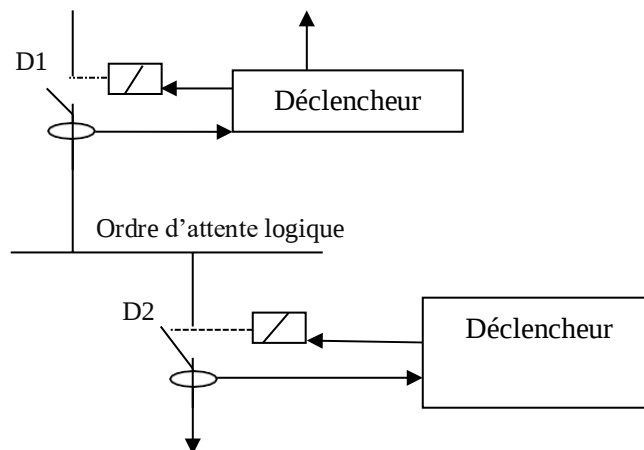


Figure II.16 : Sélectivité logique.

II.6.4. Les avantages de la sélectivité :

- L'intérêt de la sélectivité est double.
- Améliorer de la continuité de service.
- Garantir de la sécurité de l'installation.

II.7. Les régimes de neutre :

Une installation électrique doit être conçue de manière à répondre aux besoins en énergie des utilisateurs et ceci en toute sécurité.

Le type de régime de neutre d'une l'installation ainsi que la mise à la terre des équipements permettent de mettre à disposition cette énergie avec des garanties de sécurité et de continuité de service. Chaque régime de neutre est défini par 3 lettres :

1^{ère} Lettre : Type de raccordement du neutre de l'alimentation par rapport à la terre.

- T : Liaison avec la terre.
- I : Isolation par rapport à la terre ou liaison avec la terre par une impédance.

2^{ème} Lettre : Type de raccordement des masses de l'installation par rapport à la terre.

- T : Masses reliées à la terre.
- N : Masses reliées au neutre lui-même relié à la terre.

3^{ème} lettre : Uniquement le régime TN.

- C : Les conducteurs de protection PE et de neutre N sont confondus.
- S : Les conducteurs PE et de neutre N sont séparés.

II.7.1. Régime TT :

C'est le régime de neutre des installations basse tension domestiques seuls les usagers propriétaires de leurs transformateurs (industrie, hôpitaux) peuvent utiliser d'autres régimes de neutre.

Un dispositif différentiel à courant résiduel (DDR) est placé en tête de l'installation, il protège les biens et surtout les personnes en cas d'un défaut d'isolement quand le courant de fuite dépasse la sensibilité du disjoncteur (30mA ou 300mA). Ce régime de neutre signifie (voir figure II.17) :

- Neutre à la terre coté transfo de distribution (1^{ère} « T »).
- Neutre à la terre coté utilisateur (2^{ème} « T »).

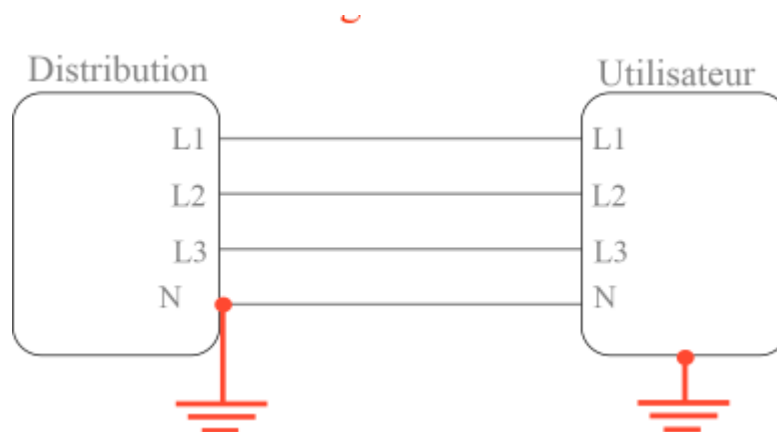


Figure II.17 : Schéma de liaison à la terre TT.

II.7.2. Régime TN :

Le schéma TN est plus particulièrement utilisé dans les établissements recevant du public, magasins, hôpitaux, grandes cuisines. Pour tout défaut d'isolement, un court-circuit phase/neutre active les protections de surintensité.

Dans le schéma TN-C, le neutre et le conducteur de terre sont confondus (voir figure II.18). Ce type de schéma n'est autorisé que pour des sections de conducteurs supérieur à 10 mm² en cuivre et 16mm² en aluminium. Ce régime de neutre signifie :

- Neutre à la terre coté transfo de distribution (« T »).
- Masse reliée au neutre coté utilisateur (« N »).

Il existe deux régimes TN :

- Régime TNC

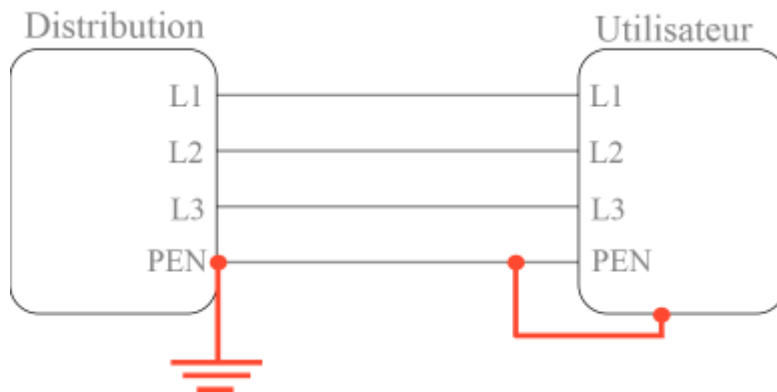


Figure II.18 : Schéma de liaison à la terre TNC.

Le neutre (N) et le conducteur de protection (PE) sont confondus (PEN sur le schéma). Ce régime est interdit pour des sections de câbles inférieures à 10 mm^2 . En effet, la tension entre les extrémités du conducteur de protection doit rester aussi faible que possible.

- Régime TNS

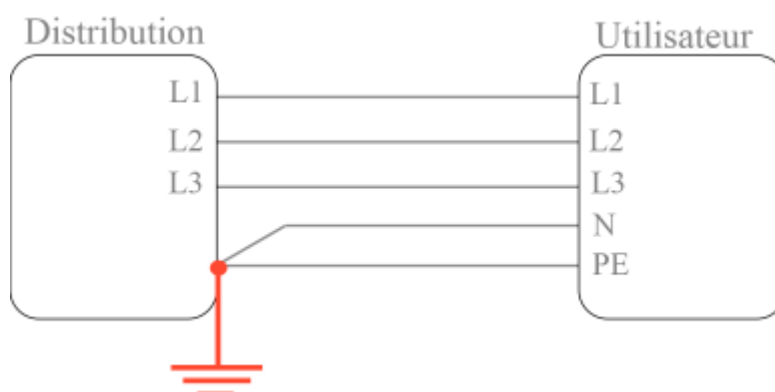


Figure II.19 : Schéma de liaison à la terre TNS.

Le neutre (N) et le conducteur de protection (PE) sont séparés (voir figure II.19). Il faut utiliser des appareils tripolaires + neutre.

Dans les deux cas, la protection doit être assurée par coupure au premier défaut. Entre une phase et la masse de l'appareil, il y a 230 V pour un réseau 230 V/400 V. Il ne peut pas y avoir plus en cas de défaut.

II.7.3.Régime IT :

Schéma privilégié des grosses industries, qui permet tout en protégeant les personnes de garantir un service continue en énergie. Le neutre est soit isolé de la terre, soit relié à la terre par une assez forte impédance (Contrôleur Permanent d'Isolement, CPI). Lors du premier défaut le courant entre phase et masse est très faible, la tension ne représente pas de danger, au deuxième défaut la protection doit être assurée par un dispositif contre les courts-circuits. Ce régime de neutre signifie (voir figure II.20):

- Neutre isolé coté transfo de distribution (1^{ère} « I »).
- Masse reliée à la terre coté utilisateur (2^{ème} « T »).

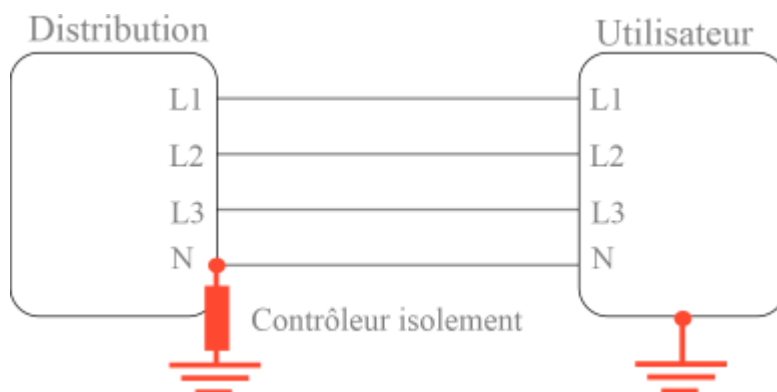


Figure II.20 : Schéma de liaison à la terre IT.

II.8.Conclusion :

La protection d'un transformateur de puissance exige des normes strictes ou l'identification de la zone de protection, plusieurs éléments de protection sont programmés pour protéger les transformateurs de puissance, chaque élément dispose de ces propres réglages et fonctionne correctement selon la logique prédéterminée.

Dans ce chapitre, nous avons présenté tout le système de protection avec sa grande sensibilisé et performance afin de préserver les transformateurs contre les défauts interne et externe, par élimination utilisant un ensemble des fonctions de la protection.

Notre étude se base sur la protection différentielle 87 T qui est l'élément de protection principale, on vise à comprendre le fonctionnement et l'application de cette protection dans le chapitre suivant.

Chapitre III

La protection Différentielle destransformateurs de puissance

III.1. Introduction :

Comprendre le fonctionnement et l'application de la protection différentielle est essentiel pour assurer une protection fiable et efficace du transformateur de puissance. Cela réduit non seulement les coûts associés à un arrêt prolongé du transformateur en cas d'incident, mais assure également la continuité de l'alimentation, le transformateur a un coût extrêmement élevé, et son temps d'immobilisation en cas d'incident est toujours très long, Ceci peut s'effectuer via un système de protection très évolué.

La protection différentielle caractérisée par la capacité de distinguer les dysfonctionnements à l'intérieur et à l'extérieur dans la zone protégée car elle est capable de protéger une unité de réseau, alors que cette unité peut être le générateur lui-même, le transformateur ou l'une des lignes de transmission. à comparer les courants entrants et les courants sortants dans la zone protégée, à l'état normal les deux courants sont égaux et si un défaut apparaît les deux courants seront différents, cette protection doit opérer rapidement quand le courant différentiel mesuré est supérieur à des valeurs déjà programmées (seuil). C'est l'élément (87T) qui remplit cette mission selon le ANSI (la Lettre T signifie le transformateur) [23].

Dans tous les cas, le relais différentiel ne sera pas fonctionnel que si le défaut se trouve à l'intérieur de l'élément (zone) à protéger. Il est installé sur les transformateurs d'une capacité de 5 mVA et plus et ce type de protection est considéré comme coûteux [24].

Dans ce chapitre, nous nous verrons en détail le principe de fonctionnement de la protection différentielle (87T), et abordons les problèmes pratiques rencontrés lors de la mise en œuvre de la protection différentielle. et concentre sur l'application spécifique de la protection différentielle dans les transformateurs de puissance.

III.2. Principe de fonctionnement de la protection différentielle 87T :

La particularité de la protection différentielle dans le transformateur c'est qu'elle doit s'adapter aux conditions de fonctionnement, ou le courant primaire est différent du secondaire et le déphasage entre les phases qui est dû aux types de couplages, ces deux facteurs importants sont pris en considération et le relais est adapté à ces deux conditions de fonctionnement en effectuant le réglage approprié.

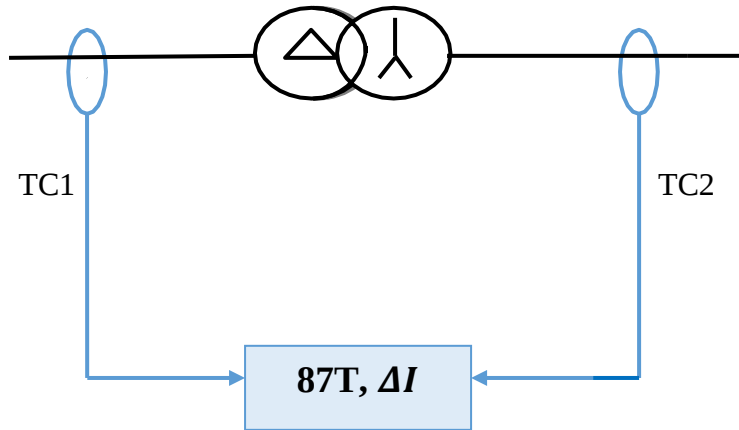


Figure III.1 : Fonctionnement de protection différentielle.

Le relais ne peut pas mesurer les courants réels traversant le transformateur, on utilise deux transformateurs de courant pour donner une image parfaite et réduire les courants primaire et secondaire, étant donné que le courant primaire est supérieur à celui au secondaire, la différence des courants à l'état normal, n'est plus nulle (ΔI), pour résoudre cette contrainte, des transformateurs de courant à rapport différent sont utilisés. Cela maintient le courant mesuré (courant différentielle) proche du zéro en fonctionnement normal, par contre lors d'un défaut entre les TC, ou la présence d'un déséquilibre du courant, les deux courants seront différents « courant différentiel », l'élément différentiel calcul cette différence est la comparer avec les conditions de fonctionnement programmé afin de provoquer un déclenchement. Le fonctionnement de la protection différentielle du transformateur doit faire face aux différentes contraintes durant le fonctionnement normal du système [23].

Les particularités de la 87T sont liée aux caractéristiques des transformateurs :

- Rapport de transformation entre le courant entrant et le courant sortant.
- Mode de couplage entre le primaire et le secondaire
- Courant d'enclenchement
- Courant magnétisants permanents.

A- 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 (un transformateur triangle-Etoile déphasé de 30°) il faut donc que les images de ces courants soient mises en

forme pour que les signaux comparé soient 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. Lorsque côté transformateur est en étoile avec le neutre à la terre, les transformateurs d'adaptation situés sur ce côté sont branchés en triangle afin d'éliminer les courants résiduels qui seraient vus lors d'un défaut extérieur au transformateur. Le schéma de principe est celui de la (figure III.3) :

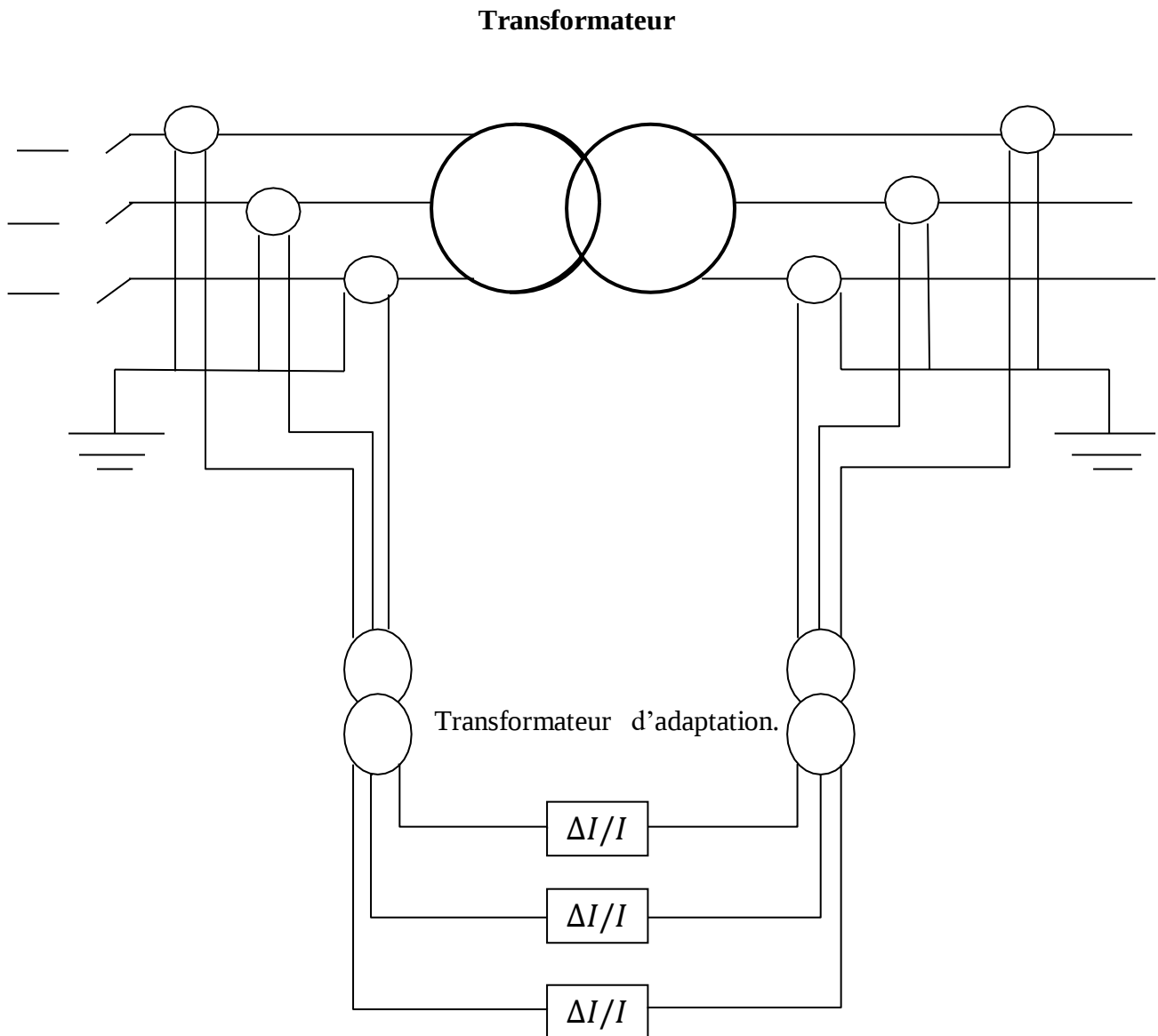


Figure III.2 : Schéma de principe de la protection différentielle.

La protection différentielle transformatrice protégée contre les court-circuit entre enroulements qui correspondent à des courts-circuits de type biphasé ou triphasé.

S'il n'y a pas de mise à la terre au niveau du transformateur, elle peut aussi être utilisée pour protéger contre les défauts à la terre. Il faut dans ce cas que la protection soit suffisamment sensible. Ce n'est pas toujours le cas, notamment lorsque le courant de défaut à la terre est limité par une impédance .

Le fonctionnement de la protection différentielle transformateur est très rapide, environ 30 ms, ce qui permet d'éviter une détérioration du transformateur en cas de court-circuit entre enroulements.

Afin d'empêcher les déclenchements de forts courants de défaut d'origine externes, on utilise des protections différentielles à pourcentage. Les raisons sont :

- Le courant différentiel dû, au régleur en charge.
- Les erreurs de mesure des transformateurs de courant, de façon identique aux protections différentielles de câble à fil pilots.

La protection est activée lorsque $I_e - I_s > KI_e + I_0$ (voir figure III.3).

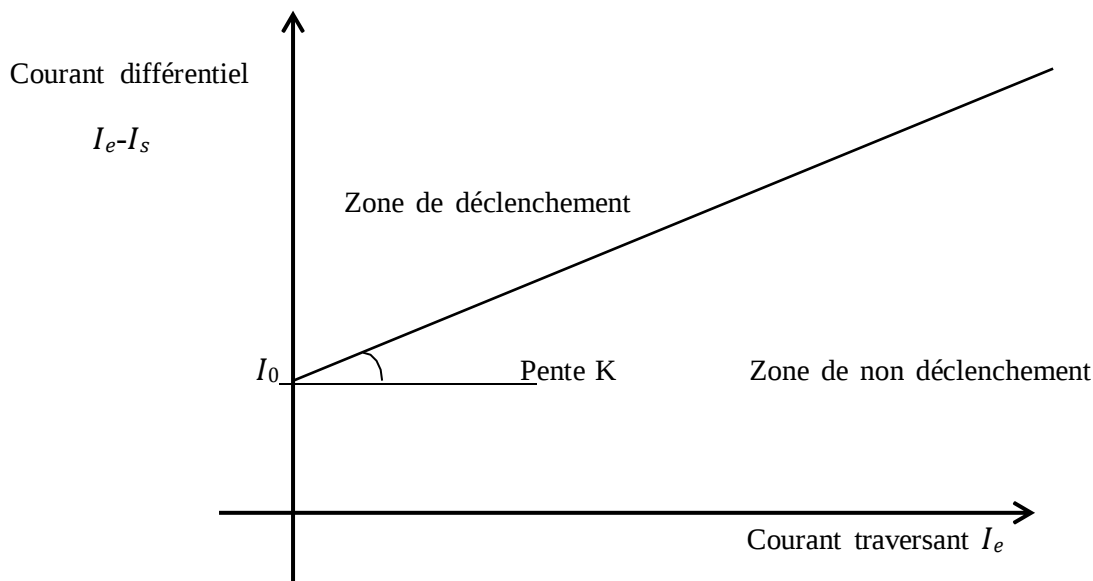


Figure III.3 : Courbe de déclenchement de la protection différentiel.

B- 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 seconds. Il est donc vu par la protection comme un courant différentiel, sa durée est nettement supérieure au temps de fonctionnement de la protection (30 ms). Une détection basée uniquement sur la différence entre les courants primaires et secondaires du transformateur provoquerait l'activation de la protection. Il faut donc que la protection soit capable de distinguer un courant différentiel dû à un défaut d'un courant différentiel dû à l'enclenchement du transformateur l'expérience a montré que l'onde de courant d'enclenchement contenait aux 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 défaut interne au transformateur. Il suffit donc de verrouiller la protection lorsque le pourcentage d'harmonique de rang 2 par rapport au fondamental (courant à 50 Hz) est supérieur à 15 %, Soit $\frac{I_2}{I_1} > 15\%$.

C- 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 dû à un défaut. en régime normal, ce courant magnétisant 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 sature (en général les transformateurs sont dimensionnés pour fonctionner à la limite de la saturation pour la tension nominale d'alimentation) et la valeur du courant magnétisant augmente de façon très significative. Le seuil de fonctionnement de la protection peut alors être atteint.

L'expérience a montré que le courant magnétisant du a la saturation magnétique possédait un taux d'harmonique de rang 5 (courant à fréquence 250 Hz) élevé Pour se prémunir de déclenchements intempestifs lors de surtension d'origine externe, il existe deux solutions :

- Détecter une élévation de tension qui verrouille la protection
- Détecter la saturation par la présence d'harmonique de courant de rang 5 qui verrouille la protection.

- La protection différentielle transformateur nécessite donc des fonctions assez complexes car elle doit être capable de mesurer des courants harmoniques de rang 2 et de rang 5 pour éviter de mesurer des courants harmoniques de rang 5, elle doit être capable de détecter les surtensions d'origine externe[25].

III.2.1. Schéma de protection différentielle conventionnel :

Ce schéma est basé sur le principe que la puissance d'entrée du transformateur de puissance sous conditions normales est égale à la puissance de sortie. Dans des conditions normales, aucun courant ne circulera dans la bobine de courant du relais différentiel. Chaque fois qu'un défaut se produit, à l'intérieur de la zone protégée, l'équilibre actuel n'existera plus et les contacts de relais se fermeront et émettront un signal de déclenchement pour faire fonctionner certains disjoncteurs (CB) afin de déconnecter l'équipement/pièce [26].

Les valeurs nominales des transformateurs de courant sont sélectionnées avec soin pour correspondre à la puissance les courants nominaux des transformateurs auxquels ils sont connectés ainsi que le côté secondaire des TC les courants sont égaux. Cependant, le problème est que les ratios TC disponibles sur le marché ont cotes standards. Ils ne sont pas disponibles exactement comme les notes souhaitées. Par conséquent, les valeurs nominales primaires des TC sont généralement limitées à celles des TC à rapport standard disponibles.

Généralement, le côté primaire du transformateur de courant n'a qu'un seul tour (1) et le côté secondaire à de nombreuses spires en fonction du rapport de transformation (N) du TC, ce qui est sélectionné pour correspondre aux valeurs nominales du transformateur de puissance. Étant donné que le rapport de transformation de transformateurs est le rapport entre le nombre de tours du côté primaire et le nombre des spires du côté secondaire. Par conséquent, le rapport de transformation du transformateur de courant primaire est $1/N_1$ et le rapport de transformation du transformateur de courant coté secondaire est $1/N_2$.

Le courant du TC situé du côté primaire du transformateur de puissance est :

$$I_1 = \frac{I_P}{N_1}$$

Avec :

I_P : Le courant côté primaire du transformateur de puissance,

I_1 : Le courant côté primaire de TC1

N_1 : Le nombre de spires du côté primaire de TC1

De la même manière pour le TC situé au secondaire du transformateur de puissance, le

Le courant secondaire du TC est :

$$I_2 = \frac{I_S}{N_2}$$

Avec :

I_S : Courant côté secondaire du transformateur de puissance,

I_2 : Courant côté secondaire de TC2.

N_2 : Nombre de spires côté secondaire de TC2.

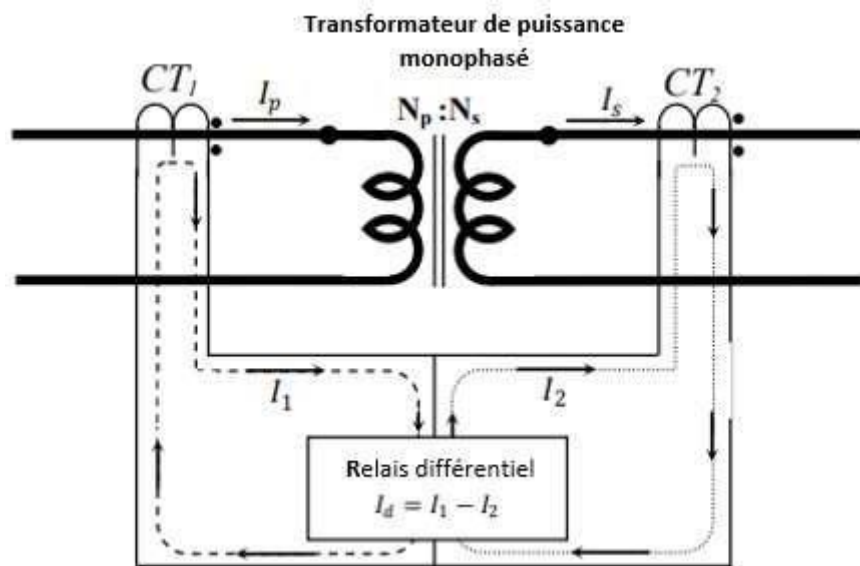


Figure III.4 : Protection différentielle pour un transformateur de puissance

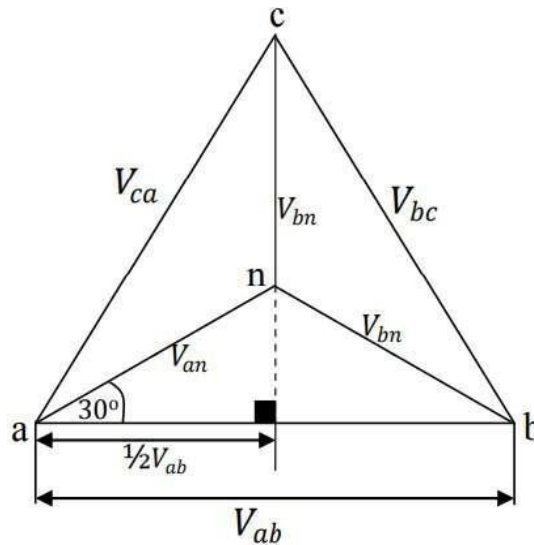


Figure III.5 : La relation entre la tension entre deux phase et la tension phase et neutre et Déphasage entre eux dans les transformateurs connectés Y-D ou D-Y.

$$\begin{aligned} \frac{V_{ab}}{2} &= V_{an} \cos 30^\circ \\ \frac{V_{ab}}{2} &= V_{an} \frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{V_{ab}}{2} &= \sqrt{3} V_{an} \end{aligned}$$

III.3. Sélectivité par protection différentielle :

La protection différentielle compare les courants aux deux extrémités du secteur de réseau contrôlé (figure III.1).

Toute différence d'amplitude et de phase entre ces courants signale la présence d'un défaut ; la protection ne réagit qu'aux défauts internes à la zone couverte et est insensible à tout défaut externe. Elle est donc sélective par nature.

Le fonctionnement est possible à condition d'utiliser des transformateurs de courant spécifiquement dimensionnés, rendant insensible la protection aux autres phénomènes.

La stabilité de la protection différentielle est sa capacité à rester insensible s'il n'y a pas de défaut interne à la zone protégée, même si un courant différentiel est détecté :

- Courant magnétisant de transformateur.
- Courant capacitif de ligne.

- Courant d'erreur dû à la saturation des capteurs de courant.

Il existe 2 grands principes selon le mode de stabilisation :

- La protection différentielle à haute impédance : le relais est connecté en série avec une résistance de stabilisation R_s dans le circuit différentiel (figure. III.6 et III.7) :

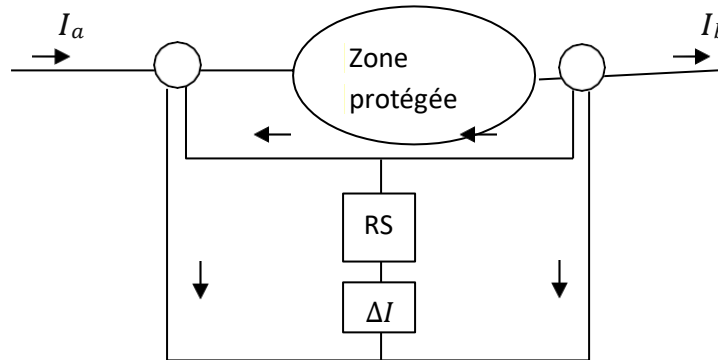


Figure III.6 : Schéma de protection différentielle à haute impédance.

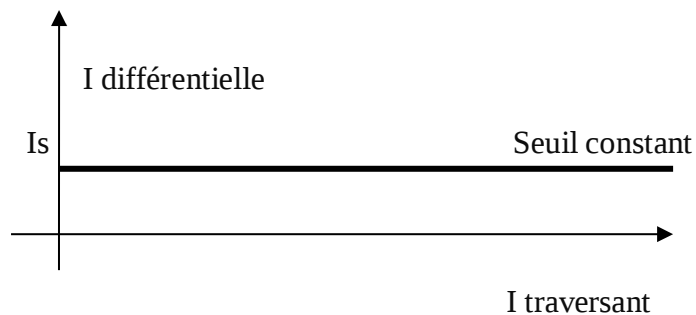


Figure III.7 : Stabilité par résistance

- La protection différentielle à pourcentage (voire figure III.8) : le relais est connecté indépendamment aux circuits des courants I_a et I_b . La différence des courants $I_a - I_b$ est déterminée dans la protection, et la stabilité de la protection est obtenue par une retenue relative à la valeur du courant traversant (voire figure III.9)

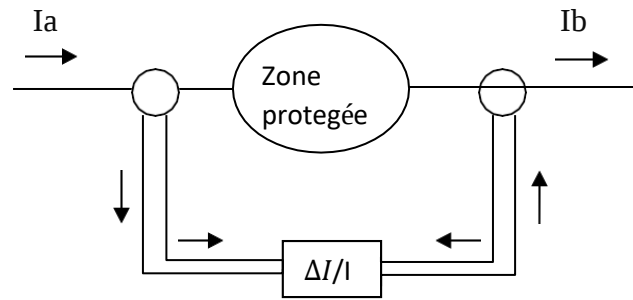


Figure III.8 : Schéma de protection différentielle à pourcentage.

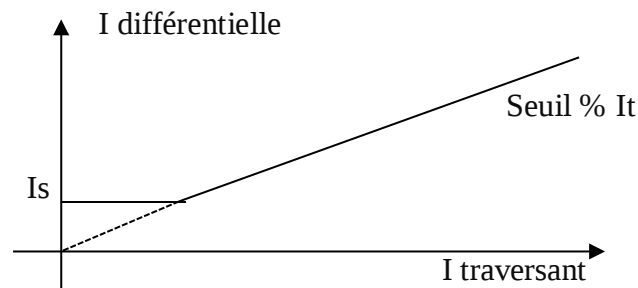


Figure III.9 : Stabilité par retenue.

Pente = 15 % + étendue du réglage
Seuil minimal 30 %

A - Avantages :

- ✓ Protection sensible à des valeurs de courants de défaut inférieures au courant nominal de l'élément protégé.
- ✓ Protection de zone qui peut déclencher instantanément.

B- Inconvénients :

- ✓ Le coût de l'installation est important.
- ✓ La mise en œuvre du dispositif est délicate.
- ✓ Il faut prévoir une fonction de secours à maximum de courant.

C- Comparaison des deux principes :

- ✓ Protection différentielle à haute impédance :

Les TC amont et aval doivent avoir des courants assignés identiques (primaire et secondaire) la résistance de stabilisation est calculée pour ne pas déclencher sur défaut extérieur avec un TC saturé, et pour que le TC puisse alimenter le relais, Le relais est relativement simple, mais exige la mise en œuvre de Rs.

✓ Protection différentielle à pourcentage :

Adaptation au type d'équipement à protéger. Le relais est relativement plus compliqué, mais sa mise en œuvre est simple [27].

III.4. Les problèmes pratiques de protection différentielle [24] :

Il est à noter que le système de protection différentiel a plusieurs problèmes pratiques qui nécessitent quelques modifications. Le premier de ces problèmes est que le flux d'entrée diffère du flux de sortie même dans des conditions normales et n'est pas égal à zéro, pour plusieurs raisons :

1-Notamment l'asymétrie des transformateurs de courant, même s'ils sont d'une même marque de fabricant, les différences entre eux qui font que le courant du côté secondaire de chacun d'entre eux sera différents de l'autre, même si le courant primaire est totalement égal et cela est parfois attribué à des défauts de fabrication et la question est plus difficile en cas de saturation de l'un des transformateurs.

2-La protection différentielle a été calculée lorsque le transformateur de puissance fonctionne ou l'état à laquelle la tension à l'intérieur est la tension nominale, mais pour les conditions du réseau différentes, l'état peut changer jusqu'à ce que le transformateur donne un effort qui réponde aux exigences de charge et dans ce cas, le rapport du nombre de tours du transformateur de puissance diffère des calculs de conception, puis les valeurs auxquelles le dispositif de protection différentielle doit être actionné doivent être augmentées afin qu'il ne fonctionne à aucun des échelons de tension du transformateur dans des conditions des charges normales.

3-Parmi ces raisons figurent également la présence de capacités parasite dans l'élément à transporter non dus à des câbles ou des isolateurs dans l'élément à protéger et ces condensateurs fuient par quelle partie du flux d'entrée vers le sol (et c'est la raison de la désignation dans les courants parasites), ce qui entraîne la différence du courant de sortie même si l'on suppose que les deux transformateurs de courants sont identiques.

4-Et il y a une quatrième infraction, c'est que lorsqu'un dysfonctionnement externe se produit, il y a une possibilité qu'une saturation de l'un des transformateurs de courant se produise, entraîne une diminution significative de la valeur du courant secondaire à l'extérieur de ce transformateur, malgré le courant élevé sur son côté primaire. Ainsi, il y aura inévitablement

une grande différence entre les flux d'entrée et de sortie, ce qui peut entraîner une mauvaise séparation.

III.4.1. Le dispositif de protection différentielle relative :

Le traitement de ces problèmes a été fait à l'idée simplifiée qui a été présentée sous la forme du (figure III.9)

Transformateur de courant HT

Transformateur de courant BT

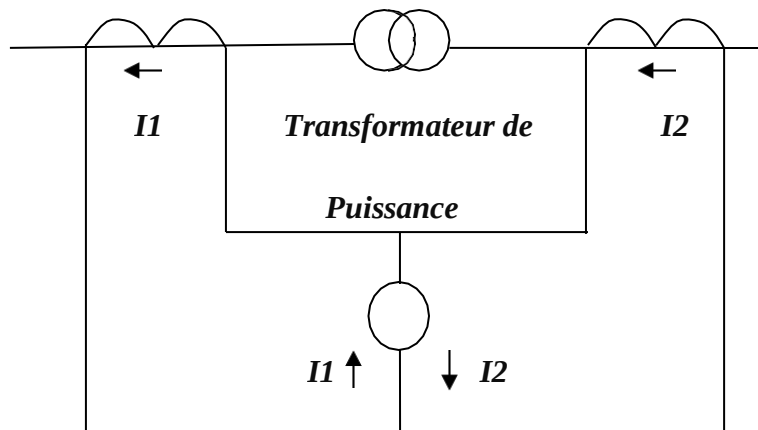


Figure III.9 : idée de base de la protection différentielle

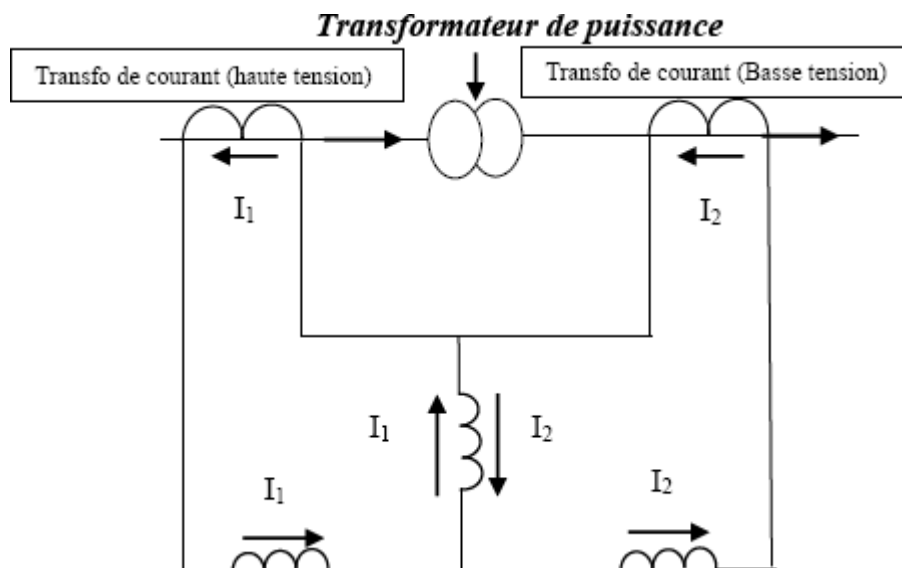


Figure III.10 : Protection différentielle après son développement.

Maintenant, le dispositif de protection contient plusieurs courants différents :

La première est le courant différentiel égale à $(I_1 - I_2)$ et il également appelle courant de fonctionnement car il passe dans la bobine de fonctionnement (la bobine verticale de la figure III.10).

Mais ce qui est nouveau maintenant, c'est le couple résultant de ce courant trouvera un couple résistif provenant de deux autres courants séparés, chacun d'eux étant égal :

$$\left(\frac{I_1 - I_2}{2}\right) * N$$

N est le nombre de bobines de retenue (profil horizontal sur la figure III.10), et ce courant est appelé courant traversant moyen. Si le courant de fonctionnement dépasse le courant résistif, l'appareil sépare le transformateur et vice-versa, ou généralement lorsque les enroulements de la résistance d'enroulement sont inférieurs au nombre de tours d'enroulement de la bobine, notez maintenant qu'en cas légère différence (une différence naturelle) entre les courants d'entrée et de sortie, cela ne posera pas de problème, et s'il survient cette différence est due à l'asymétrie des deux transformateurs de courant et la raison en est évidente dans l'exemple :

Exemple 1 : Nous supposons que $I_1 = 5A$ et $I_2 = 4.5A$, le couple de fonctionnement est proportionnel aux courants égaux à :

$$I_{op} = (I_1 - I_2) \quad I_{op} = (5 - 4.5) \quad I_{op} = 0.5.$$

Et le couple de résistance sera proportionnel à un courant égal à :

$$I_{res} = (5 + 4.5) / 2 \quad \Longrightarrow \quad I_{res} = 4.75A$$

Ainsi, la présence d'une différence de 0.5 A entre les courants d'entrée et de sortie, l'appareil il reste stable et ne fonctionne pas, et c'est ce qui est réellement exigé de lui dans de tels cas. Mais si le dysfonctionnement au sein du transformateur à protéger se produit alors on aura une grande différence entre les courants d'entrée et de sortie, par exemple, il peut devenir :

$$I_1 = 20A \quad \text{et} \quad I_2 = 1A$$

Lorsque le couple de fonctionnement devient proportionnel à un courant égal à

$$I_{op} = (20 - 1) = 19A. \implies I_{op} = 19A$$

Alors que le couple de résistance est proportionnel au courant égal à :

$$I_{res} = \frac{20 + 1}{2} \implies I_{res} = 10.5A$$

Ainsi, une séparation des circuits se produit comme réellement nécessaire, et le dispositif est appelé après ces ajustements relais différentiel en pourcentage et il est également appelé relais différentiel biaisé.

En cas de dysfonctionnement interne, il existe deux possibilités :

-Il y aura une alimentation bidirectionnelle, puis le courant circulera dans la bobine opérationnelle est la somme des deux courants car le courant est réfléchi dans le deuxième transformateur de courant.

-Que l'alimentation soit d'un seul côté et c'est le cas le plus difficile où il n'y a pas d'alimentation de l'autre côté, dans ce cas le courant de défaut sera réparti entre le court-circuit et la charge, mais dans la plupart des cas, il y aura une différence suffisante pour le fonctionnement.

III.4.2. Réglage de l'inclinaison dans le dispositif du courant différentiel relatif :

La relation entre le courant de fonctionnement et le courant de résistance dans ce type de relais apparaît comme sur la (figure III.11), où il a été observé dans ce type que la condition de fonctionnement doit dépasser un pourcentage fixe du courant.

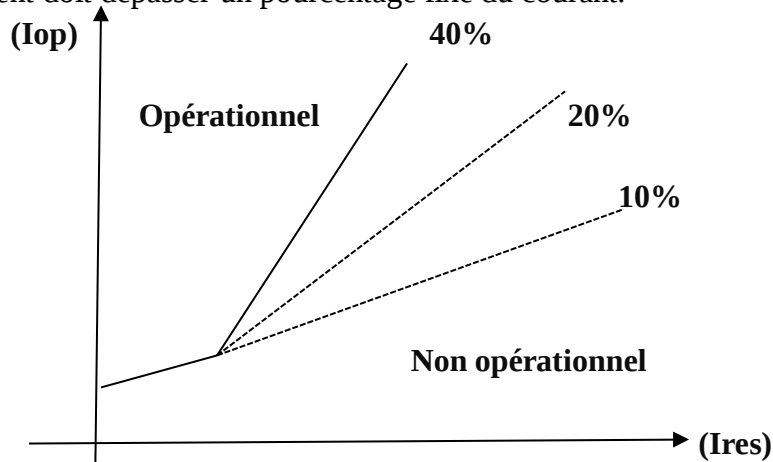


Figure III.11 : Relation entre le courant de fonctionnement et le courant de résistance.

$$I_{op} = (I_1 - I_2)$$

$$I_{res} = \frac{I_1 - I_2}{2}$$

La pente de cette relation représente indirectement le pourcentage d'erreurs qui représentent l'asymétrie entre le courant d'entrée et de sortie et est toujours connue sous forme de pourcentage.

Et cette pente peut être de 10 %, 20 %, ou 40 %, ce qui signifie que le courant de fonctionnement doit être par exemple, 10 % du courant de résistance pour que l'appareil commence à fonctionner, et dans certains appareils, l'inclinaison est faite de deux parties comme dans la (figure III.11).

De toute évidence, plus la valeur de la pente est faible, plus l'appareil sera sensible au fonctionnement. En d'autres termes, plus la valeur de pente est n'est pas faible, plus le taux d'erreur attendu est faible, ce qui est généralement pris en compte, par exemple l'asymétrie de CT. Remarquez la petite hauteur au-dessus de zéro par rapport à fonctionnement au début de l'opération, qui est nécessaire comme espace sûr contre une mauvaise opération, car elle sécurise le dépassement des frottements dans les appareils traditionnels, et plusieurs d'entre nous sont configurés pour travailler sur de très petites valeurs à partir d'un quart d'amplitude ampère et cela s'appelle le courant de démarrage minimum. La durée de fonctionnement de ces appareils est comprise entre 25 et 150 millisecondes.

Exemple 2 :

Si nous supposons que le relais différentiel avait une pente égale à 10 %, comme dans la (figure), nous supposons qu'un dysfonctionnement dans la zone de protection s'était produit pendant une résistance élevée de sorte que la différence entre les courants entrants et sortants n'était pas grande, alors le courant interne était égal à 320A. Alors que le courant sortant est égal à 304A, et si l'on suppose que le rapport de conversion des transformateurs de courants est de 400/ 5 ampères. L'appareil se sentira-t-il défectueux ou non ?

Solution

A partir la valeur des courants d'entrée et de sortie, I_{op} et I_{res} la valeur des courants de fonctionnement et de résistance peut être calculé comme suit :

$$I_1 = \frac{320 \times 5}{400} = 4 \text{ A}$$

$$I_2 = \frac{304 \times 5}{400} = 3.8 \text{ A}$$

$$I_{op} = I_1 - I_2 = 0.2 \text{ A}$$

$$I_{res} = \frac{I_1 + I_2}{2} = 3.9 \text{ A}$$

En notant ces points (3.9 A et 0.2 A) sur le dessin, nous constatons qu'il est situé dans la zone restreint (sous la ligne diagonale) sur la (figure III.12), ce qui signifie que l'appareil ne ressentira pas ce dysfonctionnement

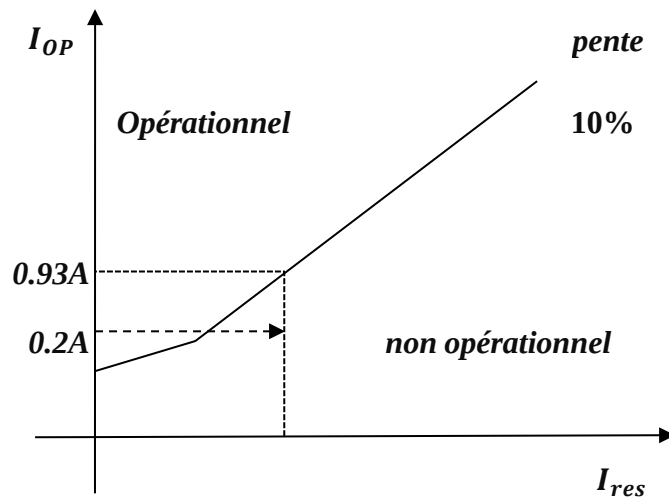


Figure III.12 : La Relation entre le courant de fonctionnement, le courant de résistance avec une inclinaison de 10 %.

III.5. L'application de la protection différentielle dans les transformateurs de puissance

La protection principale pour les transformateurs de puissance est la protection différentielle (ANSI 87T). Cette protection mesure la différence de courant entre le primaire et le secondaire en prenant en compte rapport de transformation et déphasage, et déclenche lorsque ce courant différentiel dépasse un certain seuil. L'augmentation du seuil différentiel par un courant de polarisation permet d'assurer la stabilité de la protection dans de nombreuses circonstances pendant le fonctionnement du transformateur, telles que les erreurs de mesure ou la saturation des TC. De plus, la caractéristique à pourcentage peut compenser les courants différentiels générés par la position

du régleur en charge. Il existe cependant certains relais de protection qui prennent en compte la position réelle de chaque prise du régleur et ajustent le rapport de transformation en conséquence. Pour calculer le courant traversant (courant de polarisation), les différents fabricants de relais utilisent des approches et des formules très différentes. Il existe des relais de protection qui déterminent le courant de polarisation individuellement pour chaque phase, tandis que d'autres relais choisissent une valeur maximale parmi toutes les phases pour obtenir une bonne stabilité pour des différents cas de défaut [28].

Pour la protection des transformateurs de puissance, les relais différentiels sont les seuls qui puissent convenir, ils sont les plus efficaces et fiables contre les défauts internes des transformateurs de puissance. Le relais différentiel illustré par la (figure III.13), compare le courant primaire avec le courant secondaire dans chaque phase, en application de la loi des nœuds de Kirchhoff "La somme vectorielle des courants en un nœud est nulle ». Certaines difficultés proviennent de la diversité des transformateurs d'intensité (TC) de tensions différentes. Les plus grandes difficultés se présentent lorsqu'on emploie des transformateurs d'intensité à barre, sur un côté, et à bobines sur l'autre côté du transformateur à protéger.

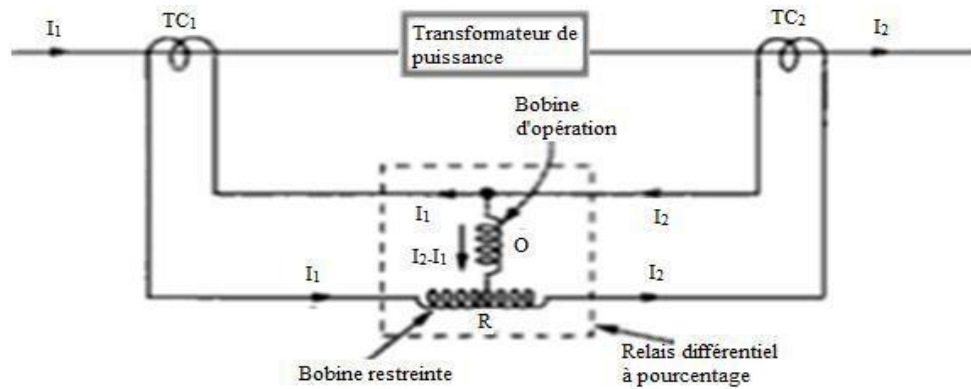


Figure III.13 : Circuit simple d'une protection différentielle du TP.

Le relais différentiel traite le transformateur de puissance comme une unité, il mesure toutes les grandeurs aux bornes du transformateur. Cette méthode est très pratique car les bornes du transformateur de puissance sont situées sur les mêmes extrémités des lignes du réseau électrique. Comme on peut le voir sur la (figure III.13), le principe de protection différentielle est basé sur la comparaison des magnitudes des courants qui entrent I_1 et sortent I_2 de la zone protégée. La zone protégée est la zone qui se trouve entre deux transformateurs de courant TC1 et TC2. Dans les conditions normales, le courant I_1 est égal au courant I_2 . Pendant le fonctionnement normal du système et en présence de défauts externes (défauts en dehors de la zone de protection), le courant de fonctionnement du relais différentiel est très faible ou proche de zéro. Si le défaut se produit à l'intérieur de la zone protégée, les amplitudes des courants I_1 et I_2 ne sont plus égales. La présence de défaut peut alors être détectée.

La (figure III.13) montre que le relais différentiel comporte deux types de bobine : la bobine de retenue ou de restreindre (RC) et la bobine d'opération (OC). Ce relais fonctionne lorsque le courant différentiel (I_{diff}) « la différence entre les courants entrants et les courants sortants » à la zone protégée dépasse le pourcentage prédéterminé du courant traversant avant que le déclenchement puisse se produire. C'est ce qu'on appelle le courant de retenue. Le fonctionnement du relais se produit lorsque le courant d'opération dépasse le courant de retenue. Le principal composant du système de protection différentielle est le transformateur de courant (TC). Qui est connecté en série avec les enroulements du transformateur de puissance. Le relais est connecté à travers le point médian où la tension est théoriquement nulle. Par conséquent, aucun courant ne passe à travers le relais, et donc aucune opération pour les défauts en dehors de la zone protégée. Dans des conditions de défaut interne, le relais fonctionne et les deux courants secondaires des TC s'ajoutent et traversent le relais. Le relais peut instantanément

fonctionner car il n'a pas à se coordonner avec tout autre relais sur le réseau. Pour implanter correctement la protection différentielle, deux conditions doivent être remplies.

Les différences d'amplitudes de courant sur les 2 côtés du transformateur protégé doivent être compensées par une sélection correcte des rapports des TCs d'interposés. Il est nécessaire de correctement compenser le décalage de phase entre les enroulements par des connections correctes des enroulements des TC interposés. Les relais différentiels modernes compensent automatiquement le décalage de phase du transformateur.

Il est important de compenser le courant de séquence zéro en utilisant la connexion adéquate des TC interposés, qui permet la suppression du courant de séquence zéro (homopolaire). Les relais différentiels sont tolérants et permettent des écarts de pourcentage plus importants jusqu'à 70 % pendant les grands courants traversants [29].

III.6.Conclusion :

Dans Ce chapitre nous a permis de comprendre que le type de protection différentielle est actuellement le plus populaire et rapide pour la sécurité des transformateurs électriques. Cependant, pour assurer un fonctionnement correct de cette protection Pour la mise en service cette protection, il est nécessaire de vérifier le comportement correct de la protection durant un défaut interne. Lorsqu'un défaut interne survient, la valeur du courant différentiel dépasse le seuil de déclenchement, entraînant l'activation de la protection différentielle. Les disjoncteurs se ferment alors pour isoler le transformateur et assurer sa stabilité pendant les défauts externes. En outre, cette protection offre une sélectivité suffisante et une bonne discrimination entre les courants d'appel transitoires et les courants de défauts internes, ce qui permet d'éviter les faux déclenchements. En somme, la protection différentielle est un outil essentiel pour garantir la sécurité et la fiabilité des transformateurs électriques.

Finalement, dans le chapitre suivant nous allons étudier un cas de la protection du transformateur de puissance en utilisant le logiciel ETAP.

Chapitre IV

Etude de cas d'un Transformateur de puissance

IV.1.Introduction:

Le présent chapitre est consacré à l'étude de cas du projet Boosting III, unité Station Boosting Nord SBN, il s'agit de la protection différentielle du transformateur de puissance TR 1-1(Principal)30/5,5KV,S=15/13MVA.

Dans notre étude nous avons utilisé l'outil informatique sous la plateforme de logiciel de calcul et d'estimation, soit software « **ETAP 19.0.1** » qui est un logiciel de conception et simulation des réseaux électriques.

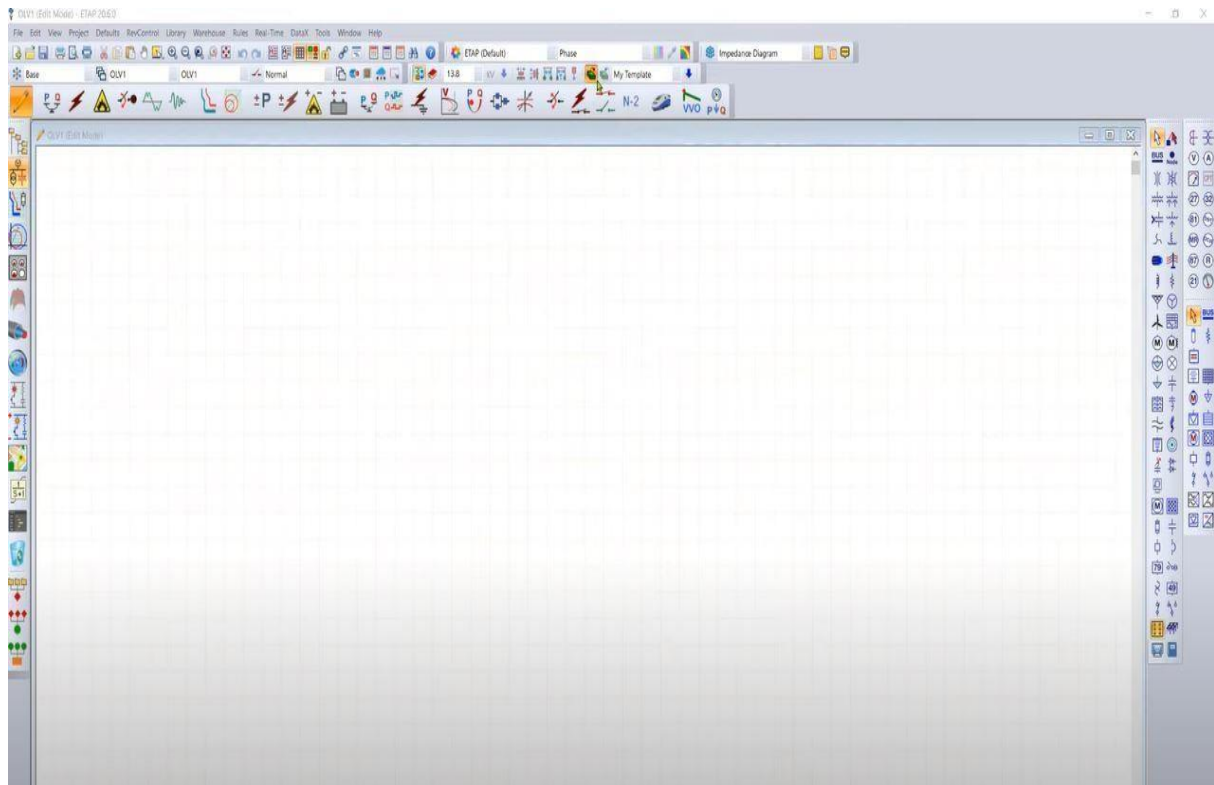
IV.2.Présentation du logiciel ETAP:

ETAP (**E**lectrical **T**ransient **A**nalysér **P**rogram) est la plateforme d'analyse la plus complète pour la conception, la simulation, le fonctionnement et l'automatisation des systèmes de production, de distribution et d'énergie électrique industriel. ETAP est développé selon les normes d'assurance et qualité, la performance du dit logiciel a permis son utilisation dans le monde entier dans le domaine d'engineering électrique comme un logiciel à fort impact. ETAP est disponible à des différentes langues (quatre langues) avec la possibilité de faire la traduction des rapports si le logiciel est en six langues.

En tant que solution d'entreprise entièrement intégrée, ETAP s'étend à un système de gestion d'énergie intelligent en temps réel pour surveiller, contrôler, automatiser, simuler et optimiser le fonctionnement des systèmes d'alimentation électrique.

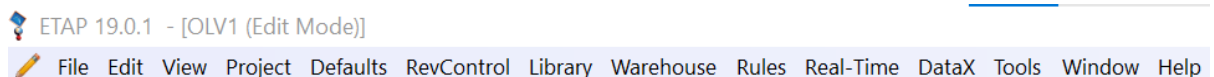


Figure IV.1: Ouverture du logiciel



FigureIV.2:Interface du logiciel ETAP 19.0.1

A-Barre de menu:



(a)

La barre de menus contient une liste complète des options de menu. Chaque option active une liste déroulante de commandes telles que Opérations sur les fichiers, Impression, Conversions de base de données, Echange de données, Objets OLE, Normes de projet, Paramètres de projet et Options de projet, Bibliothèques, Valeurs par défaut, Polices d'annotation, Base et Révision.

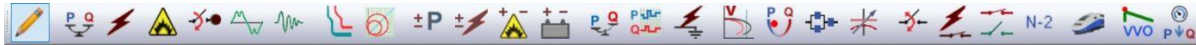
B-Barre d'outils du projet:



(b)

La barre d'outils Projet contient des boutons qui fournissent des raccourcis pour de nombreuses fonctions couramment utilisées. Ces fonctions sont: Créer des projets, Ouvrir des projets,

Enregistrer des projets, Imprimer, Aperçu avant impression, Couper, Copier, Coller, Zoom panoramique, Annuler, Rétablir, Zone de texte, Affichage grille, Vérification de continuité, Thèmes, Obtenir un modèle, Ajouter un modèle OLV, Lien hyper texte, calculateur de puissance, recherche et aide.



(c)

Figure IV.3:Barres d'étude a,betc

C-Modifier les barres d'outils:

Les barres d'outils Modifier sont actives lorsque vous êtes en mode Edition. Vous pouvez cliquer ou double-cliquez pour sélectionner, glisser-déposer des éléments CA, CC et d'instrument sur les diagrammes à une ligne. En outre, vous pouvez effectuer les opérations suivantes les fonctions :

- Afficher et imprimer des rapports de sortie personnalisables (Rapport texte et Crystal);
- Modifier les options d'affichage;
- Gestionnaire de rapports du calendrier d'accès;
- Ajout de nouveaux systèmes de grille au sol;
- Ajouter des réseaux composites et des moteurs composites.

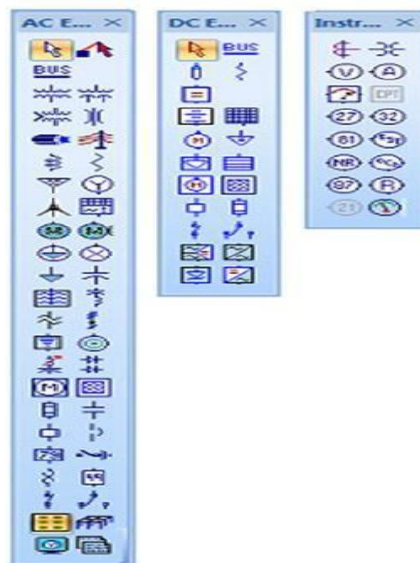


Figure IV.4: les Barres d'outils

IV.3.Étude de cas :

Dans cette partie nous allons utiliser les caractéristiques du transformateur de puissance 3003-TR 1-1, pour l'étude de la protection du transformateur de puissance 30\5,5kV en se basant sur la protection différentielle 87T, sous les différents cas possibles.

IV. 4. Caractéristiques du transformateur:

Les caractéristiques des transformateurs sont présentées affichées sous forme de plaques signalétique, indiquant les principales caractéristiques électriques et autres informations, plus particulièrement : les valeurs assignées de la puissance, des tensions primaires et secondaires, la fréquence d'emploi, les courants primaire et secondaire et le couplage des enroulements, la tension de court-circuit en %. L'indication de couplage des enroulements permet d'effectuer le branchement en cas de mise en parallèle de plusieurs transformateurs.

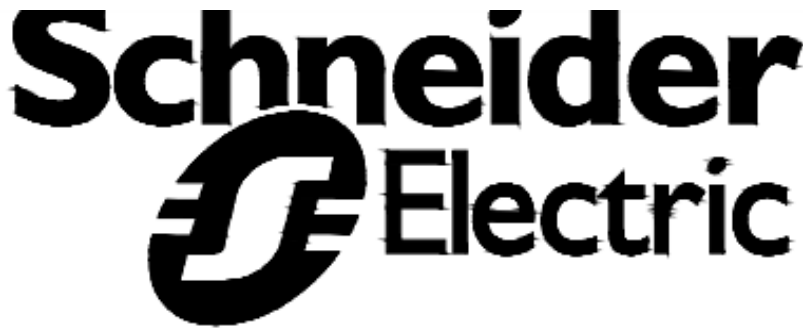
Dans notre cas d'étude c'est le transformateur de puissance installé dans la station de Boosting NORD SBN – SONATRACH- HassiR'mel, Fabricant Schneider Electric, Tag-name

3003-TR1-1, les figures (IV.5 et 6) montrent les différents paramètres qui définissent son fonctionnement, les caractéristiques les plus importantes:

- Puissance nominale 15 / 13 MVA ONAN/ONAF.
- Tension nominale HT 30 kV
- Tension nominale BT 5.5 kV
- Fréquence 50 Hz
- Couplage Dyn11

Schneider Electric		OIL-IMMERSED TRANSFORMER				PROJECT NAME		Tag no:	
		TECHNICAL CHARACTERISTICS				Hassi R'mel Phase 3		3003-TR1-1	
1	Manufacturing standard	: IEC 60076							
2	Rated power (ONAN/ONAF)	: 13000		/		15000		kVA	
3	Rated voltages (at no-load)	: HV 30				LV 5.7		/ kV	
4	Tapping range (on HV side)	: ±10x1.25%							
5	Vector group	: Dyn11							
6	Frequency	: 50 Hz							
7	Operation	: Step-Down Transformer							
8	No-load current (at nominal position)	: 0,100 %							
9	No load losses	: 8,46 kW							
10	Load losses (at nominal position)	: 139,78		(at 75 °C)				kW	
11	Short-circuit voltage (at nominal position)	: 11,19		(at 75 °C)		at ONAF		%	
12	Sound pressure level	: 66,50				at ONAN		dBA	
13	X/R Ratio	: 11,97 dBA							
14	Insulation level (HV)	: HV	LI	170	AC:	70	kV		
	(LI: Lightning Impulse withstand / AC: Line terminal AC)	: LV	LI	60	AC:	20	kV		
15	Min./Max. ambient temperature	: -25		/		50		°C	
16	Temperature rise (Winding/Oil)	: 55		/		50		K	
17	Altitude	: <1000 m							
18	Cooling method	: ONAN/ONAF							
19	Short circuit withstand duration	: 2 s							
20	Degree of protection for terminals	: IP55 (with cable box)							
21	Dimensions (Length x Width x Height)	: 4635		x		4527		x 3990 mm	
22	Wheel Distance	: 1505 mm							
23	Total weight	: 24480 kg							
24	Weight of oil	: 5600 kg							
25	Active part weight	: 10800 kg							
26	Transport weight	: 16850 kg							
27	Loss tolerances	: Total loss: 5%, Component loss: 10%							
28	Oil Type	: Nynas Nytro Taurus							
29	Transformer type	: Conservator Type with radiators							
30	Painting / Corrosion Protection / Color	: C Type		(C5-M & C5-I as per ISO12944-2)				[RAL 7033]	
31	Winding Material (HV/LV)	: Copper		/		Copper			
32	Efficiency (%)			cosφ					
			1,0	0,9	0,8				
	25%	99,54	99,49	99,43					
	50%	99,42	99,36	99,28					
	75%	99,23	99,14	99,03					
						Connection from Bottom - Air-filled			
						Connection from Bottom - Air-filled			

Figure IV.5: Caractéristiques du transformateur de puissance

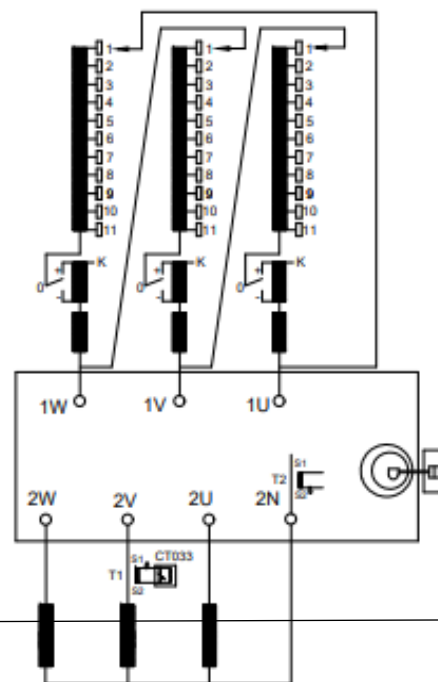


TOSB Organize Sanayi Bölgesi 1.Cadde No : 6 Şekerpınar - Çayirova - Kocaeli / TÜRKİYE					
TRANSFORMER TRANSFORMATEUR	TYPE	MINERA MP	YEAR OF MANUFACT. ANNEE DE FABRICATION	SERIAL NO. NO. DE SERIE	282566-01
RATED POWER PUISSANCE NOMINALE	13000/15000 kVA		FREQUENCY FREQUENCE NOMINALE	50 Hz	COOLING METHOD MODE DE REFROIDISSEMENT
CONNECTION GROUP SYMBOLE DE COUPLAGE	Dyn11		NUM. OF PHASES NOMBRE DE PHASE	3	PROD. STAND NORME DE FABRICATION
RATED VOLTAGE (V) TENSION (V)		RATED CURRENT (A) COURANT (A)		MAXIMUM AMBIENT TEMP. TEMP. AMBIANTE MAX.	
HV / HT		LV / BT		50 °C	
30500		5700		WINDING TEMPERATURE RISE ECHAUFFEMENT MOYEN DES ENROULEMENTS	
		250,2 - 288,7		55 K	
		1316,8 - 1519,3		OIL TEMPERATURE RISE ECHAUFFEMENT DE L'HUILE	
		2 Sec		50 K	
BASE (kVA)		SHORT CIRCUIT IMPEDANCE TENSION DE COURT-CIRCUIT		TOTAL MASS MASSE TOTALE	
		Pos.1 12,65 %		24880 kg	
		Pos.11 11,19 %		MASS OF INSULATING LIQUID MASSE DE L'HUILE	
		Pos.21 10,47 %		5600 kg	
		MAX. DURATION OF SHORT CIRCUIT DUREE DE TENUE AU COURT-CIRCUIT		UNTANKING MASS MASSE DE LA PARTIE ACTIVE	
				10800 kg	
		TRANSPORTATION MASS MASSE DE TRANSPORT		TYPE OF INSULATING LIQUID TYPE DE L'HUILE	
		16850 kg		NYNAS NYTRO TAURUS (IEC 60296)	
		INSULATION LEVEL NIVEAU D'ISOLEMENT		TANK/RADIATORS ARE VACUUM PROOF. LA CUVE ET LE CONSERVATEUR SONT RESISTANTS AU VIDE	
		HV / HT : LI 170 kV AC 70 kV / LV / BT : LI 60kV AC 20kV / LV-N / BT-N : LI 60 kV AC 20 kV			

HIGH VOLTAGE / HAUTE TENSION (±10x1,25%)				
CONNECTION DIAGRAM DIAGRAMME DE CONNEXIONS	VOLTAGE TENSION (V)	CURRENT COURANT	TAP CHANGER SELECTOR CONNEXIONS DU CHARGEUR DE PRISES EN CHARGE	POS
	33750	222,4	256,8	1
	33375	224,9	259,5	2
	33000	227,4	262,4	3
	32625	230,1	265,4	4
	32250	232,7	268,5	5
	31875	235,5	271,7	6
	31500	238,3	274,9	7
	31125	241,1	278,2	8
	30750	244,1	281,8	9
	30375	247,1	285,1	10
	30000	250,2	288,7	11
	30000	250,2	288,7	11A
	30000	250,2	288,7	11B
	29625	253,4	292,3	12
	29250	256,6	296,1	13
	28875	259,9	299,9	14
	28500	263,4	303,9	15
	28125	266,9	307,9	16
	27750	270,5	312,1	17
	27375	274,2	316,4	18
	27000	278,0	320,8	19
	26625	281,9	325,3	20
	26250	285,9	329,9	21

CURRENT TRANSFORMERS TRANSFORMATEURS DE COURANT			
DEFINITION DEFINITION	BURDEN PUISSANCE VA	RATIO RAPPORT A/A	CLASS CLASSE
T1	10VA	1520/2	CL3
T2	10VA	400/1	5P10

LOW VOLTAGE / BASSE TENSION		
CONNECTION DIAGRAM DIAGRAMME DE CONNEXION	VOLTAGE TENSION	CURRENT COURANT
	5700 V	1316,8 - 1519,3 A



CRP100D282566

Figure IV.6: Plaque signalétique du transformateur

IV. 5. Schéma de la simulation de l'installation électrique:

Après l'utilisation du logiciel de simulation ETAP, le schéma obtenu est illustré dans la figure(IV.7) dont les composants sont (Voir l'annexe C) :

- Alimentation SONELGAZ 30 kV HTA (Au niveau Tableau 30 kV SONELGAZ).
- Câble d'arrivée 30 kV (A l'entrée de la sous station électrique SBN).
- Jeu de bar (Tableau 30 kV (SWGR)).
- Cellule disjoncteur arrivée 30 kV (Tableau 30 kV).
- Transformateur de courant primaire TC (Tableau 30 kV).
- Bobinage du transformateur.
- Transformateur de courant secondaire (Tableau 5.5 kV).
- Relais différentielle 87T (Relais RET).

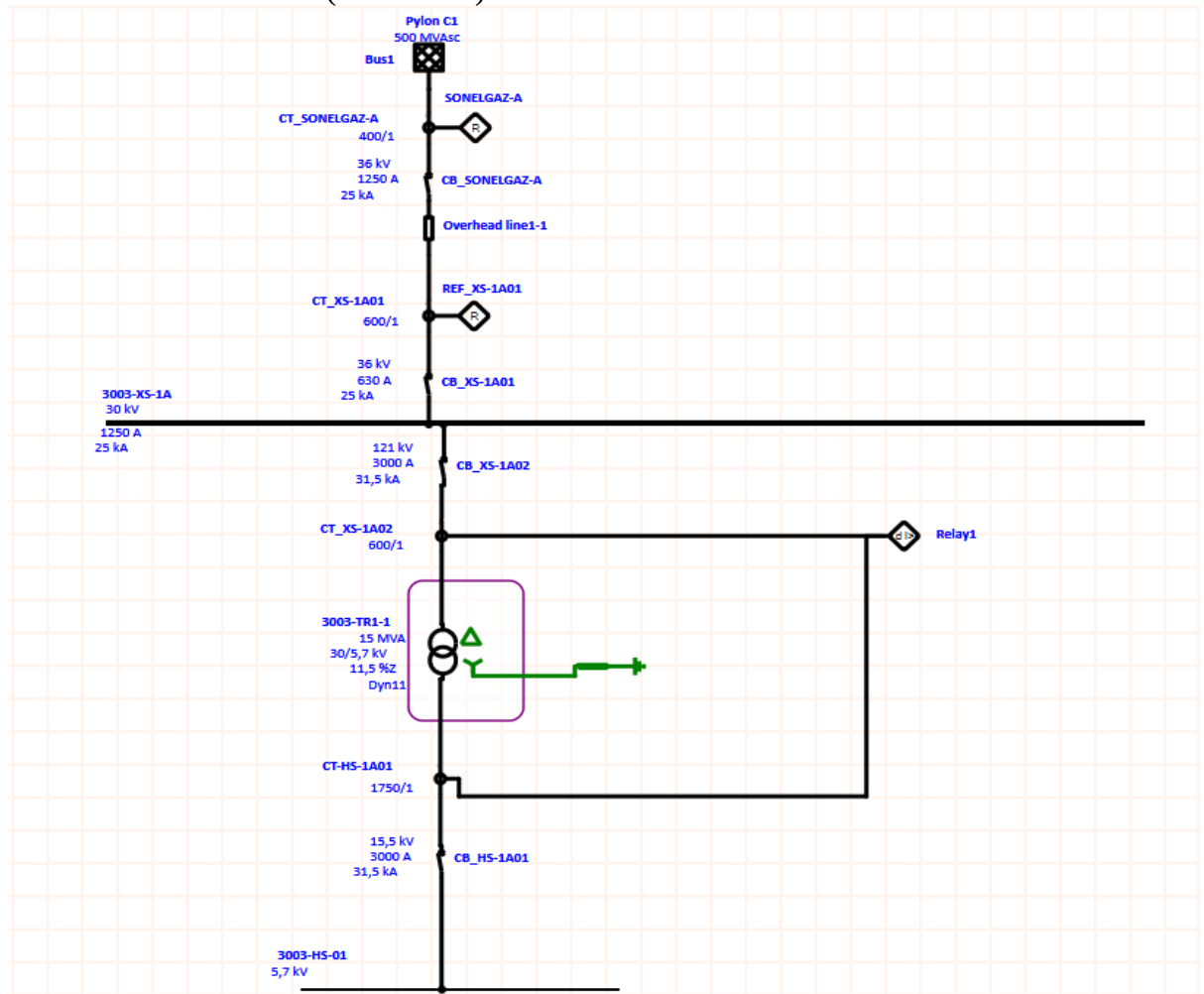


Figure IV.7: Schéma de la simulation de l'installation électrique

IV. 6.Relais différentielle 87T(DifférentielRelay):

Le principe de fonctionnement du relais différentiel est de faire la comparaison entre l'image du courant primaire et l'image du courant secondaire à travers les deux TC primaire et secondaire, qui donnent des images des courants circulants dans les circuits de puissance primaire et secondaire, l'image est définie comme un rapport de transformation (Ratio) qui sera lissé par le relais de protection (faible puissance).

Dans la simulation précédente le type de relais choisis est:

- Constructeur :ABB.
- Modèle : RADHA.
- Fonction :Différentielle.
- TC primaire:600A.
- TC secondaire:1750A.

Library Quickpick - Relay

Manufacturer

ABB
AEG
AEI
Allen Bradley
ALSTOM
ARCTEQ
AREVA

Reference
Asea Brown Boveri

Link
http://www.abb.com

Selection

☐ Protection Type

☒ Function

☒ Differential
☐ Distance
☐ Overcurrent
☐ Overload

Model

HCB1
HU
HU-1
HU-4
KAB
LCB II
RADHA

Functions
Differential

Reference

Brand Name

Application
Restricted single phase or short-circuit protection for generators, auto transformers, re

Help OK None Cancel

Figure IV.8: Type de relais

Differential Relay Editor - Relay1

Info Input Output DIF Scheme Logic TCC kA Model Info Checker Remarks Comment

ABB
RADHA

Current Voltage Digital Base

Differential

CTs connected in parallel 2

	Terminal	ID	Type	Prim. Amp	Sec. Amp
1	DIF	CT_XS-1A02	Phase	600	1
2	DIF	CT_HS-1A01	Phase	1750	1

Relay1

OK Cancel

Figure IV.9: Transformateur de courant primaire et secondaire

Differential Relay Editor - Relay1

nfo Input Output DIF Scheme Logic TCC kA Model Info Checker Remarks Comment

ABB
RADHA

Output

	Output ID	Relay Element	Level
1	DO1	Any	Any

Add
Delete

Interlock

Output DO1

	Device Type	Device ID	Action
1	HVCB	CB_XS-1A01	Open
2	HVCB	CB_HS-1A01	Open

Add
Delete

Relay1

OK Cancel

Figure IV.10: disjoncteurs primaire et secondaire

IV.7.Cas1 :Défaut Amont

Pour ce cas on va simuler un défaut interne dans l'installation électrique en amont du transformateur, dans la zone de protection afin de vérifier si notre protection va réagir correctement et assure le bon fonctionnement.

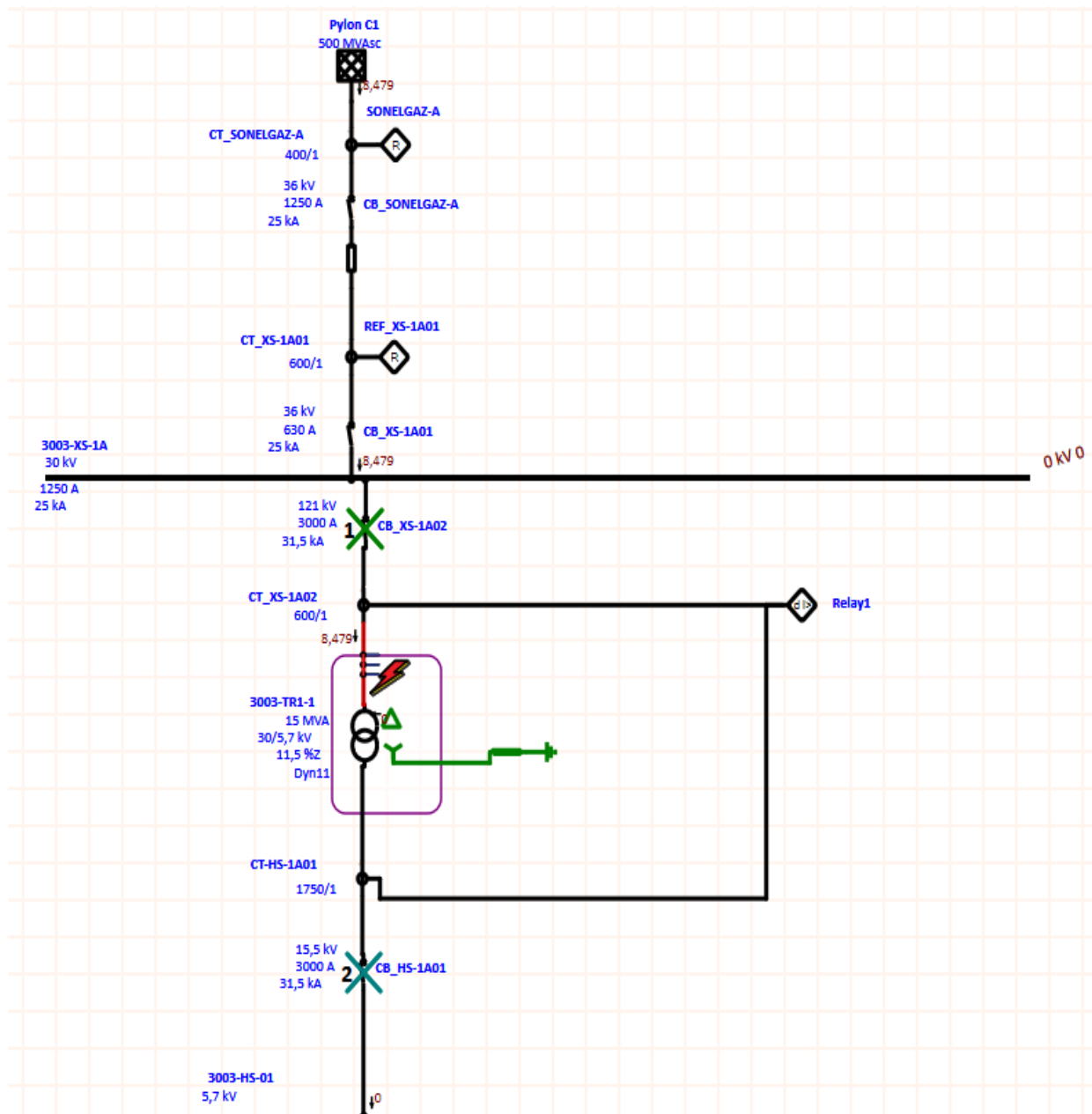


Figure IV.11:Schéma du premier cas d'étude la simulation

IV. 7.1. Résultat obtenu et discussion:

Après exécution, il ressort que la protection 87 réagit correctement dans l'installation électrique par l'ouverture du disjoncteur primaire à $T = 40$ ms et l'ouverture du disjoncteur secondaire à $T = 100$ ms (Voir les figures 11 et 12) afin d'isoler le transformateur par rapport au réseau.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

3-Phase (Symmetrical) fault on connector between CT_XS-1A02 & 3003-TR1-1. Adjacent bus: 3003-XS-1A

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 24-06-2023

Time ...	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
20,0	Relay1		20,0		Phase - 87
60,0	CB_XS...		40,0		Tripped by Relay1 Phase - 87
120	CB_HS...		100		Tripped by Relay1 Phase - 87
1250	REF_X...	8,479	1250		Phase - OC1 - ST
1500	SONEL...	8,479	1500		Phase - OC1 - ST

Figure IV.12: Résultat obtenu

IV.8.Cas2 :Défaut Aval

Le même concept que le premier cas, mais cette fois on va changer l'emplacement du défaut par localisation on externe en aval par rapport à la zone de protection.

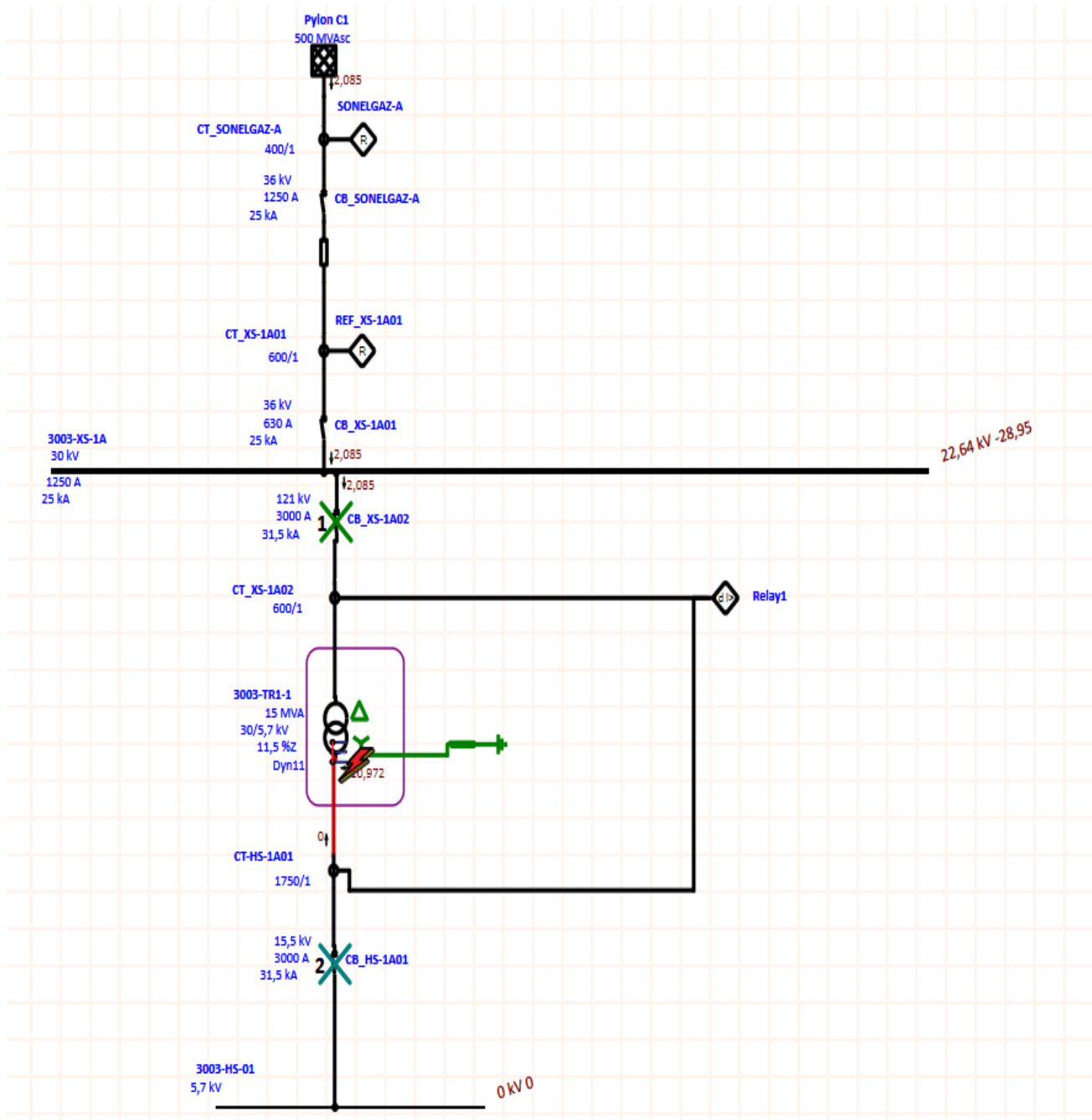
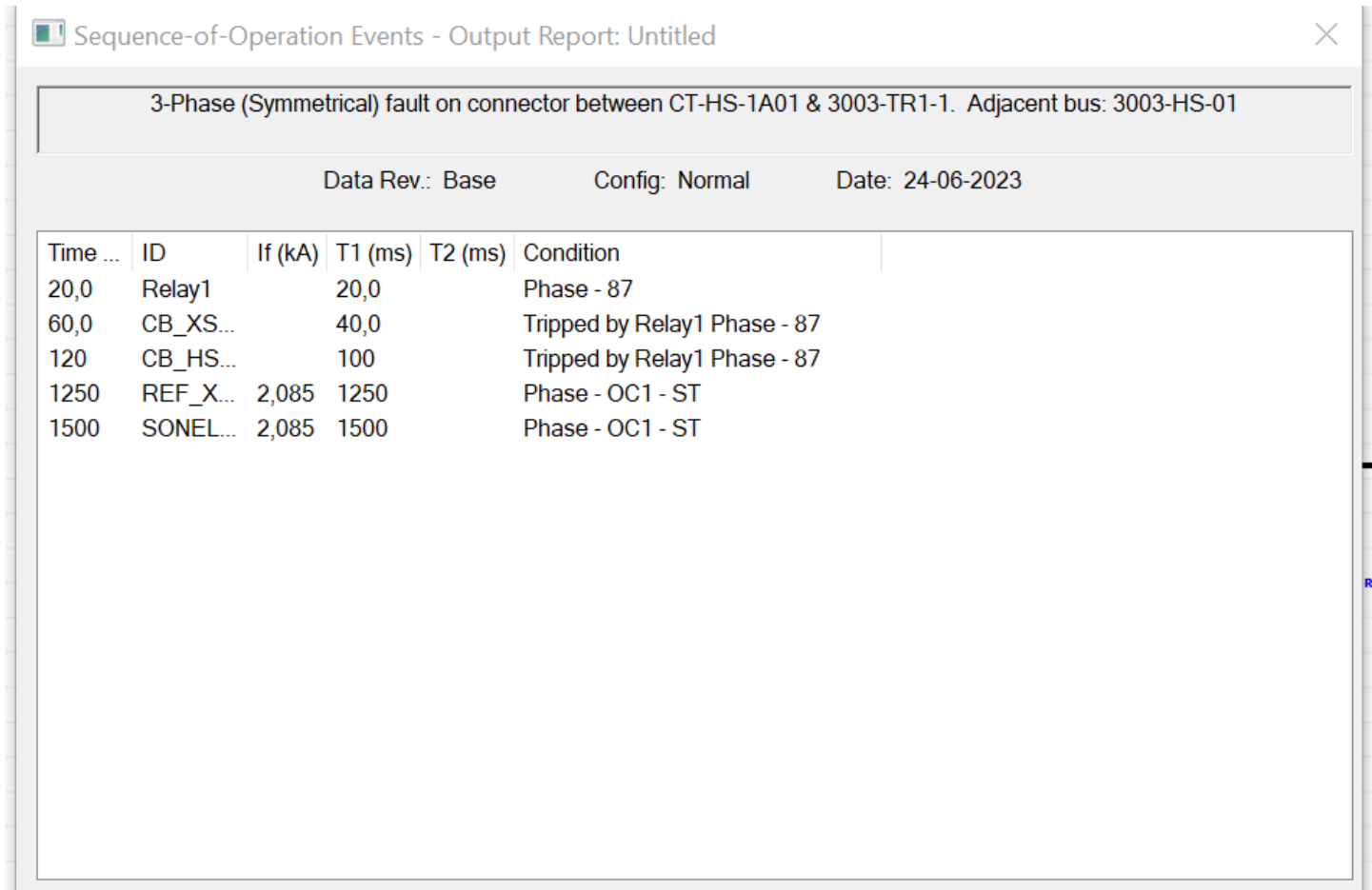


Figure IV.13:Schéma du deuxième cas d'étude la simulation

IV. 8.1. Résultat obtenu et discussion:

Dans ce cas la protection 87T a réagi dans l'installation électrique par l'ouverture du disjoncteur primaire à $T = 40$ ms et l'ouverture du disjoncteur secondaire à $T = 100$ ms (voir les figures 10 et 11)



3-Phase (Symmetrical) fault on connector between CT-HS-1A01 & 3003-TR1-1. Adjacent bus: 3003-HS-01					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 24-06-2023	
Time ...	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
20,0	Relay1		20,0		Phase - 87
60,0	CB_XS...	40,0			Tripped by Relay1 Phase - 87
120	CB_HS...	100			Tripped by Relay1 Phase - 87
1250	REF_X...	2,085	1250		Phase - OC1 - ST
1500	SONEL...	2,085	1500		Phase - OC1 - ST

Figure IV.14: Résultat de la simulation

IV.9.Cas3:Défaut hors zone de protection

Pour ce cas on va simuler un défaut en amont du transformateur hors la zone de protection pour vérifier si notre protection va réagir correctement afin d'assurer son rôle dans cette installation électrique.

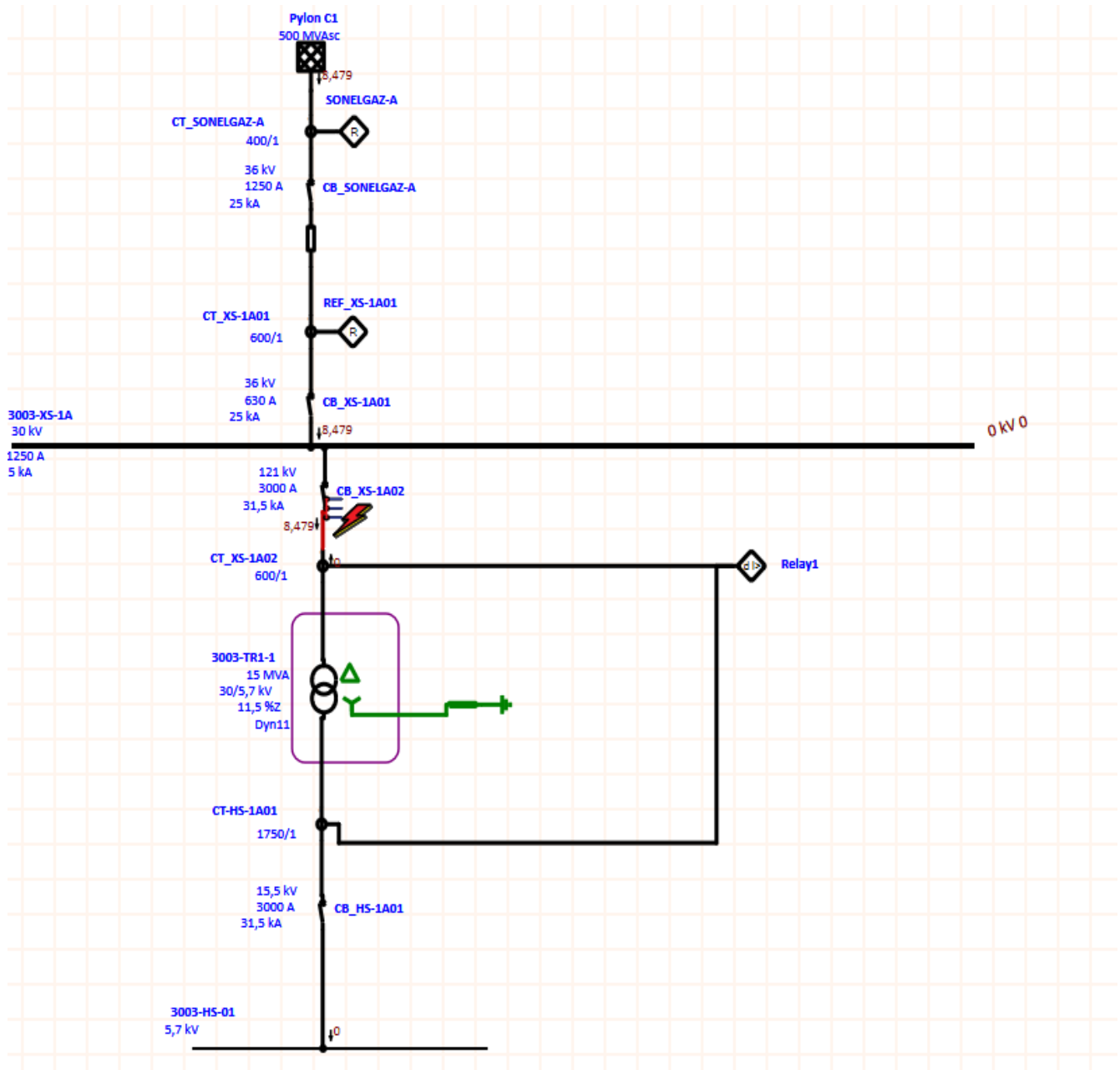
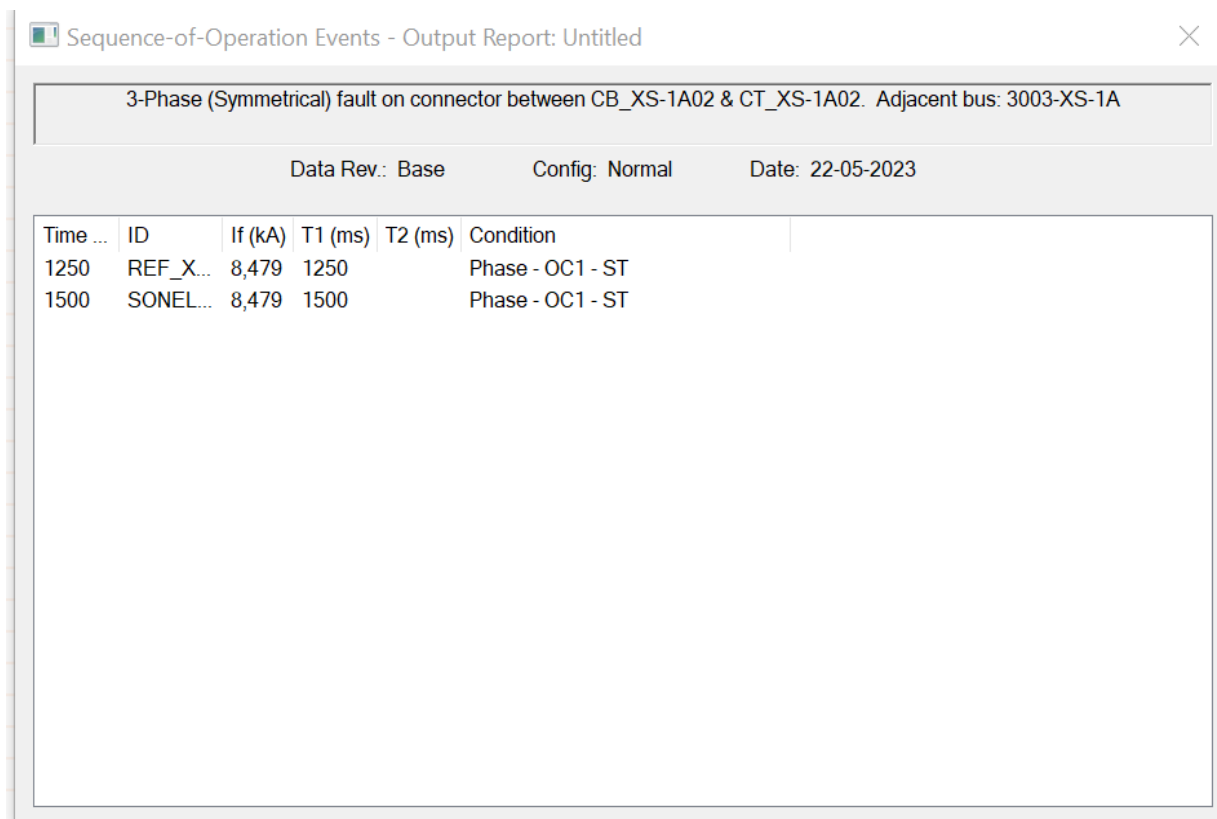


Figure IV.15:Schéma du troisième cas d'étude la simulation

IV. 9.1. Résultat obtenu et discussion:

D'après la simulation, il ressort que la protection 87T ne réagit pas dans ce cas, soit hors de la zone de sa protection, les deux disjoncteurs primaire et secondaire du transformateur restent fermés (Figure 12, Figure 13), nous tenons à ajouter que le même résultat pour défaut externe aval par rapport à la zone de protection.



Time ...	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
1250	REF_X...	8,479	1250		Phase - OC1 - ST
1500	SONEL...	8,479	1500		Phase - OC1 - ST

Figure IV.16: Résultat de l'étude

IV.10.Conclusion :

L'étude des différents cas simulés pour l'installation électrique sur le relais de protection 87T, a permis de conclure que la protection différentielle est une protection intrinsèque, qui est essentielle et primordiale pour la protection des transformateurs de puissance. En outre les courts circuits sont les défauts majeurs qui affectent les transformateurs de puissance et manifestés par un courant très élevés, qui doit faire l'objet d'étude de protection. La protection comporte des mécanismes permettant de détecter et d'isoler tous les défauts à l'intérieur de transformateur, un défaut extérieur doit toutefois être éliminé par un ensemble des protections supplémentaires qui ayant de grande sensibilité afin d'assurer la continuité de service. Cette approche nous a permis de comprendre mieux le fonctionnement des relais de protection numérique qui sont plus modernes par rapport aux protections classiques (Electromécanique) et d'utiliser l'identification des zones de protection afin d'assurer la protection contre les défaillances et les défauts internes et externes sur les système électrique.

Conclusion Générale

Conclusion générale et perspectives

Le bon fonctionnement des relais de protection des transformateurs de puissance est une tâche primordiale et indispensable pour assurer la stabilité et la continuité de service du réseau électrique.

A cet effet, la présente étude s'est axée sur le système de protection des transformateurs de puissance, précisément sur la protection différentielle. L'étude de simulation a permis la réalisation des tests fonctionnelle basés sur la configuration des protections des transformateurs de puissance en utilisant le logiciel « **ETAP version 19** ».

L'étude est composée de deux parties à savoir :

- Partie théorique répartie trois chapitres sur les deux premiers chapitres nous a permis d'acquérir des connaissances de, dont le premier s'est articulé autour des généralités sur les transformateurs, afin de comprendre les mécanismes des dispositifs de protection et les causes des défauts sur les transformateurs de puissance et d'approfondir la compréhension des mécanismes conduisant aux déclenchements du circuit de puissance ; alors le troisième chapitre a été dédié à la protection différentielle 87T qui représente la finalité d'étude.
- Partie étude de cas a été consacrée à la réalisation des simulations sur le système de protection différentiel **87 T**, en se basant sur la création des défauts en amont et en aval du transformateur en question et ensuite la constatation du comportement de la protection et sa réaction par l'ouverture et fermeture du disjoncteur de protection.

Il y a lieu de noter que, la protection comporte des mécanismes qui permettent la détection des défauts et assure la protection du système contre toutes les défaillances.

L'utilisation de l'outil informatique avec le logiciel ETAP version 19, utiliser pour les études d'engineering des grands projets à porter un gain du temps expérimental ainsi que les moyens pratique, l'étude de cas a donné une chance de se rapprocher du milieu industriel avec les standards internationaux, à l'instar du projet Boosting phase 3, station Boosting Nord à HRM nouvellement réalisée.

Tenant compte du temps alloué à la réalisation de notre mémoire et les orientations de nos encadreurs, nous avons ciblé uniquement la protection 87 T dans notre étude, par voie de conséquence, nous recommandons comme perspective :

- L'étude des autres types de protections tel que : 50 G, 51...etc ;

- La résolution du problème de coordination entre la protection différentielle et d'autres protections.
- Nous proposons l'intégration des plateformes informatique comme l etap pour l'étude des réseaux électriques dans les travaux pratiques

- [1] Hamdi Ahmed, Thèse de Doctorat « Contribution au Diagnostic des Transformateurs à Isolation mixtes utilisant les Techniques modernes», 2019.
- [2] « Transformateur de puissance », Document disponible sur web : https://fr.wikipedia.org/wiki/Transformateur_de_puissance
- [3] Naiti Ahmed Bilel et Ouakas Djamal mémoire de master« Etude et simulation de la protection d'un transformateur de puissance contre les défauts internes et externes» universite Kasdi Merbah Ouereglia(2022).
- [4] Paul Joseph Vuarchex, Techniques d'ingénieur, D230 « Huiles et liquides isolants »,1995.
- [5] Bernard Hochart, « Le transformateur de puissance », 2 -ème Edition, Technique et documentation (la voisier), 1988.
- [6] I. Fofana, Notes de Cours Ingénierie de la haute tension. Chicoutimi : UQAC (Université du Québec à Chicoutimi), 2012.
- [7] Luo, Y-R, "Handbook of bond dissociation energies in organic compounds", CRC Press, 2003.
- [8] Jean- D Chatelain, Book, « MACHINES ELECTRIQUES. Tome 1 », DUNOD, 1993.
- [9] « transformer.pdf »(2020) https://www.rgpv.ac.in/campus/BTech_I/transformer.pdf
Consulté le 31/03/2023.
- [10] Jean Sanchez, Thèse de Doctorat, « Aide au diagnostic de défauts des transformateurs de puissance », l'École Doctorale « Électrotechnique Électronique Automatique et Traitement du Signal », (Submitted on 2 July 2014).
- [11] Boudraa Salah-eddine et Chelloukh Ilias, mémoire de master «Etude et diagnostic des défauts de transformateurs de puissance et leurs risques», Centre Universitaire Boussoouf Abdelhafid – Mila, (2022).
- [12] Hadjam Mokhtar et Belazizia Hamza, Mémoire de Master,«Modélisation du transformateur de puissance »Université Larbi Ben M'hidi Oum El Bouagui, (2012).
- [13] EKE Samuel, These De doctorat, « Stratégie d'Évaluation de l'état des transformateurs : Esquisse de Solutions pour la Gestion Intégrée des Transformateurs Vieillissants », Ecole Doctorale Electronique, Electrotechnique et Automatique de Lyon, (2018).
- [14] "Protection électrique en BT: Les circuits." ElectricalInstallation.org. sur la page web : https://fr.electricalinstallation.org/frwiki/Protection_%C3%A9lectrique_en_BT#Les_circuits.
- [15] Indice de protection électrique.123elec.com. <https://www.123elec.com/indice-protection-electrique>.
- [16] "Cours2_chap2.pdf." Université des Sciences et de la Technologie d'Oran Mohamed Boudiaf, sur la page web : https://elearning.univ-usto.dz/pluginfile.php/94435/mod_resource/content/1/Cours2_chap2.pdf.

- [17] "Fundamentals of Protective Relays." Eaton.doc disponible sur web : <https://www.eaton.com/ca/fr-ca/products/electrical-circuit-protection/fundamentals-of-protective-relays.html>
- [18] "Buchholz et les transformateurs électriques." TSV Transfo. Doc disponible sur web : <https://www.tsv-transfo.com/fr/buchholz-transformateur-electrique/>.
- [19] "Cours_Chap5.pdf - Chapitre V protection des systemes electriques." Université des Sciences et de la Technologie d'Oran Mohamed Boudiaf. https://elearning.univusto.dz/pluginfile.php/127253/mod_resource/content/1/Cours_Chap5.pdf.
- [20] Schneider Electric Belgique. "Guide de la protection." Studylibfr.com, 2015, p. 48. <https://studylibfr.com/doc/1854528/guide-de-la-protection---schneider-electric-belgique>.
- [21] Merlin Gerin. "Protection des réseaux HTA industriels et tertiaires." Cahier Technique n° 174, 1996, p. 28.
- [22] Zellagui, Mohamed, "Étude des protections des réseaux électriques MT (30 & 10 kV)." Mémoire présenté pour l'obtention du diplôme Magistère en électrotechnique, Université des Sciences et de la Technologie Batna, 2010
- [23] Schneider Electric, "Cahier Technique n° 201." Schneider-electric.fr, 2014, p.7.
- [24] Djaouti Saad, Allah Serradj Mohamed mémoire de master, « Etude de la protection d'un transformateur principal 533MVA », Université SAAD DAHLAB de BLIDA, (2017).
- [25] Dani Sabria, Mansouri Yamna, Mémoire de Master, « etude et simulation de la coordination des protections d'un transformater de puissance ht/mt», Université Abdelhamid Ibn Badis de Mostaganem, (2020).
- [26] Christoph Prévé, « Guide des protections des réseaux industrielles», (1996).
- [27] Naiti Ahmed, Bilel Ouakas Djamal, mémoire de master, Etude et simulation de la protection d'un transformateur de puissance contre les défauts internes et externes », (2022).
- [28] Schneider Electric, « Guide de la protection ».
- [29] T. Hensler, F. Fink, H. Mitter, OMICRON electronics, « Expériences de mise en service et de test de protection différentielle pour les transformateurs déphaseurs ».
- [30] Zitouni Mokhtar, doctorat en sciences, « Amélioration de la protection différentielle numérique des transformateurs de puissance par la détection, la localisation et l'exploitation des courants inverses », Université Ferhat Abbas - Setif1 (2022).

Annexes

ETAP Enterprise ✕

About ETAP Capabilities Real-Time Capabilities License


ETAP®
Version 19.0.1C
19.0.1.08619

Copyright © 2019
Operation Technology, Inc.
Corporate Headquarters
17 Goodyear
Irvine, CA 92618-1812
www.etap.com

User Support

(949) 462 - 0400
(949) 462 - 0500 fax
support.etap.com

Licensee

Serial Number

Number of Buses

Configuration

License Type

Sales

(949) 462 - 0100
(949) 462 - 0200 fax
sales@etap.com

Close

Power Grid Editor - Pylon C1

Info Rating Short Circuit Time Domain Harmonic Reliability Energy Price Remarks Comment

30 kV Swing

Info

ID Pylon C1

Bus Bus1 30 kV

Connection

☒ 3 Phase
☐ 1 Phase

Equipment

Tag #

Name

Description

Revision Data

Base

Condition

Service ☒ In
☐ Out

State As-Built

Configuration

Normal

Operation Mode

☒ Swing
☐ Voltage Control
☐ Mvar Control
☐ PF Control

OK Cancel

Cable Editor - Overhead line1-1

Sizing - Phase Sizing - GND/PE Reliability Routing Remarks Comment
Info Physical Impedance Configuration Loading Capacity Protection

NEC Overhead 50 Hz Code :
None 100 % 29 kV 1/C AL 366 mm²

Info

ID Overhead line1-1

From Bus1 30 kV

To 3003-XS-1A 30 kV

Equipment

Tag #

Name

Description

Revision Data

Base

Condition

Service ☒ In
☐ Out

State As-Built

No. of Conductors / Phase

1

Length

Length 3000 m

Tolerance 0 %

Library

Library...

☐ Link to Library

Connection

☒ 3 Phase
☐ 1 Phase

Bus Editor - 3003-XS-1A

Info	Reliability	Load	Motor/Gen	Remarks	Rating	Arc Flash	Protection	Comment	Harmonic												
30 kV 1250 Amps					Peak 25 kA																
Info ID: 3003-XS-1A Nominal kV: 30					Revision Data Base																
Bus Voltage <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>% V</th> <th>kV</th> <th>Angle</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Initial</td> <td>100</td> <td>30</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>Operating</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> </tr> </tbody> </table>						% V	kV	Angle	Initial	100	30	0	Operating	0	0	0	Condition Service: ☒ In ☐ Out State: As-Built				
	% V	kV	Angle																		
Initial	100	30	0																		
Operating	0	0	0																		
Equipment Tag #: 3003-GS-001A Name: Description: Priority: Critical					Connection ☒ 3 Phase ☐ 1 Phase 2W ☐ 1 Phase 3W																
Classification Zone: 1 Area: 1 Region: 1					Load Diversity Factor Min. 80 % Max. 125 %																
					Voltage Limit Min. 90 % Duration: 0 Cycle																

Current Transformer(CT) Editor - CT_XS-1A02

Info	Rating	Checker	Remarks	Comment								
Ratio <table border="1"> <thead> <tr> <th>Primary</th> <th>Sec.</th> <th>Current Ratio</th> <th>Turn Ratio</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>600 A</td> <td>1 A</td> <td>600 : 1</td> <td>600 : 1</td> </tr> </tbody> </table>					Primary	Sec.	Current Ratio	Turn Ratio	600 A	1 A	600 : 1	600 : 1
Primary	Sec.	Current Ratio	Turn Ratio									
600 A	1 A	600 : 1	600 : 1									
Class Designation: 5P10 Burden: 5 VA												

CT_XS-1A02

OK Cancel

High Voltage Circuit Breaker Editor - CB_XS-1A02

Info Rating Reliability Interlock Remarks Comment

121 kV 2 Cy 0 kA 0 kA

Standard

☒ ANSI

☐ IEC

Library Info

Library...

MFR None

Model None

Rating

Max. kV 121

Cont. Amp 0

Standard SYM

Cycle 2

CPT 1,5

Time Constant 45

Rated Int. 0

Max Int. 0

C & L rms 0

C & L Peak 0

S Factor 1,2358

% dc 51,34

Application/Association

☐ Association

TRV

CB_XS-1A02

OK Cancel

2-Winding Transformer Editor - 3003-TR1-1

Info Reliability Rating Impedance Tap Remarks Grounding Sizing Protection Harmonic Comment

15 MVA IEC Liquid-Fill ONAN/ONAF 65 C 30 5,7 kV

Voltage Rating

Prim. kV 30 FLA 250,2 FLA 288,7 Nominal Bus kV 30

Sec. 5,7 1317 1519 5,7

ONAN 65 ONAF 65

Power Rating

MVA

Rated 13 15

ONAN 65 ONAF 65

Derated 10,112 11,667

☒ Fan

% Derating 22,2 22,2

MFR

Type / Class

Type Liquid-Fill Sub Type Other Class ONAN/ONAF Temp. Rise 65

Z Base

MVA 15

Alert - Max

MVA 11,667

☒ Derated MVA

☐ User-Defined

Installation

Altitude 1000 m

Ambient Temp. 55 °C

3003-TR1-1

OK Cancel

Current Transformer(CT) Editor - CT-HS-1A01

Info Rating Checker Remarks Comment

Ratio

Primary		Sec.		Current Ratio	Turn Ratio
1750	A	1	A	1750 : 1	1750 : 1

Class

Designation 5P10

Burden 10 VA

CT-HS-1A01

OK Cancel