الجمهوريـــــــة الجزائريـــــــة الديمقراطيـــــة الشعبيـــــة
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليـــــــــــــم العـــــــــالي و البحـــــــــــث العلمـــــــــــــي
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
جـــامعة الدكتور يحيـــى فارس ـ المديـــة
Université Yahia Farés de Médéa
كليـــــــة التكنولوجيـــــا
Faculté de Technologie
قســـــم الهندســـــة الكهربائيـــــة
Département de Génie Electrique

THÈSE

Pour l'obtention du diplôme

Doctorat LMD

Option : Électrotechnique et Commande Électrique

Présentée par : **EZZIANE Hassane**

Thème :

Contribution au diagnostic des défaillances affectant les transformateurs de puissance

Soutenue le 14 /12 / 2023 devant la commission d'examen composée de :

Président	:	M.KABACHE Nadir	MCA	Université de Médéa
Examinateur	:	M.BENSAID Samir	Prof.	Université de Bouira
Examinateur	:	M.REZKI Mohamed	MCA	Université de Bouira
Examinateur	:	M.ABDI Seifeddine	MCA	Université de Médéa
Directeur de thèse	:	M.HOUASSINE Hamza	Prof.	Université de Bouira
Co-Directeur de thèse	:	M.MOULAHOUM Samir	Prof.	Université de Médéa

Année Universitaire : 2023-2024

Remerciements

Tout d 'abord, je remercie ALLAH de m 'avoir accordé la santé et la volonté de mener à bien cette thèse.

Je tiens à exprimer ma sincère gratitude à mon Directeur et Co-Directeur de ma thèse, le Professeur HOUASSINE Hamza, et au Professeur MOULAHOUM Samir pour leur confiance, leurs précieux conseils et leur soutien continu tout au long de mon parcours doctoral. Leur vision, leur expérience et l'excellence de leur recherche ont été des éléments cruciaux par la qualité de mes travaux de recherche, et leur engagement, leur diligence et leur disponibilité m'ont beaucoup aidé dans la réussite de c'est une étape importante de ma vie académique. J'espère qu'ils trouveront dans ces quelques lignes ma profonde gratitude et mes sincères remerciements pour l'honneur de leur présence et de leur participation à ce travail de recherche, et que leurs contributions éclairées resteront la pierre angulaire de mes réalisations futures.

Je voudrais également exprimer ma sincère gratitude et mon appréciation à tous les responsables et membres du Laboratoire de recherche électrotechnique et d'automatisation (LREA) pour avoir fourni des conditions de recherche appropriées et l'équipement nécessaire, et ce fut un honneur d'avoir l'opportunité de coopérer avec cette l'équipe de recherche distinguer. J'adresse également mes sincères remerciements à M. Mohamed Nadjib BENALLAL, Directeur du Laboratoire de l'Énergie et des Systèmes Intelligents (LESI), Université Khemis-Miliana, pour m'avoir accordé sa confiance et le droit d'accéder au laboratoire du (LESI), et de mener les essais de cette recherche.

J'aimerais remercier aussi tous les membres du jury pour l'honneur qu'ils me font en prenant part à mon jury de thèse. Je remercie M. KABACHE Nadir, MCA de l'université de Médéa pour avoir présidé la jury soutenance, ainsi qu'au les examinateurs respectés M. BENSAID Samir, Professeur de l'université de Bouira, M. REZKI Mohamed, MCA de l'université de Bouira et M. ABDI Seifeddine, MCA de l'université de Médéa avoir consacré leur temps et leur expertise à l'évaluation cette recherche. Leurs discussions constructives et leurs précieux commentaires ont également contribué à améliorer ce travail de recherche, J'apprécie vraiment leur dévouement et leur engagement à l'avancée de la recherche scientifique.

J'adresse également mes sincères remerciements au M. SAHNOUNE CHAOUCHE Moustafa pour ses conseils et son soutien constant pendant ma période de recherche. Je remercie également tous les professeurs et le personnel administratif du Département de génie électrique.

Un remerciement spécial à ma famille. Les mots ne peuvent exprimer à quel point je suis reconnaissant envers ma mère, mon père, mes frères et sœurs pour tous les sacrifices que vous avez faits pour moi. Vos conseils, votre soutien et vos prières m'ont soutenu tout au long de mes études et je me souviendrai toujours de votre bienveillance. Je tiens également à remercier tous mes amis, collègues et tous ceux qui ont contribué à ce travail et m'ont encouragé à atteindre mon objectif.

Dédicace

À la lumière qui guide ma vie, et ma fierté, mon cher père,

À mon paradis et mon âme, à la source de la tendresse et de la générosité, ma chère mère,

(Qu'Allah leur accorde la santé et le bien-être)

À mes chers frères et sœurs,

À toute ma famille,

À tous mes amis et collègues,

À mon Directeur de thèse,

À tous mes professeurs qui m'ont enseigné depuis le primaire jusqu'à ce jour,

A tout ce qui précède : Je vous dédie cette thèse qui porte l'empreinte de chacun de vous, et je vous suis reconnaissant pour tout le soutien que vous avez apporté.

ملخص :

محولات الطاقة هي مكونات أساسية في أنظمة الطاقة بسبب سعرها و دورها. إخفاقا يعني خروجها من الخدمة لفترة طويلة وبالتالي خسائر كبيرة، ولكن مراقبة حالتها و تشخيص أعطالها في وقت مبكر يجنبنا ذلك . لذلك تقدم هذه الأطروحة طريقتين أصليتين مختلفتين للمساعدة في تشخيص أعطال محولات الطاقة ، الطريقة الأولى عبارة عن نهج هجين يدمج تقنية FRA وخوارزمية الذكاء الاصطناعي SVM لاكتشاف نوع وموقع وشدة الأعطاب. هذا النهج تم اختباره فعاليته على مرحلتين ، نظريًا وعمليًا ، حيث قمنا في البداية باختباره مع بيانات تمثيلية لأربعة عيوب (AD، CO، VCs، VCg) تم الحصول عليها عن طريق المحاكاة على نموذج لف محول . ثم لمزيد من التحقق في المرحلة الثانية تم اختباره مع بيانات اعطال حقيقية (AD، RD، CC) تم الحصول عليها من نموذج لف فعلي تم إعداده خصيصًا لهذا العمل. حيث اثبتت نتائج الاختبارين قدرة الطريقة المقترحة على كشف نوع الخطأ وتحديد موقعه وخطورته بدقة عالية حتى مع البيانات الحقيقية و مشكلة عدم التوازن . أما طريقة التشخيص الثانية المقترحة تعتمد على فكرة جديدة لم تستخدم من قبل في المحولات، و هي عبارة عن نظام ذكي لمراقبة حركة لفات المحولات عبر الخط بالاعتماد على مستشعارات المسافة ، كذلك تم اختبار هذا النظام على نموذج لف وأظهرت النتائج قدرته على رصد عطبي اللف (AD، RD) بدقة عالية.

في الأخير، وفقا لنتائج هذا العمل يمكن أن تساهم هاته الحلول المقترحة بشكل فعال في تطويرتقنيات تشخيص أعطال محولات الطاقة و كذا توسيع تطبيق التعلم الآلي في محولات الطاقة.

كلمات مفتاحية : أعطال محولات الطاقة ، تحليل استجابة التردد (FRA)،الذكاء الاصطناعي ، آلة ناقلات الدعم (SVM)

Résume :

Les transformateurs de puissance sont des composants essentiels des systèmes électriques en raison de leur rôle et de leur prix. Sa panne signifie qu'il sera hors service pendant une longue période et par conséquent causera d'énormes pertes, mais la surveillance de son état et le diagnostic précoce de ses défauts évitent cela.

Par conséquent, cette thèse présente deux méthodes originales différentes pour aider à diagnostiquer les défauts des transformateurs de puissance, la première méthode est une approche hybride qui intègre la technologie FRA et l'algorithme d'intelligence artificielle SVM pour détecter le type, l'emplacement et la gravité des défauts. Cette approche a testé son efficacité dans deux cas, théoriquement et pratiquement, dans lesquels nous l'avons initialement testée avec des données représentatives de quatre défauts (AD, CO, VCs, VCg) obtenues par simulation sur un modèle d'enroulement de transformateur. Ensuite, pour une vérification supplémentaire dans la deuxième étape, il a été testé avec des données de défaut réelles (AD, RD, CC) obtenues à partir d'un modèle d'enroulement réel spécialement préparé pour ce travail. Les résultats des deux tests ont prouvé la capacité de la méthode proposée à détecter le type de défaut et à déterminer son emplacement et sa gravité avec une grande précision, même avec des données réelles et le problème de déséquilibre. La deuxième méthode de diagnostic proposée est basée sur une nouvelle idée qui n'a pas été utilisée auparavant dans les transformateurs, et il s'agit d'un système intelligent de

surveillance en ligne du mouvement des enroulements du transformateur basé sur des capteurs de distance. De plus, ce système a été testé sur un modèle d'enroulement et les résultats ont montré sa capacité à surveiller les deux défauts d'enroulement (AD, RD) avec une grande précision.

Enfin, selon les résultats de ce travail, ces solutions proposées peuvent contribuer efficacement au développement de techniques de diagnostic des défauts dans les transformateurs de puissance, ainsi qu'à l'élargissement de l'application de l'apprentissage automatique dans les transformations de puissance.

Mots clés : Défaillance du transformateur de puissance, analyse de la réponse en fréquence (FRA), intelligence artificielle (IA), machine à vecteurs de support (SVM)

Abstract:

Power transformers are essential components in power systems because of their role and price. its failure means it will be out of service for a long time and consequently cause huge losses, but monitoring its condition and diagnosing its faults early avoids that.

Therefore, this thesis presents two different original methods to help diagnose power transformer faults, the first method is a hybrid approach that integrates FRA technology and artificial intelligence algorithm SVM to detect the type, location, and severity of faults. This approach tested its efficacy in two cases, theoretically and practically, in which we initially tested it with representative data of four faults (AD, CO, VCs, VCg) obtained by simulation on a transformer winding model. Then for further verification in the second stage, it was tested with real fault data (AD, RD, CC) obtained from an actual winding model specially prepared for this work. the results of the two tests proved the ability of the proposed method to detect the type of fault and determine its location and severity with high accuracy, even with real data and the problem of imbalance. The second proposed diagnostic method is based on a new idea that has not been used before in transformers, and it is a smart system for monitoring the movement of transformer windings online based on distance sensors. Also, this system was tested on a winding model and the results showed its ability to monitor the two winding faults (AD, RD) with high accuracy.

Finally, according to the results of this work, these proposed solutions can contribute effectively to the development of techniques for diagnosing faults in power transformers, as well as expanding the application of machine learning in power transformers.

Keywords : Power Transformer failure, Frequency Response Analysis (FRA), Artificial Intelligence (AI), support vector machine (SVM)

Table des Matières

Résumé i
Table des matières iii
Liste des figures ix
Liste des tableaux xii
Liste des abréviations xiv
Introduction générale 01

I. Partie Théorique :

Chapitre I : Généralités sur les transformateurs de puissance

I.1. Introduction 07
I.2. Histoire des transformateurs de puissance 07
I.3. Définition de transformateur 07
I.4. Conception de transformateur de puissance 09
I.4.1. Circuit magnétique 09
I.4.2. Enroulement 12
I.4.2.1. Enroulements de couches 13
I.4.2.2. Enroulement hélicoïdal 13
I.4.2.3. Enroulement de disque 14
I.4.2.4. Conducteurs d'enroulement de transformateur 14
I.4.2.5. Transposition des enroulements 15
I.4.3. Isolation 16
I.4.3. 1. Matériaux d'isolation utilisés dans les transformateurs 16
I.4.4. La cuve 18
I.4.5. Traversée isolée 18
I.4.6. Changeur de prises 19
I.4.7. Conservateur d'huile 20
I.4.8. Le Reniflard 20
I.4.9. Évent d'explosion 21
I.4.10. Radiateurs et ventilateurs 21
I.4.11. Équipements de Protection 22
I.4.11.1. Relais de Buchholz 22
I.4.11.2. Relais de pression 23
I.4.11.3. Le Relais de DMCR 23
I.4.11.4. Thermomètre d'enroulement 24

Table des Matières

I.5. Systèmes de Refroidissement des Transformateurs 24
I.5.1. Refroidissement des transformateurs immergés dans l'huile 24
a) Refroidisseur De Transformateur : Huile Naturelle / Air Naturel 24
b) Refroidisseur De Transformateur : Huile Naturelle/ Air Forcé 25
c) Refroidisseur De Transformateur : Huile Forcée / Air Forcé 26
d) Refroidisseur De Transformateur : Huile Forcée / Eau Forcée 26
I.5.2 Refroidissement des transformateurs de type sec 27
I.6. Classification du transformateur de puissance selon l'utilisations 27
I.7. Age du transformateur 28
I.8. Conclusion 28

Chapitre II : Défauts courants et méthodes de diagnostic dans les transformateurs de Puissance

II.1. Introduction 30
II.2. Contraintes et Défauts Associés 30
II.2.1. Contraintes Diélectriques 30
II.2.2. Contraintes Electriques 31
II.2.3. Contraintes Thermiques 32
II.2.4. Contraintes Electrodynamiques 32
II.2.5. Contraintes Mécaniques 33
II.3. Défauts Des Transformateurs De Puissance 34
II.3.1 Défauts Externes Du Transformateur 34
II.3.1.1 Surcharge 34
II.3.1.2 Surtension 34
II.3.1.3 Court-circuit 35
II.3.2 Défauts Internes Du Transformateur 35
II.3.2.1 Défauts dans l'enroulement 35
II.3.2.1.1. Court-circuit 35
II.3.2.1.2. Rupture des cosses de l'enroulement 35
II.3.2.1.3. Court-circuit à la terre 36
II.3.2.1.4. Déformation de l'enroulement 36
II.3.2.2 Défauts dans le Circuit magnétique 37
II.3.2.3 Défauts du Changeur de Prises (CP) 37
II.3.2.4 Défauts de la traversée 37
II.3.2.5 Défauts d'isolation 38

II.3.2.6 Défauts de réservoir..... 38
II.3.2.7 Défauts du système de refroidissement..... 38
II.3.3 Découverte des défaillances..... 38
II.3.4. Vieillissement du Transformateur..... 39
II.3.5. Statistiques de Défaillance du Transformateur 39
II.4. Les Techniques De Diagnostic 41
II.4.1. L'analyse des gaz dissous (DGA) 41
II.4.2 Mesure de la capacité et du facteur de puissance/dissipation..... 42
II.4.3. Mesure de la résistance d'enroulement et vérification du changeur de prises en charge..... 43
II.4.4 Mesure du rapport de transformation du transformateur..... 44
II.4.5. Mesure du courant de magnétisation..... 44
II.4.6. Mesure d'impédance de court-circuit/réactance de fuite..... 45
II.4.7. Mesure de réponse en fréquence des pertes parasites supplémentaires (FRSL) 47
II.4.8. Démagnétisation..... 47
II.4.9. Analyse de la réponse diélectrique (fréquence) 48
II.4.10. Analyse des décharges partielles..... 49
II.5. Evaluation des méthodes de diagnostic..... 50
II.6. Conclusion 54

Chapitre III : Analyse de réponse en fréquence (FRA) et L'intelligence artificielle (IA)

III.1. Introduction..... 56
III.2. Analyse de réponse en fréquence (FRA) 56
III.2.1 Qu'est-ce que FRA..... 56
III.2.2. Analyse de la réponse en fréquence du transformateur 57
III.2.3. Impulsion FRA (IFRA) et Balayage FRA (SFRA) 59
III.2.4. Configuration des tests FRA 61
III.2.5. Acquisition de données de référence..... 63
III.2.5.1. Basé sur le temps..... 63
III.2.5.2. Basé sur le type 64
III.2.5.3. Basé sur la construction 64
III.2.6. Analyse et interprétation de la mesure FRA 64
III.2.6.1. Les Normes internationales 65
III.2.6.2. Autres schémas d'interprétation 65
III.2.6.2.1. Analyse statistique (où : Indices numériques pour la comparaison FRA) 65

III.2.7. Sous-bandes FRA 67
III.3. L'intelligence artificielle (IA) et son application pour détecter les défauts dans les transformateurs De puissance 68
III.3.1. L'apprentissage automatique (Machine Learning ML) 69
III.3.1.1. Machines à Vecteurs Supports (SVM) algorithme 69
III.3.1.2 K Plus Proches Voisins algorithme (KNN) 74
III.3.1.3. Arbre de décision algorithme (DT) 74
III.3.1.4 Forêt Aléatoire Algorithme (RF) 75
III.3.2. Application De L'apprentissage Automatique (ML) Pour Diagnostiquer Les Défauts Des Transformateurs de Puissance 75
III.3.3. Application d'apprentissage automatique (ML) avec FRA 76
III.4. Conclusion 77

II. Partie Pratique :

Chapitre IV : Diagnostic défauts d'enroulement du transformateur à l'aide de FRA et SVM

IV.1. Introduction 80
IV.2. Modélisation de l'enroulement du transformateur en vue de l'analyse de la réponse en Fréquence FRA 80
IV.3. Modélisation de transformateur à haute fréquence 81
IV.3.1. Le modèle mutuellement couplé d'un transformateur 82
IV.4. Synthétisation du circuit de référence 83
IV.4.1. Simulation de défauts sur le modèle d'enroulement 86
IV.4.1.1. Défaut dans la capacité shunt Cg (VCg) 87
IV.4.1.2. Défaut dans la capacité série C_S (VCs) 88
IV.4.1.3. Défaut d'axial déplacement (AD) 89
IV.4.1.4. Défaut de circuit ouvert (CO) 91
IV.5. Méthodologie de détection appliquée 91
IV.5.1. Extraction les caractéristiques de la signature FRA 93
IV.5.1.1 I Indicateurs mathématiques 93
IV.5.2. Structure des bases de données 94
IV.4.3. Procédures entraîner le classificateur 95
IV. 6. Résultats 98
IV. 6.1 Détection du type de défaut 98
IV. 6.2 Détermination l'emplacement du défaut 100

IV. 6.3 Détermination la gravité du défaut 101
IV. 7. Comparaison entre les indicateurs 103
IV.8. Comparaison des résultats 103
IV.9. Conclusion 105

Chapitre V : Diagnostic des défauts d'enroulement du transformateur à l'aide de FRA et SMOTE-SVM

V.1. Introduction 107
V.2. Technique De Sur-Echantillonnage Minoritaire Synthétique 107
V.3. Expérimental 108
V.3.1. Le Modèle D'enroulement 108
V.3.2. Test FRA de l'enroulement 108
V.3.2.1. Equipement de test 108
V.3.2.2. Les procédures de la mesure 109
V.3.3. Application des défauts sur l'enroulement 110
V.3.3.1. Défaut de déplacement axial (AD) 110
V.3.3.2. Défaut de déplacement radial (RD) 111
V.3.3.3. Défaut de Court-circuit (CC) 113
V.4. Méthodologie proposée 113
V.4.1. Extraction les caractéristiques des signatures FRA 114
V.4.2. Création des bases de données 115
V.4.3. Les étapes diagnostic de défaut 116
V.4.4. Procédures d'entrainement 116
V.4.5. Évaluation des performances 117
V.5. Résultats expérimentaux 117
V.6. Comparaison des résultats 123
V.7. Conclusion 125

Chapitre VI : Système de surveillance intelligent pour l'état des enroulements du Transformateur de puissance

VI.1. Introduction 127
VI.2. Système de surveillance proposé 128
VI.2.1. Composants du système de surveillance proposé 128
VI.2.2. Installation du système de surveillance sur le transformateur de puissance 129

VI.2.3. Principe de fonctionnement du système surveillance ……..…… 130
VI.3. Essais expérimentaux ……...…...…… 131
VI.3.1. Transformateur à l'état sain ……...…….. 131
VI.3.2. Transformateur en présence de défaillances……...…… 134
VI.3.2.1. Défaut de déplacement axial (AD) dans l'enroulement BT …….……..…… 134
VI.3.2.2. Défaut de déplacement axial (AD) dans l'enroulement HT……...……..…… 136
VI.3.2.3. Défaut de déplacement Radial (RD) ……...…… 139
VI.3.2.3.1. Localisation le défaut de déplacement radial ..…… 142
VI.4. Conclusion ……..…… 143
Conclusion générale et Perspectives ……..……. 145
Annexes ……...……..…….. 149
Références

Table des figures

Chapitre I : **page**

Figure I.1. Transformation de puissance……. 08

Figure I.2. Principales composantes de transformateur de puissance……. 09

Figure I.3. Découpage des tôles pour la construction du noyau magnétique……. 10

Figure I.4. Circuit magnétique triphasé…….. 10

Figure I.5. Circuit magnétique triphasé type : a) colonne b) cuirassé…….. 10

Figure I.6. Coupe du section noyau d'un transformateur……. 11

Figure I.7. Circuit magnétique triphasé à : a) trois colonnes b) Cinque colonnes…….. 12

Figure I.8. Enroulement du transformateur ……... 12

Figure I.9. Schéma de construction d'enroulement monophasé : a) type colonne b) type cuirassé 12

Figure I.10. Enroulement de couche (signal couche avec deux conducteurs enroulés en parallèle) 13

Figure I.11. Enroulement hélicoïdal lors de l'assemblage…… 13

Figure I.12. Enroulement de disque ……. 14

Figure I.13. Conducator transposé en continu ……. 15

Figure I.14. Utilisation Papier kraft dans enroulements ……..... 16

Figure I.15. Les différentes formes de cartons pressé utilisée dans transformateurs ……..... 17

Figure I.16. La cuve d'un transformateur de puissance …….……... 18

Figure I.17. Traversée haute tension ……..… 19

Figure I.18. Changeur de prises ……..... 19

Figure I.19. Conservateurs d'huile ……. 20

Figure I.20. Reniflard de gel de silice ……..... 20

Figure I.21. Radiateurs et ventilateurs de refroidissement ……..….. 21

Figure I.22. Relais Buchholz ……..……... 22

Figure I.23. Principe de fonctionnement du Relais Buchholz ……..……. 22

Figure I.24. Relais de pression ……..……...……...……. 23

Figure I.25. Relais de DMCR ……..……...……...…. 23

Figure I.26. Thermomètre d'enroulement ……..…… 24

Figure I.27. Refroidissement de transformateur par Huile Naturelle / Air Naturel ……. 25

Figure I.28. Refroidissement de transformateur par Huile naturelle / Air forcé …….. 25

Table des figures

Figure I.29. Refroidissement de transformateur par Huile Forcée / Air Forcé ……..……..….. 26

Figure I.30. Refroidissement de transformateur par Huile Forcée / Eau Forcée……... 26

Chapitre II :

Figure II.1. court-circuités entre les spires ……... 35

Figure II.2. court-circuités entre les enroulements …….. 35

Figure II.3. RD type Flambement forcé ……... 36

Figure II.4. RD type Flambement libre …… 36

Figure II.5. Effet des forces axiales sur les conducteurs d'enroulement ……. 37

Figure II.6. Causes de défaillance …… 40

Figure II.7. Emplacements des défaillances des transformateurs …… 40

Figure II.8. Les pertes diélectriques provoquent un déphasage …… 43

Figure II.9. Connexion du circuit du ICC pour la mesure : (a) monophasée et (b) triphasée …….. 46

Chapitre III :

Figure III.1. Connexion générale des dérivations d'un test FRA typique …….. 57

Figure III.2. Courbes des Magnitude et phase d'un test FRA typique ……... 58

Figure III.3. Exemple de réponse en fréquence mesurée…… 58

Figure III.4. a) Principe de la méthode SFRA , b) Principe de la méthode IFRA …… 61

Figure III.5. Connexion schématique de test de rapport de tension de bout en bout (FRAee) …….. 62

Figure III.6. Connexion schématique du test d'impédance/admittance d'entrée (FRAim /FRAad).. 62

Figure III.7. Connexion schématique du test du rapport de tension de transfert (FRAtr)……. 63

Figure III.8. Types de comparaison pour le test FRA …… 63

Figure III.9. Sous-bandes de réponse en fréquence basées sur la norme IEEE……. 68

Figure III.10. Données d'apprentissage du classificateur SVM binaire dans l'espace 2D…… 70

Figure III.11. Influence du nombre de voisins sur la classification……. 74

Figure III.12. Structure générale de l'arbre de décision…… 75

Chapitre IV :

Figure IV.1. Représentation physique des paramètres du transformateur…….. 81

Figure IV.2. Modèle mutuellement couplé équivalent à un enroulement du transformateur……. 83

Figure IV.3. Circuit de référence synthétisé à six sections……. 85

Table des figures

Figure IV.4. Modèle d'enroulement (construit à l'aide de MATLAB Simulink)…… 85

Figure IV.5. La réponse en fréquence à l'état sain de l'enroulement modèle. a) Amplitude b) Phase 86

Figure IV.6. Courbes de réponse en fréquence du défaut VCg ……. 87

Figure IV.7. Courbes de réponse en fréquence du défaut VCs ……. 88

Figure IV.8 Schéma d'un enroulement à six disques a) avant et b) après déplacement axial (D4-D5) 89

Figure IV.9. Courbes de réponse en fréquence de défaut AD…… 90

Figure IV.10. Courbe de réponse en fréquence de CO…… 91

Figure IV.11. Diagramme de la méthodologie proposée …… 92

Figure IV.12. Segmentation du signal FRA ……. 93

Figure IV.13. Les étapes de création des bases des données ……... 94

Figure IV.14. a/b/c/d/e Les matrices de confusion de SVM 1 avec différents indices …….. 99

Figure IV.15. Résultats des classificateurs KNN, RF et DT vs SVM pour déterminer le type de défaut. ……..……...…….. 104

Figure IV.16. Résultats des classificateurs KNN, RF et DT vs SVM pour déterminer la gravité de défaut. ……..……. 104

Figure IV.17. Résultats des classificateurs KNN, RF et DT vs SVM pour déterminer l'emplacement de défaut. ……..……... 104

Chapitre V :

Figure V. 1. Modèle d'enroulement ……..……. 108

Figure V. 2. Configuration de test d'analyse de réponse en fréquence (FRA) pour l'enroulement… 109

Figure V. 3. La réponse FRA à l'état sain de l'enroulement…..…….. 110

Figure V. 4. Défaut AD appliqué à modèle l'enroulement……. 111

Figure V. 5. Les courbes de réponse en fréquence d'AD entre le disque 3 et le disque 4…… 111

Figure V. 6. Défaut RD appliqué à modèle l'enroulement ……. 112

Figure V. 7. Les courbes de réponse FRA de RD défaut (disque 5) …….. 112

Figure V. 8. Défaut CC appliqué au modèle d'enroulement …..…… 113

Figure V. 9. Courbes de réponse en fréquence du CC …….. 113

Figure V. 10. La structure générale de la méthodologie …….. 114

Figure V. 11. a/b/c/d/e/f/g/h/i/j/k. Les matrices de confusion pour SMOTE-SVMs avec ASLE….. 120

Figure V. 12. a/b/c/d/e/f/g/h/i/j/k. Les matrices de confusion pour SMOTE-SVMs avec IMSE … 122

Chapitre VI :

Figure IV.1. Le schéma de principe d'un capteur de temps de vol (TOF)……. 128

Figure IV.2. L'installation du système de surveillance sur le transformateur de puissance.
a) Vue de dessus , b) Vue de l'intérieur ……. 130

Figure IV.3. Modèle d'enroulement 3D …… 131

Figure IV.4. Modèle 3D de l'installation du système de surveillance sur l'enroulement……... 132

Figure IV.5. Le modèle d'enroulement utilisé ……... 132

Figure IV.6. Test du système de surveillance avec l'état normal de l'enroulement …….. 133

Figure IV.7. Les courbes de distance pour chaque capteur dans l'état d'enroulement normal…….. 133

Figure IV.8. Un modèle 3D d'enroulement en défaut AD-BT ……. 134

Figure IV.9. Modèle 3D pour simuler l'application du système de surveillance à un enroulement défectueux……. 134

Figure IV.10. Application défaut AD à l'enroulement BT …….. 135

Figure IV.11. Test du système de surveillance avec défaut AD dans l'enroulement BT……... 135

Figure IV.12. Les courbes de distance pour chaque capteur dans l'état AD-BT d'enroulement…….. 136

Figure IV.13. Un modèle 3D d'enroulement en défaut AD-HT……... 136

Figure IV.14. Modèle 3D pour simuler l'application du système de surveillance à un enroulement HT défectueux (défaut AD) …….. 137

Figure IV.15. Application défaut AD à l'enroulement HT……... 137

Figure IV.16. Test du système de surveillance avec défaut AD dans l'enroulement HT…….. 138

Figure IV.17. Les courbes de distance pour chaque capteur dans l'état AD-HT d'enroulement…….. 138

Figure IV.18 Un modèle 3D d'enroulement en défaut RD…….. 139

Figure IV.19 Modèle 3D pour simuler l'application du système de surveillance à un enroulement défectueux (défaut RD) ……. 140

Figure IV.20. Application défaut RD à l'enroulement……. 140

Figure IV.21. Test du système de surveillance avec défaut RD…… 141

Figure IV.22. Les courbes de distance pour chaque capteur dans l'état défaut RD…….. 141

Figure IV.23. Les distances qu'un capteur RD peut mesurer …….. 142

Table des tableaux

Chapitre I : page

Tableau I.1. Comparaison des propriétés générales des conducteurs en cuivre et en aluminium.... 15

Chapitre II :

Tableau II.1. Défauts détectables avec des techniques de diagnostic…… 51

Tableau II.2. Caractéristiques des techniques de diagnostic courantes pour les transformateurs de puissance …….. 53

Chapitre III :

Tableau III.1. Comparaison entre IFRA et SFRA……. 60

Tableau III.2. Indices numériques…… 66

Tableau III.3. Sous-bandes de réponse en fréquence et leur sensibilité aux défaillances……. 68

Chapitre IV :

Tableau IV.1. Inductances propres et mutuelles…… 84

Tableau IV.2. Les détails des bases de données……. 95

Tableau IV.3. Résultats de classification obtenus par classificateur SVM pour déterminer type 99

Tableau IV.4. Résultats de classification obtenus par la méthode SVM pour déterminer l'emplacement…… 100

Tableau IV.5. Résultats de classification obtenus par la méthode SVM pour déterminer la gravité des défauts……. 102

Chapitre V :

Tableau V.1. Les caractéristiques géométriques du modèle d'enroulement……... 108

Tableau V.2. Les détails expérimentaux pour appliquer le défaut AD…….. 111

Tableau V.3. Les détails expérimentaux pour appliquer le défaut RD……... 112

Tableau V.4. Détails des bases de données…… 115

Tableau V.5. Résultats de classification obtenus par SVM…… 118

Tableau V.6. Résultats de classification pour un SVM intégré avec trois méthodes de prétraitement des données……..... 123

Chapitre VI :

Tableau VI.1. les informations référence pour déterminer l'état d'enroulement 142

Liste des abréviations

AD	:	Déplacement axial
AI	:	Intelligence artificielle
ANN	:	Réseau neuronal artificiel (*Artificial Neural Network*)
ASLE	:	Somme absolue de l'erreur logarithmique
AUC	:	L'aire sous la courbe (*Area Under the Cure*)
α	:	Constant de distribution de tension
BT	:	Basse Tension
C	:	La capacité
CC	:	Coefficient de corrélation
CC	:	Court-circuit
CCHT	:	Transformateur courant continu haute tension
Ceq	:	La capacité équivalente de l'enroulement
C_g	:	Capacité shunt
Cg,eff	:	Capacité effective
CP	:	Changeur de prise
CPeC	:	Changeurs de prises en charge
CO	:	Circuit ouvert
C_S	:	Capacité série
DABS	:	La différence absolue
DGA	:	Analyse des gaz dissous
DP	:	Décharge partielle
DT	:	Arbre de décision (*DecisionTree*)
F	:	Fréquence
FBG	:	Bragg sur fibre
FP/FD	:	Facteur de puissance / Facteur de dissipation
FRA	:	L'analyse de la réponse en fréquence (*Frequency Response Analysis*)
FRAee	:	End-to-end Voltage Ratio Measurement
FRAtr	:	Transfer Voltage Ratio Measurement
FRAad	:	Input Admittance / Impedance Measurement
HT	:	Haute Tension
Icc	:	Courants de court-circuit
IMSE	:	Erreur quadratique moyenne intégrée
I_n	:	Courant nominal

Liste des abréviations

IFRA	:	Analyse de la réponse en fréquence impulsionnelle (*Impulse frequency response analysis*)
IRF	:	l'indice du rapport de fréquence
IRA	:	l'indice du rapport d'amplitude
kNN	:	K Plus Proches Voisins (*k-Nearest Neighbor*)
L	:	L'inductance
Leq	:	Inductance à noyau d'air équivalente
$M_{i,j}$	:	L'inductance mutuelle entre les disques i et j.
L_s	:	L'inductance propre
ML	:	L'apprentissage automatique (*Machine Learning*)
N	:	Nombre de sections
ONAN	:	Huile Naturelle / Air Naturel (*Oil Natural / Air Natural*)
ONAF	:	Huile Naturelle/ Air Forcé (*Oil Natural / Air Forced*)
OFAF	:	Huile Forcé / Air Forcé (*Oil Force / Air Force*)
PSO	:	L'algorithme de l'essaim de particule (*Particle swarm optimisation*)
R	:	La résistance
r	:	Résistance de chaque section
R_{dc}	:	Résistance mesurée en courant continu
RD	:	Déformation radiale
RDF	:	Réponse en fréquence diélectrique
RF	:	Forêt Aléatoire (*Random Forest*)
RLC	:	Résistance (R), l'inductance (L) , capacité (C)
ROS	:	Suréchantillonnage aléatoire (*Random Over-Sampling*)
RTT	:	Rapport de Transformation du Transformateur
RUS	:	Sous-échantillonnage aléatoire (*Random Under-Sampling*)
SFRA	:	Analyse de réponse en fréquence de balayage (*Sweep frequency response analysis*)
SMOTE	:	Technique de sur-échantillonnage minoritaire synthétique
SVM	:	Machines à Vecteurs Supports
TOF	:	Temps de vol (*Time of Flight*)
VCg	:	Variation en Capacité shunt
VCs	:	Variation en Capacité série
Vp	:	Tension de l'enroulement primaire
Vs	:	Tension de l'enroulement secondaire
Z	:	L'impédance

INTRODUCTION GENERALE :

Introduction générale :

L'approvisionnement sûr et stable en électricité dépend en grande partie de la fiabilité des équipements utilisés dans le système électrique. Parmi tous les équipements électriques, les transformateurs de puissance sont parmi les plus importants et les plus coûteux, de sorte qu'une surveillance périodique de leur état est cruciale pour des raisons opérationnelles et économiques.

En effet, au cours de leur durée de vie, ces transformateurs sont exposés à différents types de contraintes, notamment des contraintes électriques, mécaniques et thermiques dues à plusieurs facteurs externes et internes [1]. Bien qu'ils soient conçus pour résister à des niveaux importants de ces contraintes sans atteindre une défaillance totale, l'effet cumulatif de contraintes peut en résulter cela réduira progressivement la durée de vie du transformateur. De plus, ces pressions peuvent provoquer de nombreux défauts qui conduisent à une défaillance complète lorsqu'elles dépassent les limites de conception du transformateur, il est donc très nécessaire d'effectuer des tests diagnostic périodiques pour les transformateurs, ce qui nous permet de détecter ces défauts à un stade précoce et évitez ainsi les arrêts complets et réduisez les coûts et le temps de maintenance.

Actuellement, il existe plusieurs techniques de surveillance et de diagnostic disponibles pour détecter l'état des transformateurs de puissance, l'analyse des gaz dissous (DGA), le facteur de dissipation diélectrique (FDD), la résistance d'isolement (RI), les techniques de détection de décharge partielle (DP), la spectroscopie dans le domaine fréquentiel (FDS), l'analyse de la réponse diélectrique (DFR) et l'analyse des vibrations (VA), ainsi que l'analyse de la réponse en fréquence (FRA). [2,3]

Parmi les méthodes de diagnostic susmentionnées, l'analyse de la réponse en fréquence (FRA) est considérée comme l'une des méthodes les plus prometteuses et les plus fiables, en raison de sa précision et de sa rapidité dans le diagnostic des défauts mécaniques dans la partie active des transformateurs, qui sont considérés parmi les défauts affectant le plus les transformateurs de puissance [4]. L'analyse de la réponse en fréquence (FRA) est un test non intrusif et non destructif qui peut être utilisé soit comme méthode autonome pour détecter les défaillances, soit comme procédure complémentaire pour garantir les résultats d'autres tests ou localiser les défauts détectés dans ceux-ci. [5]

La technique FRA pour l'évaluation de l'état du transformateur fonctionne en comparant la signature de réponse en fréquence de l'état actuel (inconnu) du transformateur à la signature de référence obtenue pendant son état sain initial, et toute différence entre les deux signatures indique des changements dans les propriétés physiques du transformateur. Cette signature de référence est généralement obtenue en mesurant la réponse du transformateur en usine après sa fabrication, qui représentera « l'empreinte » ou la référence de la durée de vie utile du transformateur. Si la signature de référence n'est pas disponible, une

comparaison peut être faite avec la réponse d'autres phases du même transformateur ou d'un transformateur similaire (appelé unité sœur). [5]

Malgré le grand intérêt que cette technique a suscité ces dernières années, l'interprétation de ses résultats est encore complexe et nécessite l'expertise d'ingénieurs même avec des normes établies telles que : CIGRE, IEC, et IEEE [6]. L'interprétation des résultats FRA implique l'analyse des données de réponse en fréquence pour identifier tout changement dans la réponse de référence du transformateur. Ces changements dans le comportement de réponse sont la cause d'un échec initial ou complet, donc l'interprétation des résultats FRA peut nous fournir des informations sur le type, l'emplacement et la gravité de défaut. Plusieurs études récentes ont proposé plusieurs approches pour interpréter les résultats de FRA, qui peuvent être divisées en trois groupes : la modélisation, les indicateurs numériques et les algorithmes d'intelligence artificielle [7].

Dans la première méthode, les modèles physiques [8], l'analyse par éléments finis (AEF) [9] et les modèles hybrides [10] sont souvent utilisés pour simuler les défauts et interpréter la FRA, mais l'inconvénient de ces techniques de simulation est qu'elles nécessitent une grande précision pour reproduire les mesures FRA.

D'autres méthode d'interprétation FRA basées sur des indicateurs numériques reposent sur la mesure des différences entre les signaux FRA examinés et de référence. L'objectif final est une décision sur l'état d'un transformateur basé sur les valeurs quantifiées de ces indices. De nombreux indices sont proposés dans la littérature [11-15]. Cependant, il n'existe pas d'étude comparative complète pour évaluer la sensibilité de ces indices numériques à différents défauts dans différentes bandes de fréquences. Ainsi, si nous voulons utiliser ces indicateurs pour interpréter les signatures FRA, on ne sait pas lequel est approprié. Par conséquent, la normalisation du processus d'interprétation de FRA nécessite une comparaison de ces indicateurs numériques suivie de la sélection d'indicateurs appropriés pour toutes les conditions.

La troisième méthode d'interprétation repose sur des algorithmes d'intelligence artificielle (IA) pour diagnostiquer les défauts dans les transformateurs de puissance. Il s'agit d'une méthode moderne largement utilisée. Nous discuterons donc d'une partie de la littérature qui s'est appuyée sur cette approche :

Dans l'étude [16], sur les données de défaut mécanique d'un transformateur réel, le classificateur de machine à vecteur de support (SVM) et l'indice de variation de fréquence de résonance ont été utilisés pour identifier les types de défauts, sans préciser leur emplacement et leur gravité.

Dans [17], l'état du transformateur (sain ou défectueux) a été déterminé à l'aide du classificateur k-NN, en plus de déterminer le type de défaut, et enfin les résultats ont été comparés au réseau de neurones artificiels (ANN). L'étude [18] portait sur quatre types de défauts d'enroulement de transformateur (AD, RD, VED

et CC), où des indicateurs mathématiques et un classificateur SVM ont été utilisés pour déterminer le type de défaut uniquement. Dans [19], une distinction a été faite entre les défauts électriques et mécaniques (AD et RD) et le courant d'appel par les classificateurs ANN et DT.

Les deux études [20] et [21] se sont concentrées sur la distinction entre les défauts RD, VED et CC, où dans [20], la réponse en fréquence mesurée à partir du transformateur a été divisée en trois bandes, puis en utilisant l'imagerie binaire et SVM ces défauts ont été distingués. Dans le même but dans [21], des indicateurs statistiques et numériques ont été utilisés pour l'entrainement et le test SVM, mais sans division de fréquence. Dans cette recherche [22], quatre classificateurs intelligents (PNN, DT, SVM et k-NN) ont été utilisés pour classer les défauts sur la base d'un ensemble d'indicateurs statistiques et numériques, mais malgré les bons résultats dans la détermination du type, de l'emplacement et de l'étendue de ces les défauts n'ont pas été déterminés.

- Grâce à ces études, nous convenons que les algorithmes d'IA sont parmi les moyens les plus efficaces d'interpréter les résultats FRA et donnée des informations sur l'état du transformateur. Cependant, il est à noter que toutes ces études n'ont pas donnée d'informations complètes sur le défaut, car la plupart d'entre elles ont identifié le type de défaut uniquement sans préciser sa localisation et sa gravité, malgré l'importance de cela.
- On peut également noter que dans des recherches antérieures, ils ont utilisé des bases de données non exhaustives pour entrainer les classificateurs AI, ce qui signifie que les données incluses dans ces bases de données peuvent ne pas couvrir tous les cas défaut possibles. Ainsi, si le défaut se produit à un nouvel emplacement ou niveau, Le classificateur échoue inévitablement à les classer.
- De plus, ces études ont également utilisé des bases de données équilibrées pour entraîner les classificateurs, et le problème de déséquilibre dans les bases de données n'a pas été abordé, bien que ce soit un problème courant que nous rencontrons lors de la classification des défauts des machines.

Objectifs de la thèse :

- A travers cette thèse, nous cherchons à développer l'utilisation de l'intelligence artificielle dans les transformateurs de puissance en proposant une nouvelle méthode basée sur la technique de diagnostic avancée FRA et l'algorithme SVM pour diagnostiquer les types de défauts d'enroulement des transformateurs et déterminer leur localisation et leur gravité.
- Ce travail proposera également un nouveau système de diagnostic intelligent pour surveiller l'état de l'enroulement du transformateur de puissance via Internet et diagnostiquer ses défauts mécaniques.

Plan de la thèse :

Afin d'atteindre les objectifs de ce travail, cette thèse a été structurée en deux parties principales, théorique et pratique, la première (chapitres un à trois) concerne l'aspect théorique de ce travail, son contenu est le suivant :

- Le premier chapitre contient une introduction générale aux transformateurs de puissance, y compris leur construction et les types importants en fonction de leurs utilisations.
- Dans le deuxième chapitre, des informations sont données sur les contraintes les plus importantes auxquelles les transformateurs de puissance sont confrontés et les éventuels défauts qui peuvent en résulter. Le chapitre donne également un bref résumé des méthodes de diagnostic courantes pour les transformateurs de puissance et les compare à la fin.
- Le troisième chapitre donne un bref aperçu de la technique FRA, de ses procédures de mesure et de ses méthodes d'interprétation. En outre, le chapitre explique comment l'intelligence artificielle est utilisée dans les transformateurs de puissance, en répertoriant les algorithmes les plus courants utilisés pour diagnostiquer les défauts.

La deuxième partie (chapitres quatre à six) couvre le côté pratique de la thèse, où :

- Le quatrième chapitre explique en détail la méthode de diagnostic proposée dans ce travail basé sur FRA et SVM qui détecte le type, l'emplacement et la gravité des défauts d'enroulement du transformateur de puissance, et couvre également les résultats des tests de la méthode avec des données de quatre défauts simulés.
- Dans le cinquième chapitre, une solution est présentée pour résoudre le problème de déséquilibre dans les bases de données, et la méthode de diagnostic proposée est appliquée après l'avoir améliorée avec des données pour trois défauts réels, à condition que les résultats soient présentés et discutés à la fin du chapitre.
- Le sixième et dernier chapitre présente le principe de fonctionnement d'un système intelligent proposé conçu pour surveiller l'état des enroulements des transformateurs de puissance. Le chapitre comprend également des expériences pratiques du système et leurs résultats.

Enfin, la thèse se termine par une conclusion générale du travail effectué et un aperçu des travaux futurs possibles.

I. Partie Théorique :

Chapitre I : Généralités sur les Transformateurs de Puissance

Chapitre II : Défauts courants et méthodes de diagnostic dans les Transformateurs de Puissance

Chapitre III : Analyse de Réponse en Fréquence (FRA) et L'intelligence Artificielle (IA)

Chapitre I :

Généralités sur les Transformateurs de Puissance

I.1. Introduction :

A la fin du siècle dernier, l'énergie électrique ne pouvant être transmise que sur des distances relativement courtes en raison des pertes importantes dans les lignes de transmission, la haute tension intéressait les premiers chercheurs qui travaillaient sur le problème de la transmission sur de longues distances. Ils savaient par le principe de l'électricité élémentaire que la même quantité d'énergie peut être transférée en doublant la tension et en divisant par deux le courant et par la loi de Joule, ils savaient aussi que les pertes de transmission sont proportionnelles au carré du courant, et donc en le doublant est devenu possible de rendre les pertes aussi faibles que souhaité en augmentant le niveau de tension. Après l'invention du transformateur commercialement pratique en 1885, les distances de transmission et l'utilité de l'énergie électrique ont considérablement augmenté [23]. Le réseau électrique est principalement divisé en deux sous-systèmes : le système de transport et le système de distribution [24]. Le système de transport assure la transmission de l'électricité sur de grandes distances et le réseau de distribution distribue l'électricité aux clients à des niveaux de tension appropriés. Alors que le transformateur trouve qu'on lui a donné un rôle majeur dans les deux systèmes, ce travail se concentrera principalement sur le transformateur utilisé pour la transmission.

Pour rendre cette thèse compréhensible à un lecteur ayant des connaissances limitées dans le domaine des transformateurs, ce chapitre vise à donner quelques bases nécessaires.

I.2. Histoire des transformateurs de puissance :

Les transformateurs ont une histoire qui remonte à 1880. Cependant, la découverte de la propriété de l'induction, qui constitue la base de fonctionnement des transformateurs, a été faite 50 ans auparavant. Par la suite, la modélisation des transformateurs a été développée, ce qui a conduit à une réduction de la taille et à une augmentation de l'efficacité, avec l'émergence progressive de grands transformateurs multi-niveaux KVA et MVA. En 1950, un transformateur de puissance électrique de 400 kV a été introduit dans le haut système d'alimentation électrique de tension. Puis à la fin des années 1960, les plus grands transformateurs élévateurs de générateur de 600 MVA ont été fabriqués à cette époque, au début des années 1970, une grande puissance de sortie de 1100 MVA, 800 kV et même des transformateurs de classe supérieure ont été fabriqués en 1980. [25,26]

I.3. Définition de transformateur :

Un transformateur est " Appareil statique à deux enroulements ou plus qui par induction électromagnétique, transforme un système de tension et de courant alternatifs à un autre système de tension et de courant, généralement de valeurs différentes et à la même fréquence dans le but de transmettre de l'énergie électrique ", C'est ainsi qu'est précisément défini un transformateur dans le vocabulaire électrotechnique international [27]. Les transformateurs utilisés dans le réseau de transmission entre les

centrales de production et les circuits de distribution primaires sont appelés "transformateurs de puissance", qui sont généralement évalués à 500 kVA et plus. La diversité des tensions de transmission et de distribution dans les systèmes énergétiques nous oblige à utiliser des transformateurs de puissance pour basculer entre les niveaux de tension sur les sites de production et les points de distribution. [28]

Les transformateurs de puissance peuvent être classés en trois types en fonction des gammes. Ce sont des transformateurs de grande puissance, des transformateurs de moyenne puissance et des petits transformateurs de puissance : [29]

- ✓ **Petits transformateurs de puissance (PTP) :** Les transformateurs d'environ 10 à 60 MVA et une tension de service maximale de 170 kV appartiennent à ce groupe. Les autres limites utilisées vont de 5 à 40 MVA et jusqu'à 145 kV.
- ✓ **Transformateur de Puissance Moyenne (TPM) :** Ce groupe comprend des transformateurs avec une gamme de puissance de 60 à 200 MVA (ou 40 à 250 MVA), et une haute tension jusqu'à environ 275 kV.

✓ **Grand transformateur de puissance (GTP)** : Ce groupe couvre les plus grandes unités de la population de transformateurs de puissance avec une puissance normalement supérieure à 200 MVA (limites utilisées comprises entre 100 et 250 MVA) et une haute tension (HT) généralement d'au moins 220 kV.



Figure I.1. Transformateur de puissance

I.4. Conception de transformateur de puissance :

Tout transformateur peut être divisé en deux parties : les parties active et passive (voir Figure I.2). Les composants de la partie active : Le circuit magnétique, et les circuits électriques ainsi que les enroulements et les changeurs de prises. Les composants de la partie passive : éléments de support et de pressage, traversée, cuve, conservateur, un couvercle et le système de refroidissement, équipements de protection, de mesure et de contrôle, y compris leurs alimentations. [30]

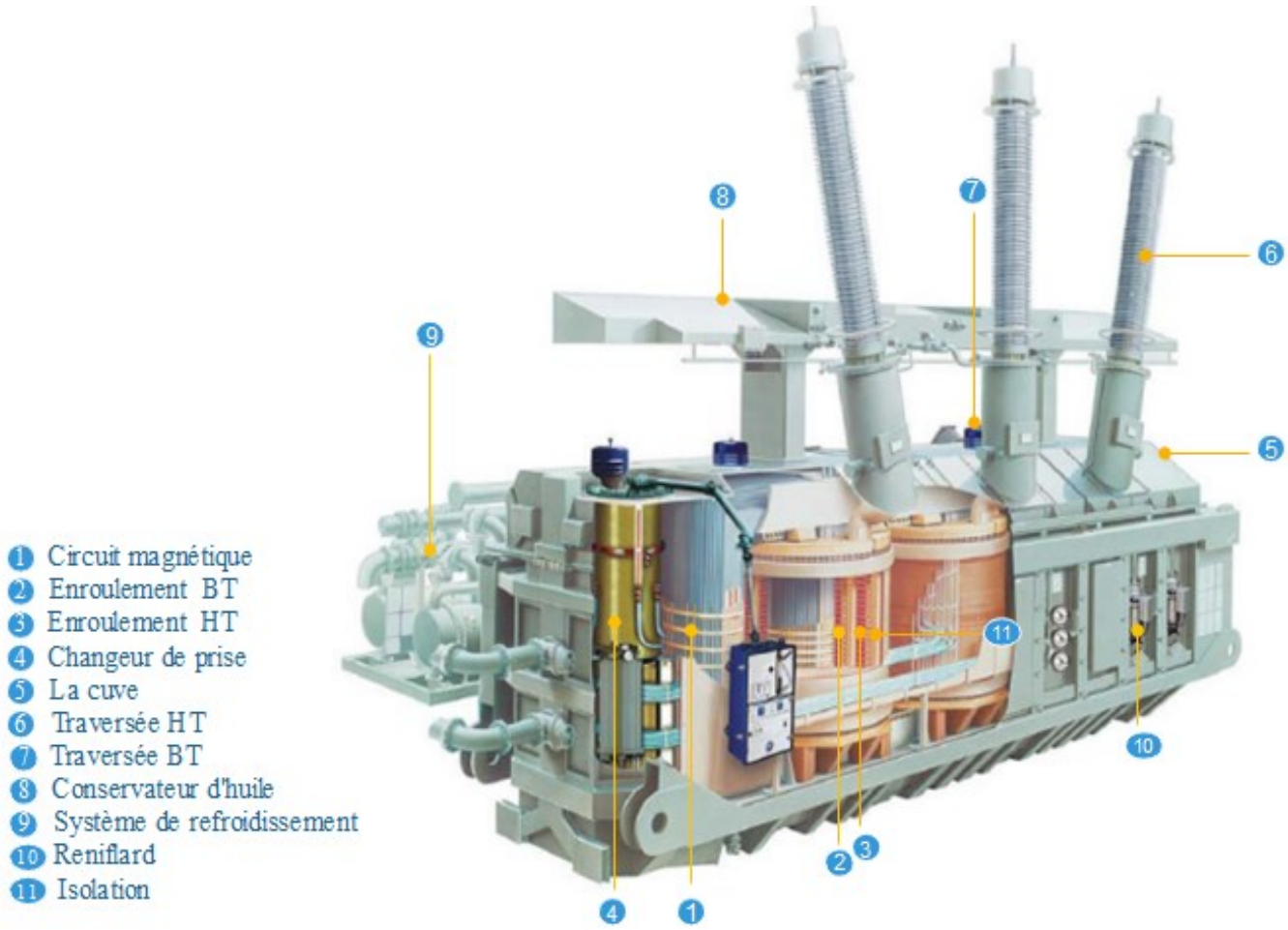


Figure I.2. Principales composantes de transformateur de puissance

I.4.1 Circuit magnétique :

Le circuit magnétique (Figure I.3), qui fournit le chemin magnétique pour canaliser le flux est constitué de tôles d'acier au silicium (Figure I.4) à grains orientés laminées à froid qui sont séparées par un matériau isolant mince. L'acier au silicium spécial assure de faibles pertes par hystérésis, et assurent également une résistance élevée du matériau de base, ce qui se traduit par de faibles courants de Foucault. Afin de réduire les pertes par courants de Foucault, les tôles sont maintenues aussi fines que possible, L'épaisseur des tôles est généralement de l'ordre de 0,27 à 0,35 mm [31,32].



Figure I.3. Découpage des tôles pour la construction du noyau magnétique [32]



Figure I.4. Circuit magnétique triphasé

Deux types de construction des circuits magnétiques de transformateur existent, à savoir, colonnes et cuirassé (Figure I.5). Le type de colonnes est de loin le plus courant pour les transformateurs de puissance. Dans cette type, les enroulements sont enroulés autour du noyau, tandis que dans les transformateurs à cuirassé, le noyau est construit autour des enroulements. Les transformateurs de type cuirassé fournissent un chemin de faible réactance pour le flux magnétique, tandis que le transformateur de type colonne a un flux de fuite élevé et donc une réactance plus élevée [33].

a) **b)**

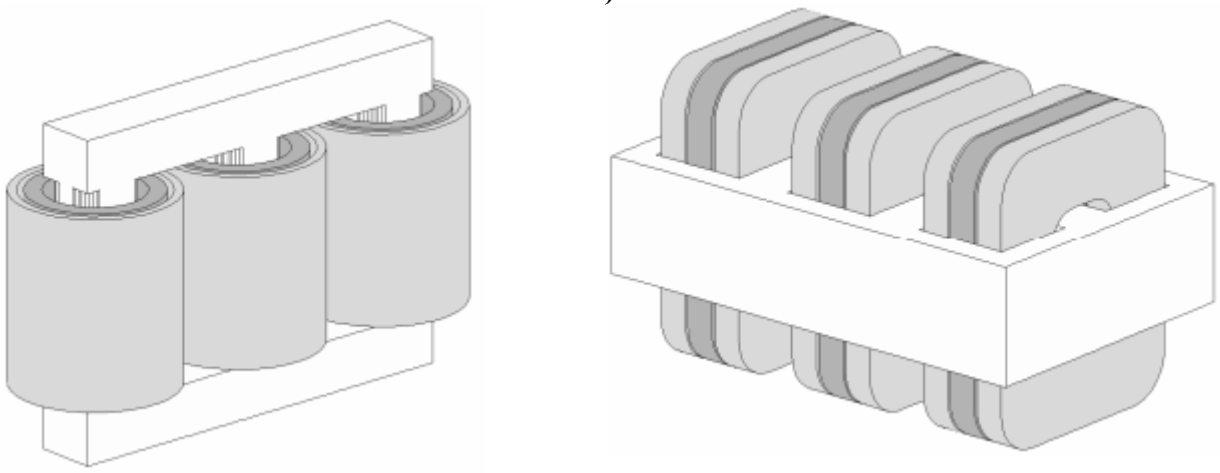


Figure I.5. Circuit magnétique triphasé type : a) colonne b) cuirassé [33]

Dans les petits transformateurs peuvent avoir des noyaux de section rectangulaire ou carrée avec des enroulements rectangulaires ou circulaires, mais dans le cas de transformateurs de puissances, la forme idéale pour la section du noyau est un noyau circulaire graduée forme avec des enroulements cylindriques circulaires, car cela ne signifierait aucun gaspillage d'espace entre le noyau et les enroulements, à l'exception de l'espace occupé par l'isolation entre les tôles [31] , comme illustré à la Figure. I.6.

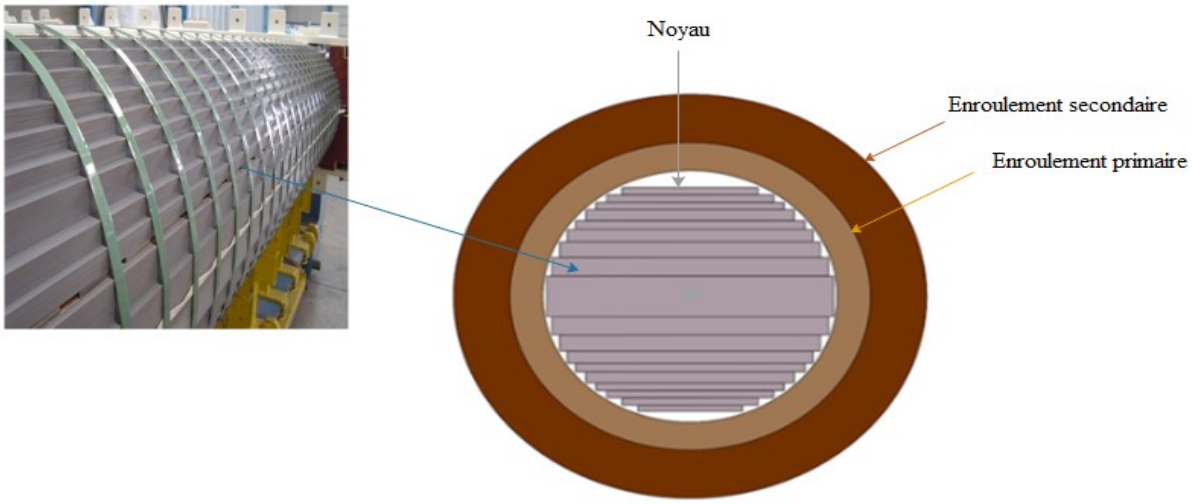


Figure I.6. Coupe du section noyau d'un transformateur

Un tel noyau utilise des tôles de différentes tailles, bien que le coût de fabrication d'un tel noyau cruciforme soit beaucoup plus élevé et, ce qui peut ne pas être économique, mais les enroulements circulaires utilisées sont plus faciles à froid et offrent plus de résistance mécanique, surtout lorsqu'elles sont court-circuit se produit. D'autres avantages de l'utilisation d'un noyau cruciforme sont un facteur d'espace élevé et une longueur moyenne réduite des spires, ce qui réduit la perte de cuivre [31].

Auparavant, les lamelles d'acier étaient maintenues ensemble pour former le noyau à l'aide de boulons isolés qui traversaient les lamelles des colonnes et la culasse. Mais après avoir découvert l'effet des trous de boulons sur le flux à travers les colonnes, les concepteurs se sont dirigés vers l'élimination des boulons centraux en les remplaçant sur les colonnes par des bandes d'acier (avec une rupture isolée) ou de fibre de verre. Cependant, les boulons au-dessus et en dessous ont continué à être installés pour les noyaux, car la résistance structurelle principale du transformateur est fournie par une culasse avec ses cadres en acier robuste. L'acier moderne ayant un degré très élevé d'orientation du grain, les fabricants ont fait de grands efforts pour concevoir des noyaux entièrement sans boulons à travers les colonnes ou les culasse. Sur un grand noyau, cela nécessite un degré élevé de sophistication de conception pour garantir que la résistance structurelle nécessaire n'est pas sacrifiée. Où trois plaques de flitch (tirants) sont utilisées de chaque côté de chaque membre et sont visibles au sommet de chaque membre sous le cadre supérieur. Les bandes d'acier temporaires serrant les branches seront coupées au fur et à mesure que les ensembles d'enroulement seront abaissés sur les branches, Figure I.7. Montre un grand noyau moderne ayant une construction totalement sans boulon. [34]

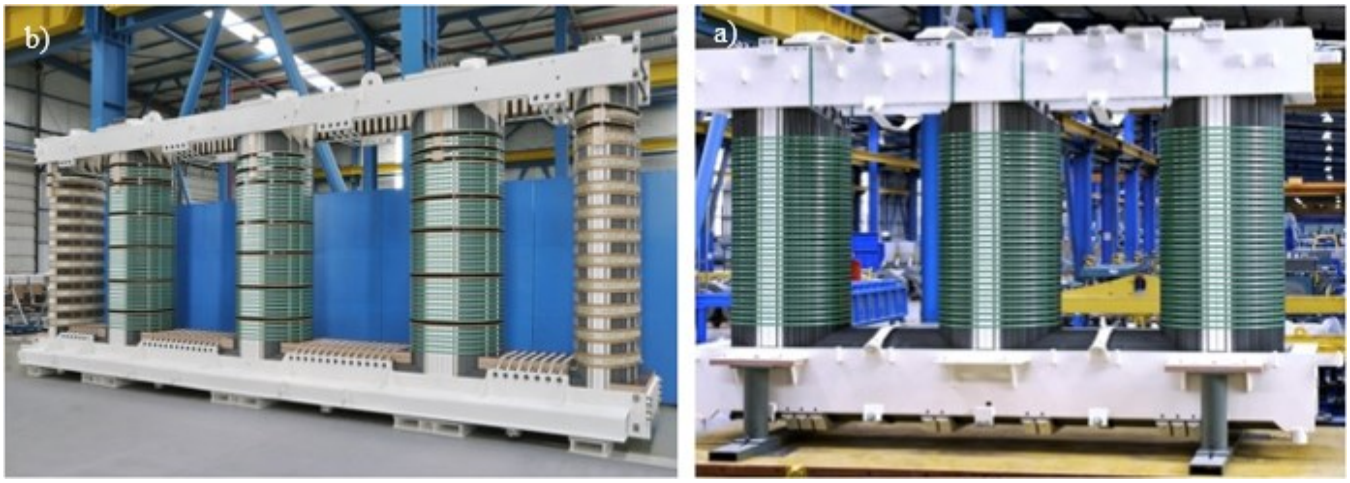


Figure I.7. Circuit magnétique triphasé à : a) trois colonnes b) Cinque colonnes [35]

I.4.2 Enroulement :

Le transformateur porte deux ensembles d'enroulements par phase enroulement primaire et enroulement secondaire. Ces enroulements sont constitués de plusieurs tours de conducteurs en cuivre ou en aluminium, isolés les uns des autres et du noyau du transformateur. Le type et la disposition des enroulements utilisés pour les transformateurs dépendent du courant nominal, de la résistance aux court-circuit, de l'élévation de température, de l'impédance et des surtensions. [36]

Parmi l'enroulement primaire et l'enroulement secondaire, celui qui est conçu pour une tension plus élevée appelé enroulement haute tension (HT) et l'autre est appelé enroulement basse tension (BT). [38]



Figure I.8. Enroulement du transformateur [37]

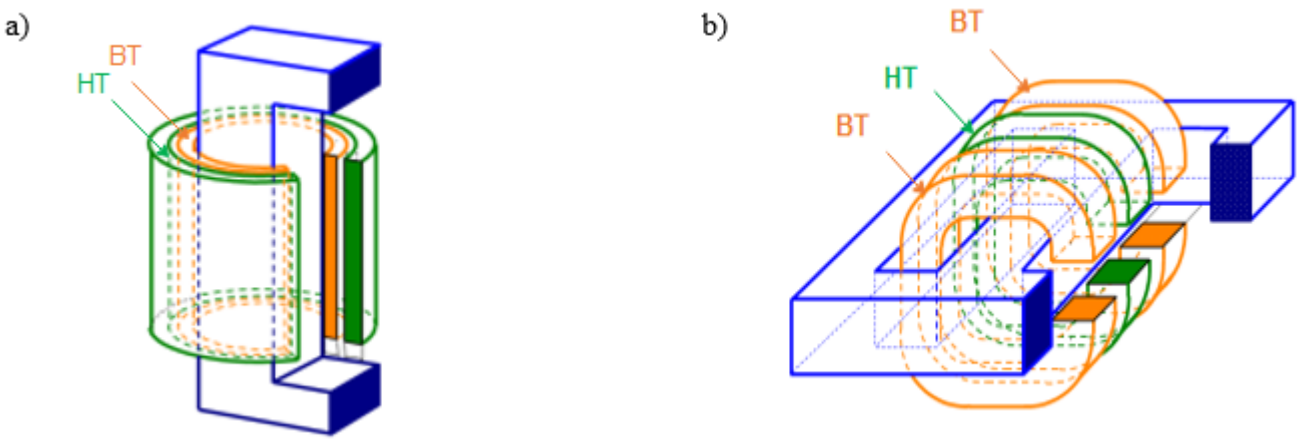


Figure I.9. Schéma de construction d'enroulement monophasé : a) type colonne b) type cuirassé [37]

Les conducteurs de l'enroulement haute tension sont plus fins que les conducteurs basse tension et entourent l'enroulement BT de l'extérieur. L'enroulement BT est placé près du noyau. Dans les transformateurs à cuirassé, l'enroulement est divisé en plusieurs bobines (quelques tours d'un conducteur). L'enroulements HT sont prises en sandwich entre l'enroulements BT (Figure I.9). Alors que dans les transformateurs à colonne, l'enroulement basse tension est rapproché du noyau, l'enroulement haute tension l'entoure. Les enroulements BT et HT sont isolés l'un de l'autre et du noyau lui-même [37]. Tout comme les enroulements sont classés par fonction dans les transformateurs (par exemple BT, HT), ils peuvent également être classés par technologie de fabrication, les plus courantes étant : les enroulements multicouches, les enroulements hélicoïdaux et les enroulements à disque. Le type de fichier est déterminé par le nombre de cycles et la capacité de charge. [31]

I.4.2.1. Enroulements de couches :

L'enroulement en couches, comme illustré à la Figure I.10, est le type d'enroulement cylindrique le plus simple. Il est fabriqué sur des bobineuses à rotation horizontale et est principalement utilisé pour les petites et moyennes transformateurs. Son avantage est sa faible fabrication coût, mais son inconvénient est sa tenue relativement faible capacité aux pics de tension entrants. Cela peut être augmenté en renforçant l'isolation des fils au bord de l'enroulement et en utilisant des colliers de bord. [30]

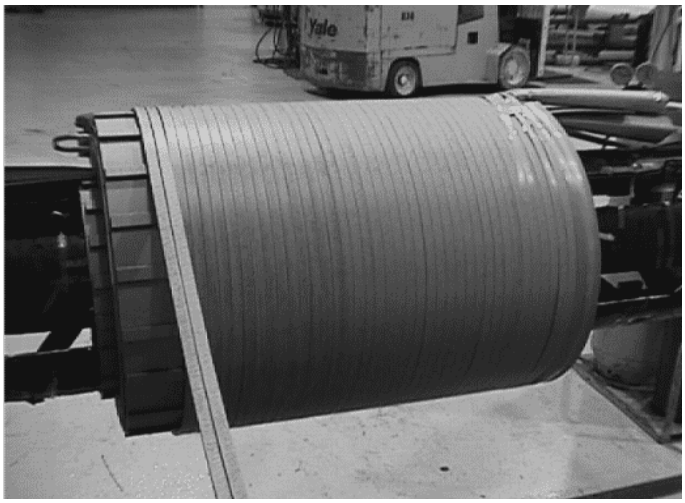


Figure I.10. Enroulement de couche (signal couche avec deux conducteurs enroulés en parallèle) [39]

I.4.2.2. Enroulement hélicoïdal :

Ce type l'enroulement à conducteurs transposés a été développé pour l'enroulements à courants particulièrement élevés et combine les avantages du l'enroulement en couche et en disque. Plusieurs conducteurs sont enroulés en parallèle sous la forme d'une bobine hélicoïdale comme le montre la Figure I.11, les spires d'enroulement individuelles étant maintenues séparées par des entretoises. Ce type d'enroulement est disponible en simple et double couches ; dans ce dernier cas, les conducteurs sont torsadés dans la transition de couche. [30]

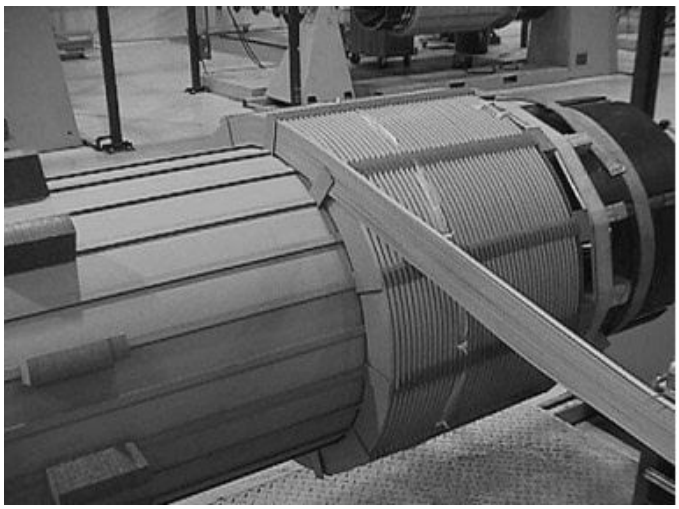


Figure I.11. Enroulement hélicoïdal lors de l'assemblage [40]

I.4.2.3. Enroulement de disque :

L'enroulement de disque (voir Figure I.12) est généralement utilisé à la place d'un enroulement de couche lorsque la bobine a un grand nombre de tours (comme requis pour des tensions plus élevées), car l'enroulement de disque peut mieux résister aux surtensions transitoires en raison de son comportement capacitif amélioré. Pour éviter d'avoir à rattacher les connecteurs entre les disques après chaque bobine, emballez le deuxième disque en stock, puis réemballez-le de sorte qu'aucun joint de soudure ne soit créé. [30]

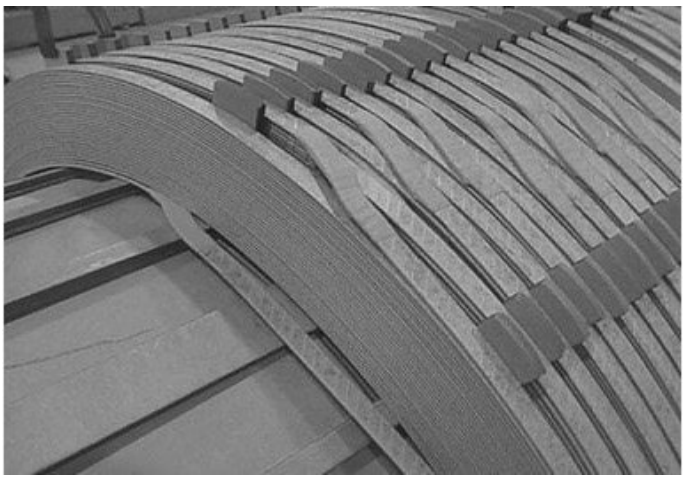


Figure I.12. Enroulement de disque (croisements intérieur et extérieur pendant le processus D'enroulement) [41]

La principale différence entre un enroulement de disque et un enroulement hélicoïdal est que l'enroulement hélicoïdal se compose d'un seul tour de conducteur parallèle par disque tandis que le bobinage de disque se compose de plusieurs tours par disque. Dans la plupart des transformateurs de type noyau évalués au-dessus de 25 kV, les enroulements de type disque sont préférés. Comme les enroulements hélicoïdaux, les enroulements à disque sont également mécaniquement robustes [41].

I.4.2.4. Conducteurs d'enroulement de transformateur :

L'aluminium et le cuivre sont les principaux matériaux utilisés dans la fabrication des enroulements de transformateur. Le cuivre présente une meilleure conductivité et résistance mécanique, tandis que l'aluminium est plus léger et moins cher mais n'a que la moitié de la conductivité du cuivre. Pour les gros transformateurs, les bobinages en cuivre sont la norme (afin de réduire la taille des transformateurs), alors que les petits et moyens transformateurs utilisent généralement des conducteurs en aluminium. En revanche, le cuivre a une très bonne résistance mécanique et une conductivité deux fois supérieure à celle de l'aluminium. Normalement, Les conducteurs rectangulaires sont utilisés dans les transformateurs pour assurer une utilisation maximale de l'espace disponible dans les enroulements du transformateur. En plus de pouvoir utiliser deux ou plusieurs conducteurs parallèles à condition qu'ils s'isolent mutuellement avec une couverture en papier. [42]

Le Tableau I.1 donne une comparaison des caractéristiques générales des conducteurs en cuivre et en aluminium.

Tableau I.1. Comparaison des propriétés générales des conducteurs en cuivre et en aluminium [42]

Propriété physique	Unité	Cuivre (Cu)	Aluminium(Al)
Densité à 20 °C	$Kg.m^3$	8.96	2.698
Conductivité dur demi-dur mou, tendre	$m\Omega.mm^{-2}$ $m\Omega.mm^{-2}$ $m\Omega.mm^{-2}$	55 56 57	33 35 37
Coefficient de température de résistance	$°C^{-1}$	0.00393	0.00377
Coefficient de dilatation linéaire	$°C^{-1}$	16.2×10^{-6}	23.9×10^{-6}
Résistance à la traction (mou/dur)	$N.mm^{-2}$	200/350	70/150
Allongement à la rupture (mou/dur)	%	30/20	22/2
Module d'élasticité	$N.mm^{-2}$	125 000	72 000
Conductivité thermique	$W\ m^{-1}\ °C^{-1}$	338 000	231 000
Chaleur spécifique	$W_s\ Kg^{-1}\ °C^{-1}$	385	920
point de fusion (température de fusion)	°C	1 083	659
Point d'ébullition (température d'ébullition)	°C	2 300	2 270
Chaleur spécifique de fusion	$W_s\ Kg^{-1}$	209 000	355 000
Potentiel électrochimique	V	$+0.35$	-1.28

I.4.2.5. Transposition des enroulements :

Les conducteurs transposés, comme le montre la Figure I.13, où plusieurs conducteurs parallèles sont utilisés, les conducteurs parallèles sont continuellement transposés afin réduire les pertes par courants de Foucault et ont largement remplacé l'enroulement dit torsadé, qui est une forme spéciale d'enroulement monocouche contenant plusieurs conducteurs parallèles torsadés à intervalles. Aujourd'hui, l'enroulement torsadé n'est généralement utilisé que dans les petits transformateurs ou dans les enroulements à courant élevé, où la géométrie ou le prix interdit l'utilisation de conducteurs transposés. [30]



Figure I.13. Conducator transposé en continu

I.4.3. Isolation :

L'isolation est la partie la plus importante des transformateurs de puissance. Étant donné que différentes parties du transformateur fonctionnent à différents niveaux de tension, il est nécessaire d'avoir une isolation suffisante entre les parties pour éviter les pannes électriques. Par exemple, une isolation est nécessaire entre les enroulements et le noyau, entre les enroulements, entre chaque tour de l'enroulement et entre toutes les pièces conductrices de courant et le réservoir. Les isolants doivent avoir une résistance diélectrique élevée, de bonnes propriétés mécaniques et une résistance aux hautes températures. [43]

I.4.3. 1. Matériaux d'isolation utilisés dans les transformateurs :

L'isolation du transformateur de puissance peut être divisée en deux parties : l'isolation solide et l'isolation à l'huile. L'isolation solide est généralement constituée de papier électrique, de carton comprimé de différentes formes et de bois isolé. L'huile couramment utilisée est l'huile minérale.

a. Huile minérale isolante :

L'huile d'isolation minérale est l'un des matériaux isolants les plus importants utilisés dans les transformateurs. Il agit comme un tampon isolant et refroidissant pour les bobines et le noyau du transformateur, en plus, il protège les parties conductrices de la corrosion. L'huile isolante est composée d'hydrocarbures qui offrent une rigidité diélectrique élevée et la capacité de résister à diverses températures de fonctionnement [44]. Au fil du temps, l'huile se dégrade et sa rigidité diélectrique diminue en raison de l'absorption d'humidité et d'oxygène. Ces contaminants entraînent également la détérioration du papier isolant, de sorte que cette huile doit être contrôlée périodiquement pour être un isolant puissant. [45]

L'huile de transformateur aide également à identifier les défauts des pièces conductrices qui y sont immergées. Pour détecter ces défauts, un relais Buchholz est utilisé dans les transformateurs immergés dans l'huile. Pour plus d'informations, les propriétés typiques de l'huile de transformateur peuvent être trouvées dans l'annexe I.

b. Papier de qualité électrique ou Papier kraft :

Il existe quelques types de papier qui peuvent être utilisés comme isolant solide pour transformateur, tels que le papier kraft, le papier de coton, le papier crêpé, etc. [46]. Le type le plus courant est le papier Kraft en raison de sa caractéristique d'imprégnation d'huile exceptionnelle, de sa grande disponibilité, de son faible coût, de ses excellentes propriétés électriques et mécaniques [47,48]. Un papier Kraft est



Figure I.14. Utilisation Papier kraft dans Enroulements

majoritairement composé de cellulose (75% - 85%), suivi par l'hémicellulose (10% - 20%), la lignine (2% - 6%) et quelques inorganiques (< 0,5%). [47]

c. Carton pressé :

Le carton comprimé ou bien pressé est un matériau utilisé dans les transformateurs pour résister aux champs électriques élevés. Il est disponible sous une forme pré-comprimée, qui fournit le support mécanique nécessaire au système d'isolation. Les matériaux les plus couramment utilisés pour le carton comprimé sont le bois kraft plus lourd, la pâte de coton ou une combinaison des deux. En règle générale, le carton comprimé à usage électrique a une épaisseur allant jusqu'à 8 mm, avec une épaisseur préférée de 2 à 3 mm pour les enroulements inter-enroulements et de 4,5 à 6 mm pour les bandes, Elle est utilisée dans les transformateurs de puissance sous plusieurs formes, comme illustré à la Figure.I.15. [49]

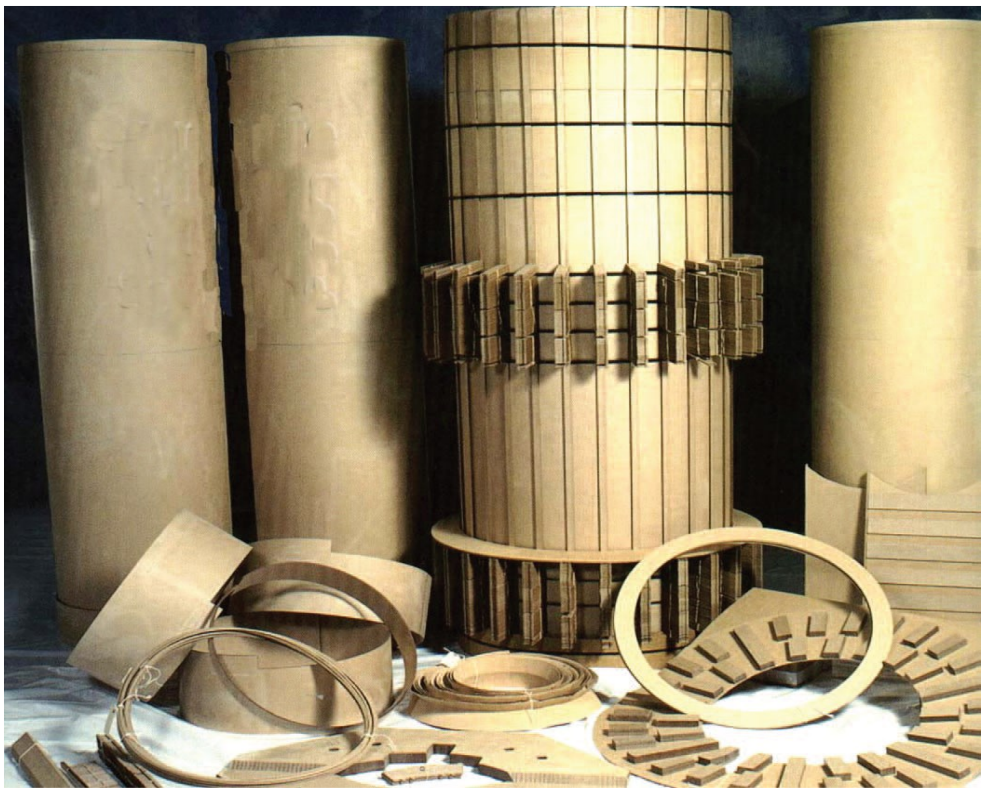


Figure I.15. Les différentes formes de cartons pressé utilisée dans transformateurs [50]

d. Bois :

Le bois lamellé compressé est utilisé dans les transformateurs à diverses fins. Ils sont essentiellement du contreplaqué fabriqué à partir de placage de bois. Le bois lamellé est fabriqué en coupant du bouleau fin en placages, puis en gommant, en empilant et en pressant à chaud après séchage. Il a une très bonne résistance diélectrique, une excellente absorption d'huile, une faible densité, une résistance mécanique élevée et une grande durabilité. [51]

e. Rubans isolants :

Les rubans de coton, les rubans de coton newar, le ruban tissé de verre, le ruban de térylène tissé et les rubans de verre sans trame imprégnés de résine de polyester sont utilisés dans les transformateurs pour

bander les noyaux de transformateur, les boulons et d'autres pièces qui nécessitent une résistance diélectrique plus élevée. [52]

I.4.4. La cuve :

La cuve du transformateur est constituée de tôles d'aluminium ou d'acier amagnétique emballées dans des emballages pour résister aux forces agissant lors du transport du transformateur, elle est équipée de crochets de levage et de tubes de refroidissement. Le rôle de la cuve du transformateur est de protéger le noyau et les enroulements de l'environnement extérieur, de servir de réservoir pour l'huile et de support pour tous les autres accessoires du transformateur, et de conserver à l'intérieur de la cuve la majeure partie du courant de fuite produit dans les enroulements. [53]

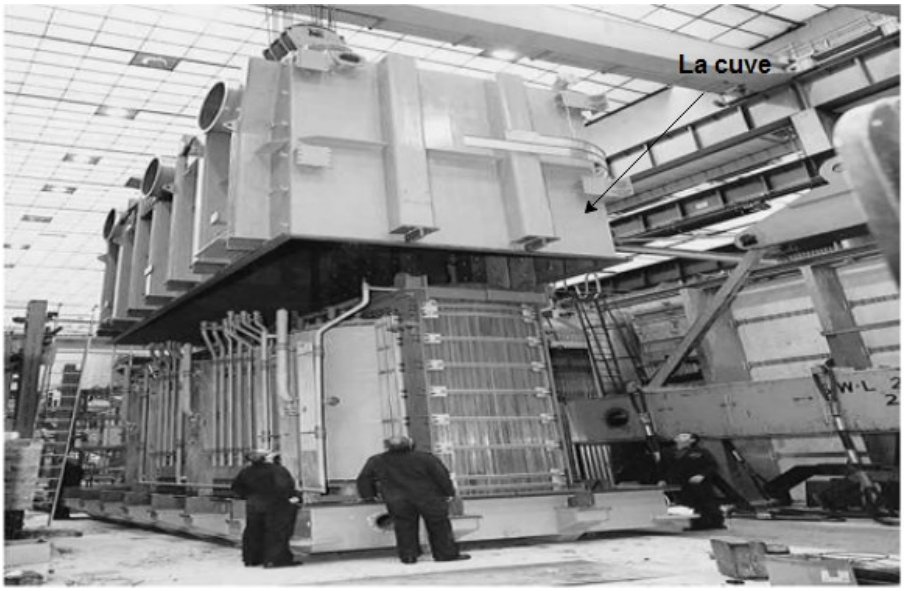


Figure I.16. La cuve d'un transformateur de puissance [34]

Le cuve a une couvercle amovible, boulonné ou soudé avec des joints en caoutchouc synthétique pour l'étanchéité et les fuites d'huile, ainsi qu'une inclinaison d'au moins $\mathbf{1°}$ pour l'évacuation de l'eau. De plus, pour résister aux conditions extérieures, les cuves sont revêtues d'une peinture résistant à la corrosion. Aussi les réservoirs doivent être munis de vannes de remplissage et de vidange de l'huile, ainsi que d'une vanne de prélèvement d'échantillons d'huile pour analyse qui est généralement située à environ $\mathbf{1}\,\boldsymbol{m}$ au-dessus du fond cuve afin d'obtenir un échantillon le plus représentatif possible.[34]

I.4.5. Traversée isolée :

Les traversées sont utilisées pour sortir les bornes d'enroulement à l'extérieur du cuve avec une isolation électrique pour connecter le transformateur au système d'alimentation [54]. Les traversées permettent aux conducteurs des deux enroulements d'être isolés électriquement et fournissent une résistance d'isolation pour résister à des surtensions plus élevées. En interne, la traversée du transformateur est construite via des couches de papier Kraft imprégnées d'huile pour égaliser la distribution de tension.

Extérieurement, les doublures sont en porcelaine à chevrons. Étant donné que les traversées sont exposées à l'atmosphère, les parties extérieures de la traversée sont conçues pour résister à l'humidité, à la poussière et à la saleté. [55]

Un transformateur de puissance triphasé comporte généralement six à sept traversées, trois pour le côté basse tension et trois pour le côté haute tension (Figure I.17), et une traversée neutre pour la bobine connectée au réseau [45]. Les traversées haute tension sont complexes et leur défaillance peut provoquer l'explosion des transformateurs, c'est pourquoi elles sont conçues pour résister à de très hautes tensions en utilisant un petit espace rempli de papier et d'huile entre la traversée et la cuve du transformateur. [54]



Figure I.17. Traversée haute tension [54]

I.4.6. Changeur de prises:

Lorsque la charge sur le réseau électrique augmente, la tension diminue et inversement. Pour maintenir la tension du réseau à un niveau constant, les transformateurs de puissance sont généralement équipés d'un changeur de prises (Figure I.18). Les prises sont des fils ou des connexions réalisées à divers points de la bobine haute tension. Le rapport des spires varie d'un clic à l'autre et donc différentes tensions peuvent être obtenues à chaque clic. Le changeur de prise modifie le rapport de tours du transformateur en un nombre prédéterminé d'étapes et modifie ainsi la tension du côté secondaire. Chaque étape représente généralement une variation de la tension à vide du côté BT d'environ 0,5 à 1,7 %. [56]



Figure I.18. Changeur de prises [59]

Il existe deux principaux types de changeurs de prises : les changeurs de prises à vide (CPav), ce type simple modifie la tension lorsque le transformateur n'est pas chargé, et les changeurs de prises en charge (CPeC), ce type est plus complexe et fonctionne lorsque le transformateur en charge [57]. Il convient de noter que les changeurs de prises, en particulier les (CPeC), contribuent à un taux de défaillance accru des transformateurs, principalement en raison de l'usure des contacts mobiles au fil des ans (points chauds, mécanismes de vieillissement). [58]

I.4.7. Conservateur d'huile :

Le conservateur d'huile est installé au-dessus des transformateurs et est situé bien au-dessus du réservoir et des traversées. Normalement, un vessie caoutchouc sont présents dans certains conservateurs d'huile. L'huile de transformateur se dilate et se contracte avec une augmentation et une diminution de la température, Le conservateur d'huile offre suffisamment d'espace pour la dilatation de l'huile. Le conservateur est équipé d'un indicateur de niveau d'huile, afin d'indiquer la nécessité d'ajouter ou de retirer de l'huile de transformateur pour maintenir le niveau d'huile approprié. Il est également équipé de vannes d'aération utilisées pour évacuer l'air du système lors du remplissage de l'unité avec de l'huile. [60]



Figure I.19. Conservateur d'huile

I.4.8. Le Reniflard :

Le reniflard en gel de silice est un accessoire important d'un transformateur de puissance. Le reniflard tel qu'illustré à la Figure.I.20 est relié à un conservateur du transformateur par l'intermédiaire d'un tuyau respiratoire. Le gel de silice dans le reniflard est utilisé pour filtrer l'air de l'humidité, qui peut pénétrer dans le transformateur en raison du changement de volume d'huile. [61]

Le reniflard contient un gel de silice hydrophile (attiré par l'eau) ou en forme de perle. Dans l'industrie du transformateur, le gel de silice est l'agent de séchage préféré bien que d'autres options soient disponibles.

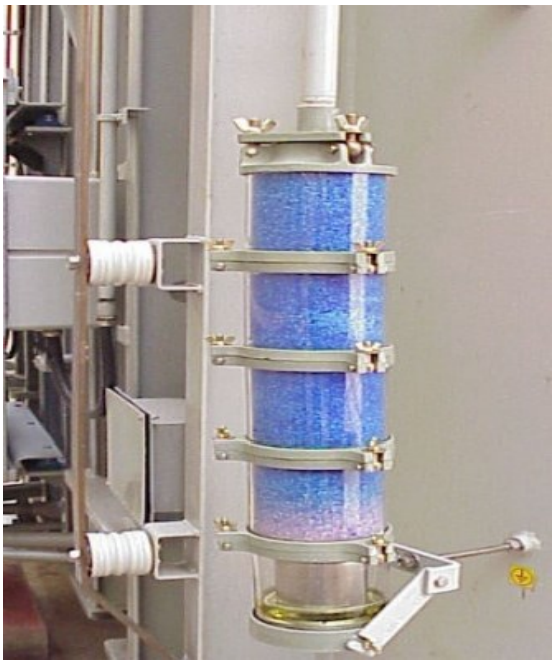


Figure I.20. Reniflard de gel de silice [60]

L'humidité à l'intérieur de l'air est absorbée par le gel de silice lorsqu'il passe à travers le reniflard. Le gel de silice peut absorber environ 20% de son poids d'humidité avant qu'il ne devienne saturé, heureusement, il est

très facile de savoir quand le gel de silice doit être remplacé ou régénéré. À mesure que le gel de silice devient saturé, il changera de couleur, commençant par le bas et se propagera vers le haut. Les couleurs typiques utilisées aujourd'hui sont des changements d'orange (sec) en clair (saturé). Un reniflard est attaché à l'extrémité du tuyau d'air de telle sorte que l'air entre et sort du conservateur à travers elle. [62]

I.4.9. Évent d'explosion :

Les défauts internes grave au transformateur provoquent une vaporisation immédiate de l'huile, entraînant une montée très rapide de la pression gazeuse.Ces défauts élèvent la pression interne du transformateur à des niveaux dangereux qui, si cette pression n'est pas relâchée dans un court laps de temps, peuvent entraîner une explosion du transformateur. L'évent de souffle fournit une libération immédiate d'une telle pression dangereuse et protège le transformateur dans de telles conditions.[63]

I.4.10. Radiateurs et ventilateurs :

Le radiateur est une série de tubes elliptiques ou un groupe de fines plaques d'acier creuses soudées dans les têtes supérieure et inférieure fixées sur la paroi du la cuve (Figure.I.21) , qui sont utilisées dans le transformateur de puissance pour refroidir l'huile du transformateur et également pour réduire la température de l'enroulement sous charge conditions par l'air naturel ou l'air forcé des ventilateurs. Dans le cas de très gros transformateurs, les radiateurs amovibles fixées aux parois du réservoir n'offrent pas une surface de refroidissement adéquate. Dans de tels cas, des radiateurs autoportants séparés sont fournis qui sont connectés au transformateur principal par de grands tubes détachables.[31]



Figure I.21. Radiateurs et ventilateurs de refroidissement

Lorsque le transformateur est en état de charge, la chaleur générée dans le noyau et l'enroulement est transmise à l'huile du transformateur, cette chaleur est dissipée par la circulation continue de l'huile dans la paroi du radiateur à travers les vannes supérieure et inférieure. pour encore accéléré l'opération de refroidissement par air forcé fourni au moyen de ventilateurs. Ces ventilateurs sont montés soit sur le radiateur lui-même, soit à proximité du radiateur, mais tous les ventilateurs doivent être orientés vers le radiateur. Parfois, la vitesse de refroidissement de la circulation convective de l'huile n'est pas suffisante. À ce moment-là, une pompe à huile peut être utilisée pour accélérer la circulation de l'huile.

I.4.11. Équipements de Protection :

L'équipement de protection pour les transformateurs de puissance comprend divers dispositifs et systèmes conçus pour protéger les transformateurs contre les défauts potentiels, les distorsions et les risques opérationnels. Il détecte les défauts et les conditions de fonctionnement dangereuses, fournit des alertes précoces et prend des mesures préventives, garantissant un fonctionnement sûr et fiable des transformateurs. L'équipement de protection comprend les éléments communs :

I.4.11.1. Relais de Buchholz :

Le relais Buchholz (Figure I.22), est un relais à gaz installé dans les transformateurs à huile de plus de 750 kVA pour protéger contre plusieurs types de défauts. Il porte le nom de son inventeur M. Max Buchholz (1875-1956) en 1921, le relais est utilisé pour déclencher une alarme en cas de défauts dans le transformateur (à développement lent) tels que les défauts imbriqués, les court-circuit, les défauts à la terre, les surchauffe, fuite d'huile, etc. Il détecte ces défauts et coupe la puissance d'entrée du transformateur, afin d'éviter des pannes plus importants. Il est généralement installé dans le tube qui relie la visière au réservoir principal, le tube est généralement incliné de 5 degrés par rapport à l'horizontale pour permettre à l'huile de s'écouler facilement. [64]

Le principe de fonctionnement principal du relais Buchholz est basé sur la génération de gaz à l'intérieur du réservoir d'huile du transformateur, les défauts se produisant à l'intérieur du transformateur rempli d'huile génèrent suffisamment de chaleur pour décomposer l'huile isolante. La fracturation du pétrole produit des gaz tels que l'hydrogène (H2), le monoxyde de carbone, le méthane, etc. Ces gaz se dirigent progressivement vers le portefeuille à travers le tube conducteur, mais une partie d'entre eux reste piégée à l'intérieur du relais Buchholz. Les gaz piégés déplacent l'huile à l'intérieur du relais. D'où le niveau d'huile qu'il contient, il envoie un signal aux circuits de déclenchement et d'alarme et les active. Ensuite, le disjoncteur déconnecte le transformateur de la source d'alimentation, Comme le montre la Figure.I.23. [65]



Figure I.22. Relais Buchholz [66]

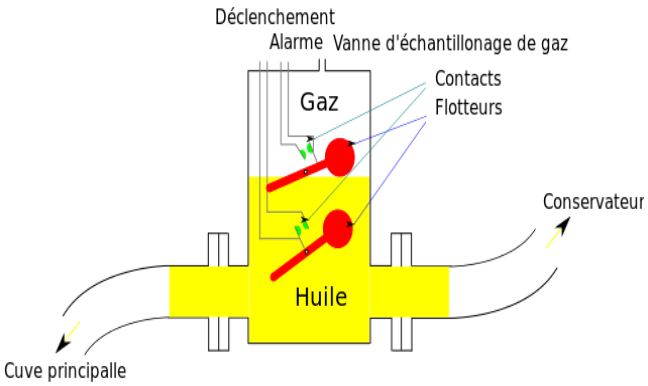


Figure I.23. Principe de fonctionnement du Relais Buchholz

I.4.11.2. Relais de pression :

Le relais de pression protège le réservoir d'huile d'un transformateur contre les brusques coups de bélier provoqués par des défauts. Il détecte une pression excessive, déclenchant un mécanisme qui protège contre les conséquences catastrophiques comme la rupture du réservoir, les dommages à l'équipement ou un incendie. Pour soulager la pression, un dispositif de soulagement avec un disque frangible est couramment utilisé, comme le montre la Figure.I.24. Ce disque éclate lors d'une surpression, permettant une décharge rapide de l'huile, empêchant ainsi la rupture du réservoir et l'incendie. Cet appareil peut se relier à des unités de contact, signalant aux disjoncteurs d'arrêter le transformateur. Cependant, l'exposition à l'huile après la rupture du disque constitue un problème résolu par une soupape de surpression. Cette vanne s'ouvre en cas d'excès de pression, libérant rapidement l'huile et se fermant une fois la pression normalisée. In fine, la soupape de surpression limite les surpressions, préservant ainsi la sécurité du transformateur. [60]



Figure I.24. Relais de pression

I.4.11.3. Le Relais de DMCR :

Le DMCR (relais de détection, de mesure et de contrôle) constitue un dispositif de protection essentiel dans les transformateurs immergés dans l'huile. Ce relais surveille et gère en permanence les paramètres critiques de l'huile tels que la pression, la température, le niveau d'huile et la détection de gaz. Il comporte un réservoir transparent permettant une vue complète du fluide diélectrique et un aimant en forme d'anneau protégeant le commutateur Reed des champs magnétiques externes.

L'installation du DMCR s'effectue généralement au sommet du réservoir du transformateur, abritant deux flotteurs pour la détection du niveau d'huile et des gaz : un petit flotteur supérieur et un flotteur inférieur primaire. De plus, il intègre un thermomètre, deux thermostats réglables pour la surveillance de la température et des pressostats réglables pour la surveillance de la pression sur le réservoir du transformateur.

Concernant la détection de défauts, le relais DMCR fonctionne dans un état normal avec les deux flotteurs en haut. Les défauts, tels que les court-circuit ou les surcharges, affectant le transformateur, augmentent la température de l'huile et provoquent une



Figure I.25. Relais DMCR

accumulation de gaz dans le réservoir, affectant le relais DMCR. Tout écart dans les paramètres de l'huile déclenche une détection de défaut. [67]

I.4.11.4. Thermomètre d'enroulement :

Le thermomètre d'enroulement d'un transformateur de puissance (Figure I.26) fonctionne en mesurant en permanence la température de l'enroulement pour maintenir des conditions de fonctionnement sûres. Le dispositif de thermomètre à enroulement contient des capteurs ou des sondes de température stratégiquement placés à l'intérieur ou à proximité des enroulements du transformateur. Ces systèmes fixent des seuils de température sûrs, déclenchant des alarmes ou des mesures de protection si les températures dépassent ces limites en raison de surcharges ou de défauts. L'appareil fournit des données en temps réel, permettant des actions rapides pour éviter une surchauffe, des dommages à l'isolation ou des pannes potentielles. Il garantit que le transformateur fonctionne dans la plage de température pour laquelle il est conçu pour des performances optimales et une longue durée de vie. [68]



Figure I.26. Thermomètre d'enroulement

I.5. Systèmes de Refroidissement des Transformateurs :

Le système de refroidissement est un élément crucial des transformateurs. Les pertes de puissance dans les transformateurs génèrent de la chaleur, ce qui augmente la température du noyau et des enroulements, entraînant finalement une augmentation de la température du matériau isolant. Le chauffage continu de ces composants sans système de refroidissement peut provoquer des dommages ou des pannes. Le système de refroidissement d'un transformateur est composé de ventilateurs, de radiateurs et de tubes de refroidissement. Diverses méthodes sont employées pour refroidir les transformateurs, comme suit :

I.5.1. Refroidissement des transformateurs immergés dans l'huile :

a) Refroidisseur De Transformateur : Huile Naturelle / Air Naturel

Les refroidisseurs de transformateur de type Huile Naturelle / Air Naturel (Oil Natural / Air Natural (ONAN) en anglais) c'est le plus simple système de refroidissement du transformateur, se servent de l'air ambiant en convection naturelle (sans ventilateur) afin d'assurer le refroidissement de l'huile diélectrique contenu dans les transformateurs. La circulation de l'huile dans l'échangeur ONAN s'effectue elle aussi en convection naturelle (par thermosiphon). Les radiateurs à panneaux ONAN sont souvent utilisés lorsque les puissances de refroidissement sont peu élevées. [69]

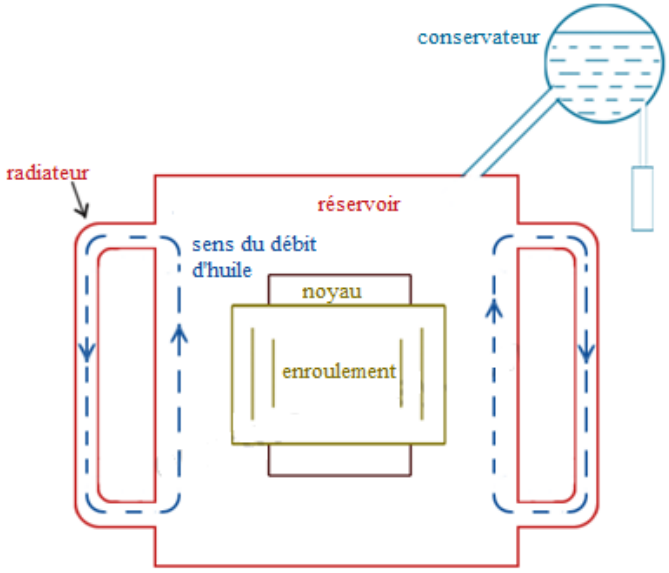


Figure I.27. Refroidissement de transformateur par Huile Naturelle / Air Naturel

b) Refroidisseur De Transformateur : Huile Naturelle/ Air Forcé

Les refroidisseurs de transformateur de type Huile Naturelle/ Air Forcé (en anglais : Oil Natural / Air Forced (ONAF)), Les ventilateurs sont utilisés pour souffler de l'air sur les radiateurs, ce qui permet d'augmenter considérablement le coefficient de transfert de chaleur. Dans les transformateurs ONAF, l'huile circule à l'intérieur de la cuve du transformateur de la même manière que dans les transformateurs ONAN. La seule différence, cependant, est que des ventilateurs supplémentaires sont utilisés pour pousser l'air sur la surface de refroidissement afin d'améliorer le refroidissement. [69]

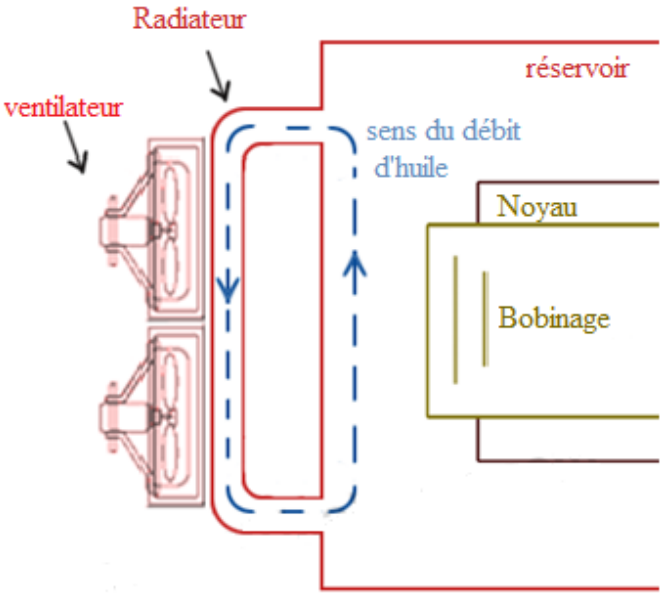


Figure I.28. Refroidissement de transformateur par Huile naturelle / Air forcé

c) Refroidisseur De Transformateur : Huile Forcée / Air Forcé

Dans les refroidisseurs de transformateur des types ONAN et ONAF, le débit d'huile à l'intérieur du transformateur est régi par des facteurs naturels. Pour améliorer la circulation et le taux de transfert de chaleur, une pompe externe est utilisée dans les transformateurs à haute puissance. La pompe fait circuler l'huile en continu entre les radiateurs et le réservoir. Ces ventilateurs peuvent être montés indépendamment du réservoir du transformateur et reliés par des tuyaux en haut et en bas, comme indiqué sur Figure.I.29. Cette méthode de refroidissement est utilisée pour les transformateurs de plus grande puissance que l'on trouve dans les centrales électriques ou les sous-stations. [69,70]

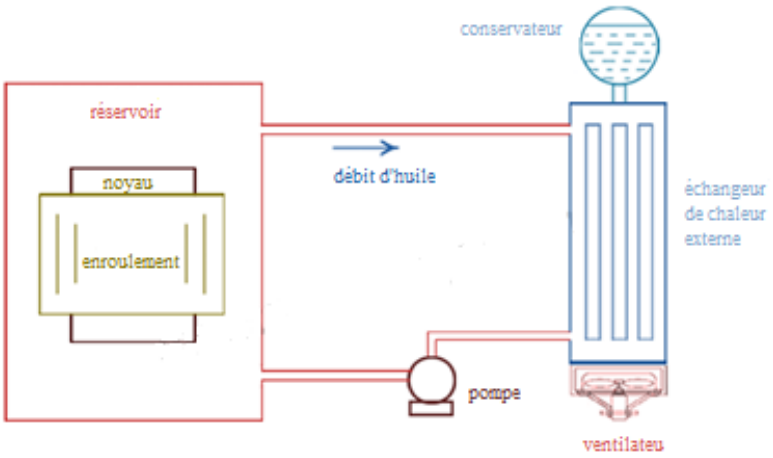


Figure I.29. Refroidissement de transformateur par Huile Forcée / Air Forcé

d) Refroidisseur De Transformateur : Huile Forcée / Eau Forcée

Cette méthode est similaire à la méthode OFAF, mais ici le débit d'eau forcé est utilisé pour dissiper le bruit des échangeurs de chaleur. L'huile est forcée de s'écouler à travers l'échangeur de chaleur à l'aide d'une pompe, où la chaleur est dissipée dans l'eau qui est également forcée de s'écouler. L'eau chauffée est évacuée pour se refroidir dans des refroidisseurs séparés (Figure I.30). Ce type de méthode de refroidissement du transformateur est de loin préféré dans les centrales hydroélectriques où une quantité suffisante de disponible est toujours disponible. [69,70]

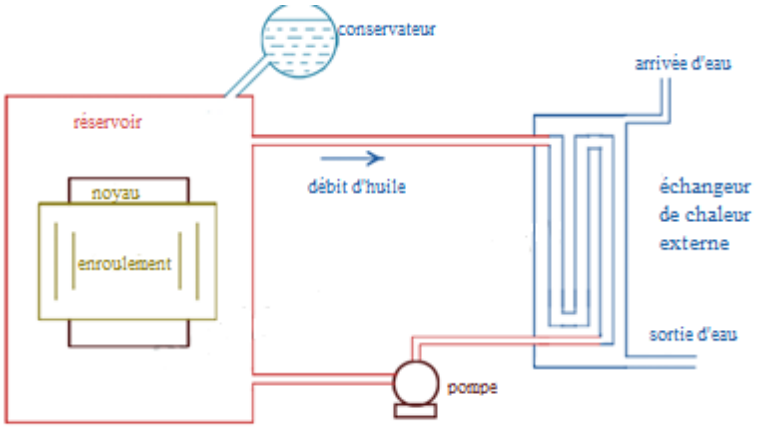


Figure.I.30. Refroidissement de transformateur par Huile Forcée / Eau Forcée

I.5.2 Refroidissement des transformateurs de type sec :

Les transformateurs de type sec ne peuvent utiliser aucune des méthodes de refroidissement de transformateur mentionnées ci-dessus car ils ne contiennent pas d'huile. Au lieu de cela, ces transformateurs reposent sur le refroidissement naturel par l'air ambiant. Si les transformateurs de type sec sont installés dans des armoires, une ventilation appropriée est prévue pour assurer une circulation d'air suffisante. Le refroidissement des transformateurs de type sec utilise les deux méthodes suivantes : [70]

• **Refroidissement par air naturel (AN)** : Refroidi par l'air ambiant. Transfert de chaleur par convection naturelle.

• **Refroidissement par air forcé (AF)** : Circulation forcée du sir à l'aide de ventilateurs et de soufflantes.

I.6. Classification du transformateur de puissance selon l'utilisations :

Selon l'application, les transformateurs de puissance peuvent être divisés en plusieurs sous-groupes :

- ✓ **Transformateurs élévateurs de tension :** Il est utilisé pour connecter la centrale électrique et le réseau de transmission. Il convertit la tension du niveau de tension du générateur au niveau de tension de transmission approprié. [29]
- ✓ **Transformateurs d'interconnexion :** Ils sont utilisés pour connecter des systèmes à courant alternatif avec différents niveaux de tension afin que la puissance active et réactive puisse être échangée entre eux. Son but est de convertir la tension du niveau de tension de transmission à un niveau de distribution approprié. [29]
- ✓ **Transformateurs abaisseurs :** Les transformateurs abaisseurs sont utilisés pour convertir la tension d'un niveau de tension de transmission à un niveau de distribution approprié. [29]
- ✓ **Transformateur déphaseur :** Leur but est de contrôler le flux d'énergie entre des lignes électriques ou des câbles parallèles ; ou entre les deux systèmes d'alimentation indépendants. [71]
- ✓ **Transformateur courant continu haute tension (CCHT) :** Il est utilisé pour transmettre de grandes quantités d'électricité sur de longues distances sous terre ou sous l'eau et pour connecter des systèmes à courant alternatif de différentes fréquences, ou pour connecter des systèmes asynchrones en raison de la réduction des pertes de puissance pendant la transmission. [72]
- ✓ **Transformateurs d'application industrielle :** Les transformateurs d'application industrielle sont utilisés dans les installations industrielles pour alimenter des objets à forte consommation d'énergie tels que des redresseurs pour gros variateurs, fours de fusion de ferraille, électrolyse, électrolyse chimique, fours à arc DC, fours de graphitisation, sous-stations de traction, raffinage du cuivre, etc. [73]

- ✓ **Transformateurs de traction :** Les transformateurs de traction sont utilisés pour alimenter le système de traction (chemins de fer) et les véhicules (locomotives). [29]
- ✓ **Les transformateurs mobiles :** Les transformateurs mobiles sont utilisés lorsqu'il est nécessaire d'exploiter temporairement un site particulier, comme une panne du système, la maintenance du système, des catastrophes naturelles, etc. Pour restaurer le système ou effectuer des travaux de maintenance. [29]

I.7. Age du transformateur :

La durée de vie des transformateurs de puissance peut varier en fonction de plusieurs facteurs, notamment les conditions de fonctionnement, la qualité des matériaux de construction, les pratiques d'entretien régulières et l'environnement. Ces facteurs affectent principalement le système d'isolation, composé de papier et d'huile. Au fil du temps, l'oxydation, l'acidité, l'humidité et les températures élevées peuvent entraîner une détérioration de l'isolation, réduisant ainsi la durée de vie du transformateur. Les fabricants fixent généralement la durée de vie prévue des transformateurs de puissance entre 25 et 40 ans, bien que certains puissent durer plus longtemps s'ils fonctionnent dans des conditions normales et bénéficient d'un entretien et d'inspections réguliers. [74]

I.8. Conclusion :

Dans ce chapitre, les principaux éléments de construction d'un transformateur de puissance sont détaillés, ainsi que leur rôle et leur importance, et également expliqués les différents systèmes de refroidissement adoptés dans les transformateurs immergés et secs. À la fin du chapitre, les types de transformateurs de puissance et leurs utilisations ont été présentés.

Après avoir donné un aperçu des transformateurs de puissance dans ce chapitre, les types de défauts et les méthodes de diagnostic seront abordés dans le chapitre suivant.

Chapitre II :

Défauts et méthodes de diagnostic dans les transformateurs de puissance

II.1. Introduction :

Les transformateurs de puissance sont la partie centrale des sous-stations et jouent un rôle très important dans le système électrique. Bien qu'ils soient l'un des composants les plus fiables du réseau électrique, ils sont également sujets aux pannes en raison de nombreux facteurs internes et externes [75].

Comme on le sait, les transformateurs de puissance sont continuellement soumis à l'influence des contraintes électriques, mécaniques, chimiques et thermiques qui se produisent pendant leur fonctionnement, et sont principalement responsables de la détérioration rapide de l'état du transformateur si ces contraintes dépassent des niveaux critiques au-dessus des conditions de fonctionnement de conception telles que surcharge et surtension [76], celles-ci entraînent des défauts initiaux tels que décharges partielles, arcs électriques, pyrolyse et claquage d'isolement qui provoquent un vieillissement plus rapide du transformateur. Par conséquent, La surveillance de l'état des transformateurs de puissance est devenue une tâche nécessaire pour s'assurer qu'ils fonctionnent efficacement, prolonger leur durée de vie et réduire les coûts de maintenance.

Le diagnostic des défauts des transformateurs de puissance est un aspect important pour garantir leur bon fonctionnement et maintenir une alimentation électrique stable. Par conséquent, de nombreuses techniques de diagnostic sont utilisées pour les défauts des transformateurs de puissance, mais le choix de la technique de diagnostic dépend du type de transformateur et du problème suspecté.

Ce chapitre présentera en détail l'ensemble des contraintes qui est soumis le transformateur de puissance et les défauts qui en résultent, il passera également en revue un ensemble de techniques de diagnostic appliquées aux transformateurs, leurs méthodes d'interprétation et les défauts que chaque technique peut détecter.

II.2. Contraintes et défauts associés :

Les transformateurs de puissance sont soumis à une ensemble des contraintes internes et externes et la comprendre la nature et les causes de ces contraintes est important pour développer des stratégies visant à prévenir ou à atténuer les défauts et les pannes associés. Il existe plusieurs types de contraintes qui peuvent provoquer des défauts dans un transformateur de puissance. Certains des plus courants incluent :

II.2.1. Contraintes diélectriques :

Le fonctionnement du transformateur dans des conditions de surtension transitoires ou continues peut entraîner une contrainte excessive sur l'isolation et une surchauffe du noyau. L'isolation électrique dépend de la capacité des éléments du transformateur à supporter les surtensions. Cette résistance d'isolement à l'intérieur du transformateur est liée à la durabilité du système d'isolation, comme le papier isolant, l'huile isolante, les traversées...). Dans des circonstances normales, le transformateur résiste normalement à la pression d'une tension alternative nominale (par exemple 400 kV) pendant le fonctionnement. Cependant,

il peut être exposé à des contraintes anormales telles que des impulsions de foudre (1425 kV à 1,2 µs) et des impulsions de commutation (1050 kV à 200 µs) qui conduisent à une rupture d'isolation ،Cela augmente la possibilité des défauts tels que un amorçage des composants actifs entre elles, comme entre enroulements ou entre spires ou bien amorçage avec la masse, comme l'amorçage d'une traversée ou d'un enroulement a la cuve ou au circuit magnétique , et une décharge partielle à l'intérieur d'un isolateur, due à une augmentation localisée de la tension électrique champ en point faible à l'intérieur des isolateurs, ce sont les décharges localisées qu'il tend à étaler dans le temps.[37]

La contrainte diélectrique peut également être causée par une humidité interne excessive et une défaillance dans le processus de fabrication, illustrée par la présence de drains en partie au niveau de connexions mal faites, d'une mauvaise qualité d'isolation ou d'une mauvaise qualité d'huile.

II.2.2. Contraintes électriques :

Dans les transformateurs, le courant parcourt plusieurs contacts souvent constitués de métaux différents, parmi lesquels les contacts mobiles des changeurs de prise, et les connexions aux extrémités de l'enroulement.

Dans le cas normal, la conception de ces éléments leur permet de supporter une certaine densité de courant dans sa plage nominale et au courant de traverser tout le circuit électrique sans provoquer d'échauffement local dû à la densité de courant anormale. Mais avec le temps, les contacts peuvent se détériorer, permettant au courant de circuler sur une surface de voie effective plus petite que lors de leur construction initiale. En conséquence, la densité de courant locale augmente, ce qui peut entraîner un défaut.

Les effets de ces limitations électriques apparaissent principalement sous forme de points chauds suite à un échauffement local anormal des éléments suivants : [37]

- Connexions du changeur de prises en charge, les contacts usés provoquent des points chauds dans le réservoir du changeur de robinet et entraînent une dégradation plus rapide de l'huile isolante.
- Les connexions du changeur de prises sont hors tension. Au fil du temps, les commutateurs qui ne sont pas déplacés peuvent se détériorer et ne fonctionneront pas correctement lors du transfert suivant.
- Connexions internes, telles que les connexions entre les enroulements et les connexions qui traversent des traversées ou des prises de réglage. Selon la qualité du contact et les conditions de fonctionnement, certaines de ces connexions en cuivre, serties ou boulonnées peuvent subir un échauffement anormal.
- Dans certaines conditions, la production de points chauds, constitués de particules solides de carbone résultant du craquage de l'huile, peut dégrader l'isolation. La production d'acier au carbone aux stages les plus avancés peut raccourcir les distances diélectriques.

II.2.3. Contraintes Thermiques :

Lors du fonctionnement du transformateur, des pertes internes causées par les courants de charge sont enregistrées, qui augmentent leur température, ces pertes sont évacuées par refroidissement. À défaut de dissiper correctement la chaleur générée, le papier ou le liquide isolant dans le transformateur peut être endommagé, forçant le transformateur à tomber en panne de façon permanente. [77]

Les surcharges, les points chauds, les défaillances du système de refroidissement et les transformateurs de puissance à stimulation excessive font que les températures des conducteurs atteignent des niveaux supérieurs aux niveaux maximum, ce qui entraîne une augmentation des contraintes thermiques.

Le stress thermique dans les transformateurs de puissance provoque des réactions telles que la pyrolyse, l'oxydation et l'hydrolyse dans l'huile de transformateur et le papier isolant.

- Le papier isolant a été soumis à trois réactions thermiques dégradantes ; Oxydation, hydrolyse et pyrolyse. Ces réactions produisent divers sous-produits qui détériorent la qualité du papier isolant et la détérioration consécutive de ses propriétés et de sa résistance mécanique.
- La contrainte thermique dans le transformateur de puissance provoque l'oxydation de l'huile isolante. L'oxydation de l'huile isolante se produit dans la plage de température de 120 à 130 °C. La vitesse de réaction double tous les 8-9°C avec une augmentation de la température. Les hydrocarbures insaturés dans le pétrole sont plus sensibles à l'oxydation que les hydrocarbures saturés. [78]

II.2.4. Contraintes électrodynamiques :

Lorsqu'un conducteur est placé dans un champ magnétique et que le courant circule dans le conducteur, le champ magnétique et le courant interagissent pour produire une force, la force est appelée "force électromagnétique".

Dans des conditions normales, les efforts mécaniques dans le courant nominal ($I_{nominal}$) sont négligeables devant les efforts dans les courants de court-circuit (I*cc*) (environ 100 fois supérieurs). [37]

Les surintensités se distinguent des surcharges par leur intensité relative et leur durée plus courte (entre quelques dixièmes et quelques dixièmes de seconde) (2 à 25 fois l'intensité nominale). Les deux sont des limitations typiques du fonctionnement du convertisseur. Les courants excessifs sont généralement causés par une surcharge du circuit, un court-circuit, un défaut à la terre ou un défaut d'arc. Cela peut également se produire lorsque le transformateur est sous tension, car l'activation du transformateur attirera très rapidement le circuit magnétique dans le transformateur. Le courant magnétisant (ou courant impulsionnel) peut être assez élevé (jusqu'à 25 I_n).

Ces surintensités peuvent engendrer divers effets, notamment :[37]

- Des contraintes mécaniques élevées peuvent provoquer des déformations du l'enroulement, ces contraintes sont le résultat de forces électrodynamiques résultant des forces de Laplace dans les

bobinages, ces forces, qui peuvent atteindre plusieurs centaines de tonnes, peuvent être notamment intérêt lors des efforts de court-circuit.

- Fort échauffement des enroulements, qui détériore notamment les isolants solides
- Chute de tension au secondaire qui perturbe la stabilité du réseau.

II.2.5. Contraintes mécaniques :

Le transformateur est exposé en fonctionnement normal à des vibrations au niveau de la section active, qui sont la vibration de la bobine provoquée par la force électromagnétique résultant de l'interaction du courant dans la bobine avec le flux de fuite, et la vibration du fer noyau en raison du phénomène de rétrécissement magnétique provoqué par les forces de frottement magnétique dans les plaques d'acier au silicium.

Des vibrations inhabituelles en fonctionnement normal peuvent résulter d'une mauvaise installation interne de la partie active ; Ces vibrations peuvent détruire certains isolateurs internes qui n'ont pas été conçus pour supporter de telles contraintes mécaniques. Le transformateur ne doit pas être soumis à des chocs importants pendant la charge car cela pourrait affaiblir l'isolation solide de la section active ou transmettre spécifiquement le circuit magnétique, réduisant les distances diélectriques en dessous des niveaux spécifiés dans la conception. [37,79]

Les accidents de transport lors du transport de transformateurs neufs ou révisés peuvent endommager sa structure interne. Même en cas de dommages mineurs, cela peut entraîner une défaillance du transformateur, par exemple pour un courant de court-circuit dans le futur, et des événements sismiques tels que des tremblements de terre peuvent provoquer des contraintes mécaniques sur le transformateur et provoquer des pannes internes.

Les défauts possibles causés par des contraintes mécaniques sont les suivants : [37]

- Détérioration de l'isolation interne, par suite de fortes vibrations résultant d'un manque d'étanchéité interne lors de la construction ou après des chocs importants.
- La diminution des distances diélectriques, après un fort choc mécanique tel qu'une chute du transformateur, provoque le déplacement interne massif d'un circuit magnétique.
- Des points chauds apparaissent sur les régleurs de prise s'ils ne sont pas alignés mécaniquement.
- Fuites des joints.

Des niveaux élevés de ces contraintes dans le transformateur de puissance peuvent provoquer plusieurs défauts qui affectent la fiabilité du transformateur, parmi les plus courants que nous mentionnerons dans la section suivante.

II.3. Défauts des transformateurs de puissance :

Aux fins d'analyse, les défauts des transformateurs peuvent être divisés en deux classes, les défauts externes et les défauts internes.

II.3.1. Défauts externes du transformateur :

Les défauts externes sont les événements qui se produisent à l'extérieur du transformateur et ne peuvent généralement pas être évités par la maintenance. Les transformateurs sont vulnérables à des choses comme la foudre ou d'autres dommages de l'extérieur qui ne peuvent être évités. Étant donné que ces choses sont imprévisibles, il est important d'avoir un plan pour effectuer les réparations le plus rapidement possible. Ceux-ci peuvent également être de nature mineure, mais peuvent endommager l'isolation et causer des problèmes au fil du temps dans le transformateur et réduire sa durée de vie utile. Parmi ces lacunes, nous mentionnons les suivantes :

II.3.1.1 Surcharge :

Les surcharges crée une « Pertes cuivre » accrue provoquent une surchauffe du transformateur. Les surcharges peuvent être tolérées pendant des périodes limitées et des suggestions pour les transformateurs de puissance immergés dans l'huile sont fournies dans la CEI 60354.

Peuvent Les surcharges causer des pannes permanentes ou la perte de la durée de vie du transformateur. Dans la plupart des cas, la protection contre les surcharges n'est pas fournie, mais une alarme est souvent utilisée pour avertir le personnel d'exploitation de cette condition. [80]

II.3.1.2 Surtension :

Les surtensions peuvent être dues à des conditions transitoires de courte durée ou à des conditions de réseau électrique de longue durée. Les surtensions de l'état du système se produisent en raison d'une condition de fonctionnement d'urgence, telle qu'une perte soudaine de charge dans une partie du système qui provoque une augmentation de la tension de son niveau normal à la même fréquence. Cette condition provoque un flux magnétique excessif. [81]

Cette surtension dans le réseau entraîne une augmentation des contraintes électriques sur l'isolation du transformateur. Comme on le sait, cette tension provoque une augmentation du flux magnétique dans le noyau magnétique du transformateur, et provoque ainsi une augmentation des pertes dans le fer et une augmentation relativement importante du courant magnétisant.

Le flux fuit dans les autres parties en acier du transformateur, de sorte que certaines pièces de fixation telles que les vis peuvent être exposées à un débordement important et donc s'échauffer et provoquer l'effondrement de l'isolation en certains points, ainsi que des dommages à l'isolation des bobines. De plus, l'augmentation du flux conduit le cœur à entrer dans un état de saturation. [81]

II.3.1.3 Court-circuit :

Le court-circuit externe peut se produire entre deux ou trois phases dans un système d'alimentation électrique. La valeur du courant de défaut résultant est une valeur élevée et dépend de la valeur de la tension court-circuitée et de la résistance du circuit de la source au point de défaut. En raison du courant de court-circuit traversant le réseau, la perte de cuivre dans le transformateur augmente, ce qui entraîne une augmentation de la température à l'intérieur du transformateur, et des forces mécaniques importantes se produisent dans le transformateur. Ces forces sont des sources potentielles d'endommagement des transformateurs. [82]

II.3.2 défauts internes du transformateur :

II.3.2.1 Défauts dans l'enroulement :

Les défauts courants des enroulements sont :

II.3.2.1.1. Court-circuit :

Il y a des court-circuit entre les spires, entre les phases et entre les enroulements (Figure II.1 et II.2). La plupart des défauts de court-circuit sont causées par des tensions anormales sur les parafoudres et autres dues à la détérioration de l'huile d'isolation et à la pénétration de la pluie. Aussi, certains court-circuités sont causés par la détérioration due à la chaleur, provoquée par une force mécanique électromagnétique ou par une charge excessive anormale [83]. Généralement, comme effet secondaire, les court-circuités internes provoquent de graves déformations dès l'enroulement. [84]

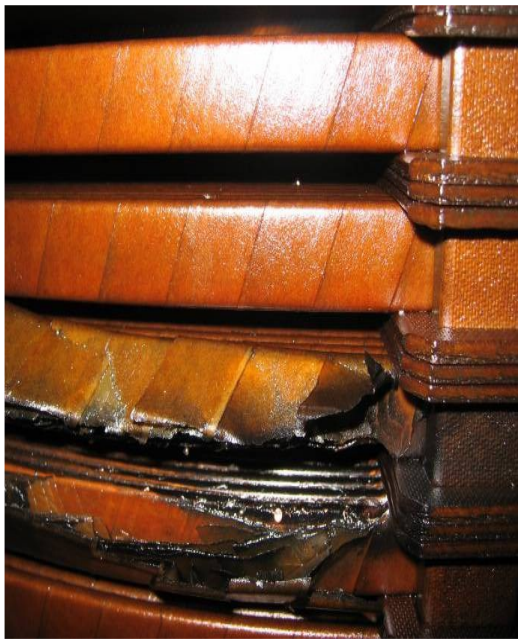


Figure II.1. Court-circuités entre les spires [37]

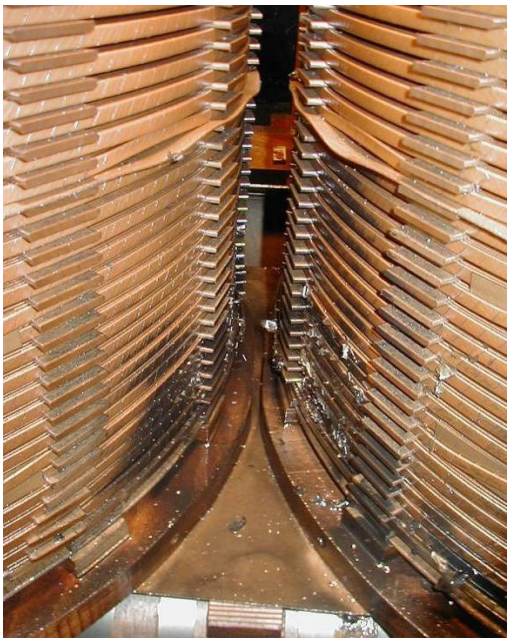


Figure II.2. Court-circuités entre les enroulements [37]

II.3.2.1.2. Rupture des cosses de l'enroulement :

Les bornes du l'enroulement sont endommagées par un excès de courant (court-circuit externe, etc.) ou par un coup de foudre. Aussi, les accidents de court-circuit du système qui s'accumulent, provoquent

des dommages sur les supports des enroulements, par leur répétition force destructrice mécanique, qui finit par casser les bornes. [83]

II.3.2.1.3. Court-circuit à la terre :

La tension de choc ou la détérioration de l'isolation peut provoquer un court-circuit à la masse de l'enroulement ou de sa borne au noyau ou à la cuve. [83]

II.3.2.1.4. Déformation de l'enroulement :

D'une manière générale, les défauts des enroulements du transformateur, tels que la déformation, le déplacement ou l'endommagement, sont causés par des contraintes mécaniques et électriques dus à diverses raisons. Parmi ces raisons, on peut citer : une force mécanique excessive en cas de défaut de court-circuit, des court-circuités entre les spires à cause de la foudre, un vieillissement de l'isolant en papier qui rétrécit et perd sa tension de serrage, réduisant ainsi sa résistance, et des vibrations pendant le transport. [83]

a. Déformation radiale :

La déformation radiale peut se présenter sous deux formes. Le premier se produit lorsque la structure de support de l'enroulement BT a une plus grande rigidité que les conducteurs de l'enroulement BT eux-mêmes, que sous contrainte de compression, il est possible que les conducteurs d'enroulement entre chacune des entretoises se plient vers le noyau comme illustré à la Figure II.3. Ceci est connu sous le nom de flambement forcé, le second type connu sous le nom de flambement libre ou bien aussi (flambement cerceau) se produit lorsque le conducteur a une rigidité plus élevée que la structure de support de l'enroulement. Dans ces conditions, la bobine peut se tordre vers l'intérieur et vers l'extérieur comme sur la Figure II.4. [85]



Figure II.3. RD type Flambement forcé [86]

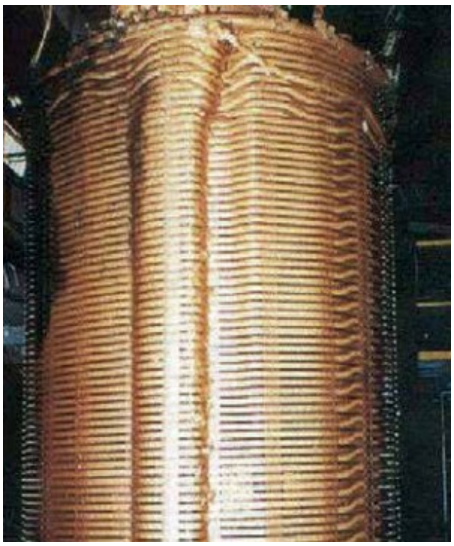


Figure II.4. RD type Flambement libre [87]

b. Déformation axiale :

Les forces axiales sont produites par la composante radiale du flux de fuite et sont responsables de la compression des enroulements [85]. Lorsque ces forces axiales dépassent une certaine limite, une défaillance peut se produire en raison de l'inclinaison des conducteurs en zigzag comme le montre la Figure II.5. Dans ce mode de rupture, la rotation de la section du conducteur se produit autour de l'axe de symétrie perpendiculaire. [88]



Figure II.5 Effet des forces axiales sur les conducteurs d'enroulement [89]

II.3.2.2 Défauts dans le circuit magnétique :

Il existe des défauts dus à une mauvaise isolation des vis de serrage du noyau, ou à un conduit de refroidissement d'huile obstrué, qui provoquent un échauffement excessif du noyau. Les défauts sur le noyau se développent lentement. L'isolation et le mauvais contact de mise à la terre déjà mentionnés, provoquent un courant de court-circuit partiel, une détérioration de l'huile des matériaux isolants dans leur environnement, qui se transforment progressivement en défaillances graves [90]. Aussi le serrage faible ou lâche entre le noyau et les pinces des enroulements peut provoquer des vibrations dommageables.

II.3.2.3 Défaut du changeur de prises (CP) :

Les changeurs de prise sont l'une des parties les plus importantes dans les transformateurs puissance et en même temps les composants les plus complexes (car ils ont des pièces mobiles) [91]. Les défaillances du changeur de prises peuvent être causée par : un manque d'entretien (contacts sales dans le changeur de prises), de vieux condensateurs ou un condensateur grillé dans le moteur qui empêche le changeur de prises de contrôler son mouvement de direction et une panne du moteur dans le changeur de prises en raison d'une surtension ou d'une mauvaise utilisation. Pour cette raison, les changeurs de prise (à côté des douilles) doivent avoir la priorité lors du test du transformateur [92].

II.3.2.4 Défaut de la traversée :

En raison de leur rôle sensible dans les transformateurs de puissance, ces traversées peuvent défaillance pour plusieurs raisons, telles que les vibrations du transformateur qui peuvent causer une surchauffe et endommager l'isolation en papier et en huile à l'intérieur, ou des décharges partielles (panne des isolants électriques solides/liquides) qui peuvent être causées par des tensions de défaut élevées ou une défaillance

de l'isolation des traversant. Les pertes diélectriques peuvent également survenir en raison de la rupture d'étanchéité des traversant, causée par l'infiltration d'eau. [93,94]

II.3.2.5 Défauts d'isolation :

Comme nous l'avons mentionné dans le premier chapitre de la thèse, l'isolation dans les transformateurs est constituée de solide (papier / carton pressé) et d'huile. Cette isolation est sujette à des dégradations dues au vieillissement, les décharges partielles dans l'isolation, les surtensions transitoires dues à la foudre ou à la commutation dans le réseau, humidité, manque de refroidissement, surchauffe, surcharge, flux magnétique et courants de circulation anormaux. La dégradation d'isolation des enroulements provoquera des court-circuités et/ou des défauts à la terre. Ces défauts provoquent de graves dommages sur les enroulements et le noyau du transformateur. [95]

II.3.2.6 Défauts de réservoir :

La fonction du réservoir dans le transformateur est d'être un récipient pour l'huile qui y est utilisée. L'huile dans le réservoir est utilisée pour l'isolation et le refroidissement. Le défaut dans le réservoir se produit en raison des contraintes environnementales, de la corrosion, de l'humidité élevée et du rayonnement solaire entraînant des fuites ou des fissures dans les parois du réservoir. [96]

II.3.2.7 Défauts du système de refroidissement :

Le système de refroidissement réduit la chaleur produite dans les transformateurs en raison des pertes de cuivre et de fer. Si le système de refroidissement ne fonctionne pas correctement, la chaleur peut s'accumuler dans le transformateur, causant des problèmes tels qu'une hausse de la pression de gaz qui peut mener à une rupture du transformateur, ainsi qu'une accélération de la dégradation des matériaux isolants tels que l'huile, le papier et le carton comprimé. [96]

II.3.3 Découverte des défaillances :

Il est logique que plus tôt un problème est détecté, plus vite il peut être résolu. Et, pour détecter une panne au plus tôt, une maintenance et une inspection minutieuses et détaillées sont nécessaires. Bien que certaines défaillances soient soudaines et d'autres qui se forment lentement avec le temps, il est toujours conseillé de vérifier tout problème avant qu'il ne devienne grave : [97]

a. **Défaillances soudaines :** Un court-circuit externe, un coup mécanique, des tremblements de terre, des incendies et la foudre sont des éléments qui peuvent provoquer des interruptions diélectriques soudaines, entraînant une défaillance directe.
b. **Défaillances à développement lent :** Il existe une longue liste de défaillances pouvant être causées par des agents et des éléments externes qui ne présentent pas de détérioration soudaine, mais commencent lentement à affecter les transformateurs de l'intérieur. Ceux-ci incluent :

- L'humidité, l'oxydation et la formation de décharges partielles entraînent la détérioration des matériaux d'isolation tels que l'huile, les bagues, etc.
- La poussière, le vent, la neige et le sel entraînent la détérioration de l'isolation externe des transformateurs.
- Une charge excessive et des augmentations de température détériorent l'isolation d'un transformateur en quelques années, entraînant de graves pannes.
- Bien que les transformateurs soient conçus pour résister à la chaleur et aux coups mécaniques, s'ils sont exposés à des coups fréquents et intensifs, une série de petites déformations peut se transformer en graves défauts internes.
- Une mauvaise isolation entre les feuilles de noyau, ou entre la vis de noyau et le tuyau d'isolation peut provoquer un court-circuit dans le flux magnétique, produisant un flux de courant de court-circuit constant, qui à son tour génère un échauffement excessif entraînant de graves défauts.

II.3.4. Vieillissement du Transformateur :

Il est à noter que nous n'avons pas considéré l'âge du transformateur comme l'une des causes de défaillance, alors même qu'avec le vieillissement d'un transformateur, son système d'isolation subit une diminution à la fois de sa résistance mécanique et électrique. Cela rend le transformateur vulnérable aux défauts qui créent des forces radiales et de compression élevées. Avec la croissance du système et l'augmentation de la charge, les contraintes de fonctionnement augmentent également. Lors d'une défaillance causée par le vieillissement, l'isolation des conducteurs s'affaiblit souvent au point de ne plus pouvoir supporter les contraintes mécaniques d'un défaut. Cela peut entraîner une défaillance diélectrique dans l'isolation spire à spire ou une réduction de la capacité du transformateur à gérer les futures forces de court-circuit en raison d'une relaxation de la pression de serrage de l'enroulement. [98]

II.3.5. Statistiques de Défaillance du Transformateur :

L'espérance de vie et le taux de défaillance des transformateurs peuvent être influencés par divers facteurs externes et internes, notamment des problèmes électriques, thermiques et mécaniques. Des facteurs électriques tels que les surtensions de commutation, les impulsions de foudre et les surcharges peuvent progressivement affaiblir l'isolation, entraînant une défaillance éventuelle. De plus, des problèmes tels que l'augmentation de la résistance de contact, les décharges partielles et les problèmes de refroidissement peuvent augmenter les températures de fonctionnement, tandis que des problèmes mécaniques peuvent résulter du transport ou du courant de court-circuit. Les contraintes thermiques et mécaniques, lorsqu'elles sont combinées à l'humidité ou à la contamination, peuvent accélérer le vieillissement de l'isolation et accélérer les pannes électriques. La Figure.II.6 [99] fournit des statistiques sur les causes les plus courantes de défaillance des transformateurs.

Bien que les principaux accessoires de la cuve soient les principaux contributeurs à la défaillance des transformateurs, il existe également une contribution significative des enroulements, des traversées, des changeurs de prises et d'autres accessoires. Selon une étude récente menée par le groupe de travail **CIGRE WGA2.37** sur 536 défaillances majeures (>100 kV) [100], les statistiques de localisation typique des défaillances ont été illustrées sur la Figure.II.7.

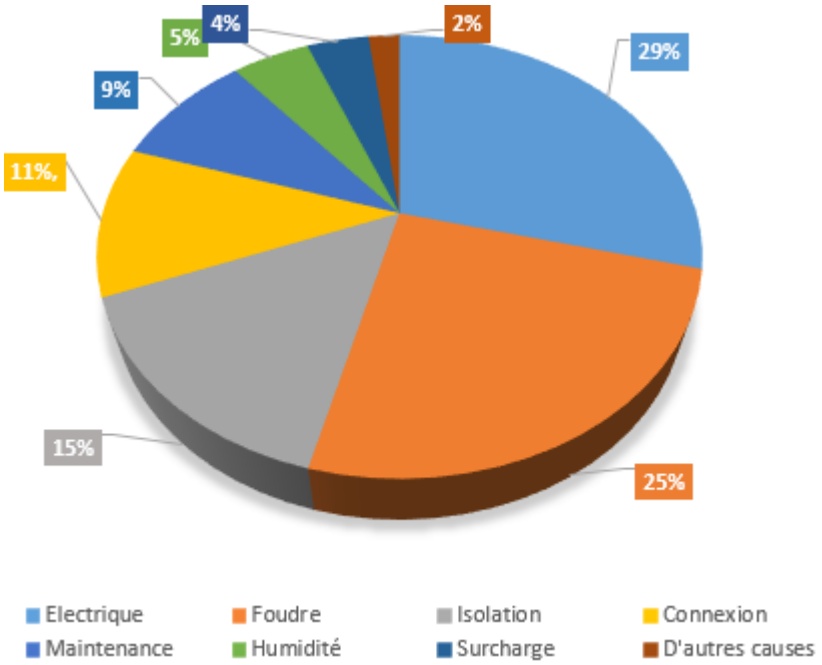


Figure II.6. Causes de défaillance [99]

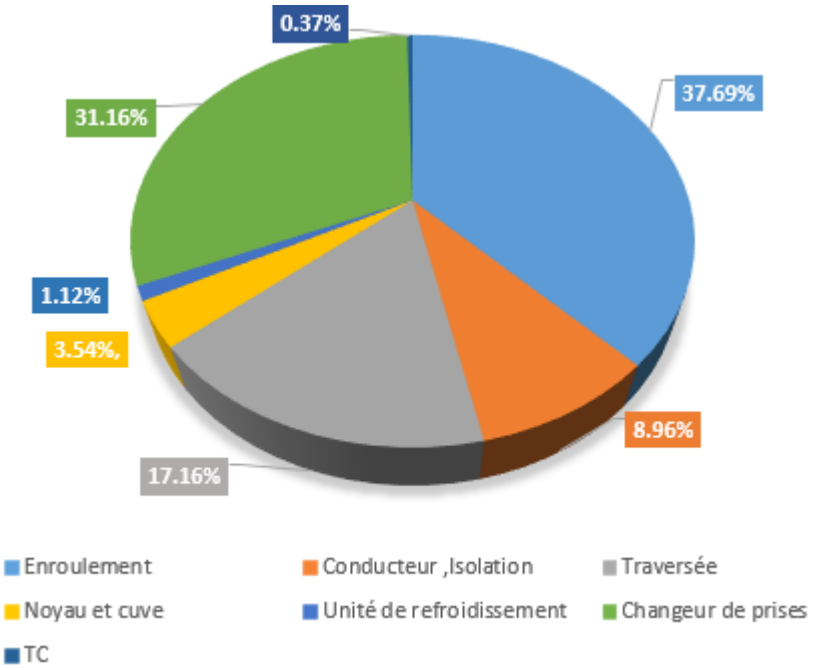


Figure II.7. Emplacements des défaillances des transformateurs [100]

II.4. Les Techniques De Diagnostic :

Les techniques de diagnostic jouent un rôle essentiel dans les transformateurs de puissance en fournissant des informations sur l'état du transformateur, en identifiant les défauts ou les pannes potentiels et en permettant une maintenance et des réparations proactives.

Au fil des ans, diverses méthodes de diagnostic ont été développées pour évaluer les performances des transformateurs de puissance. Ces méthodes peuvent être divisées en catégories électriques, mécaniques, chimiques, thermiques et optiques [101]. Parmi les méthodes électriques largement utilisées figurent l'analyse du signal, l'évaluation et la détection des décharges partielles et la mesure de la résistance d'isolement. L'analyse mécanique consiste à examiner la pression et le débit d'huile, ainsi que les contraintes mécaniques causées par un bruit excessif dans la cuve du transformateur. Les tests chimiques se concentrent sur l'identification de la contamination dans l'isolation de l'huile, par exemple par l'humidité ou les gaz. L'analyse thermique est basée sur l'imagerie thermique du composant actif du transformateur. L'analyse optique est effectuée à l'aide de fibres optiques pour détecter les signaux acoustiques résultant de perturbations internes, telles qu'une décharge partielle. [102]

Certaines de ces méthodes ont été intégrées dans des normes internationales et sont largement utilisées, tandis que d'autres sont encore en cours de développement ou en cours de validation. Parmi celles-ci, les méthodes les plus courantes sont détaillées ci-dessous :

II.4.1. L'analyse des gaz dissous (DGA) :

✓ ***Objectif de la mesure :***

L'analyse des gaz dissous (DGA) est une méthode largement acceptée et établie pour la surveillance de l'état des transformateurs de puissance. Il peut identifier les défauts tels que les arcs électriques, les décharges partielles, les étincelles à faible énergie, la surchauffe et détecter les points chauds à un stade précoce sans interrompre le service [103]. L'idée de l'analyse des gaz dissous repose sur le fait qu'au cours de sa durée de vie, le transformateur génère des gaz de décomposition, essentiellement à partir de l'isolant organique, sous l'influence de diverses contraintes, normales et anormales. Les gaz intéressants pour l'analyse DGA sont les suivants : comme l'hydrogène (H2), l'oxygène (O2), l'azote (N2), le dioxyde de carbone (CO2), le monoxyde de carbone (CO), le méthane (CH 4), l'éthylène (C 2 H4), éthane (C2 H6), acétylène (C2 H2), propane (C3 H 8) et propylène (C3 H6). Tous ces gaz sauf l'oxygène et l'azote peuvent se former lors de la dégradation de l'isolant. La quantité et la distribution relative de ces gaz dépendent du type et de la gravité de la dégradation et de la contrainte [104].

✓ ***Principe :***

La procédure DGA comporte quatre étapes :

- Prélèvement d'huile du transformateur.
- Extraction des gaz de l'huile.

- Analyse du mélange gazeux par chromatographie gazeuse.
- Interpréter l'analyse selon un schéma d'évaluation.

Les échantillons d'huile doivent être prélevés à des endroits appropriés tels que des vannes dans le circuit du refroidisseur/radiateur. Les gaz peuvent être éliminés du pétrole en utilisant diverses méthodes telles que le dégazage partiel ou total, le stripping en rinçant le pétrole avec un autre gaz ou la technique de 'Head- pace' [105].

Après extraction, le mélange gazeux est séparé en composés chimiques individuels par chromatographie en phase gazeuse et leurs concentrations en volume gaz (TPS=température et pression standard) TPS/volume huile sont calculées et exprimées en ppm. [104]

✓ ***Bon à savoir :***

- Il existe plusieurs approches différentes pour expliquer et interpréter la composition du gaz analysé et pour diagnostiquer l'état du transformateur. Ces procédés comprennent l'identification du gaz clé, la détermination des rapports entre les gaz, la détermination des niveaux de gaz en ppm ou ml de gaz et la détermination des taux de production d'augmentation en ppm/jour ou ml de gaz/jour. Et Différents schémas d'évaluation pour le DGA ont été proposés, et les plus courants mentionnés dans la norme IEEE C57.104-2008 incluent l'analyse des gaz clés, les méthodes de ratio de Dornenberg et de Rogers, le nomogramme, le ratio CEI, le triangle de Duval et la méthode CIGRE. [105,106]
- Le prélèvement d'échantillons d'huile dans diverses situations, notamment lorsqu'un défaut est suspecté, lorsqu'il y a des signaux de relais de gaz ou de pression, immédiatement et dans les semaines qui suivent un court-circuit, lorsqu'un transformateur essentiel au réseau est mis en service suivi de d'autres essais, et après une surcharge évidente du transformateur.

II.4.2 Mesure de la capacité et du facteur de puissance/dissipation :

✓ ***Objectif de la mesure :***

Les mesures de capacité et de facteur de puissance/facteur de dissipation (FP/FD) sont importantes pour vérifier l'état de l'isolation des transformateurs de puissance et des traversées, qui sont essentielles pour assurer leur fonctionnement fiable. Les symptômes de la dégradation de l'isolation comprennent une conductivité élevée de l'huile, le vieillissement et une augmentation de la teneur en eau, entraînant des pertes plus élevées, qui peuvent être quantifiées en mesurant le PF/DF. Les changements de capacité indiquent une panne partielle dans les traversées, et la mesure de la capacité et des pertes peut aider à détecter les problèmes d'isolation avant qu'une panne ne se produise. [107]

✓ ***Principe :***

Pour tester les transformateurs de puissance, des mesures sont effectuées sur l'isolation principale entre les enroulements et l'isolation des enroulements vers le réservoir. Une tension de test est appliquée à un enroulement tandis que le courant à travers l'isolation est mesuré sur l'enroulement opposé ou le

réservoir, et les enroulements sont court-circuités. Pour les traversées, la tension est appliquée au conducteur principal et le courant est mesuré sur la prise de mesure. Le facteur de dissipation ou $\boldsymbol{tan(\delta)}$ est calculé comme la tangente de l'angle δ entre le courant mesuré et le courant idéal qui existerait sans pertes. Le facteur de puissance ou $cos(\varphi)$ est le cosinus de l'angle φ entre la tension de sortie et le courant mesuré. [107]

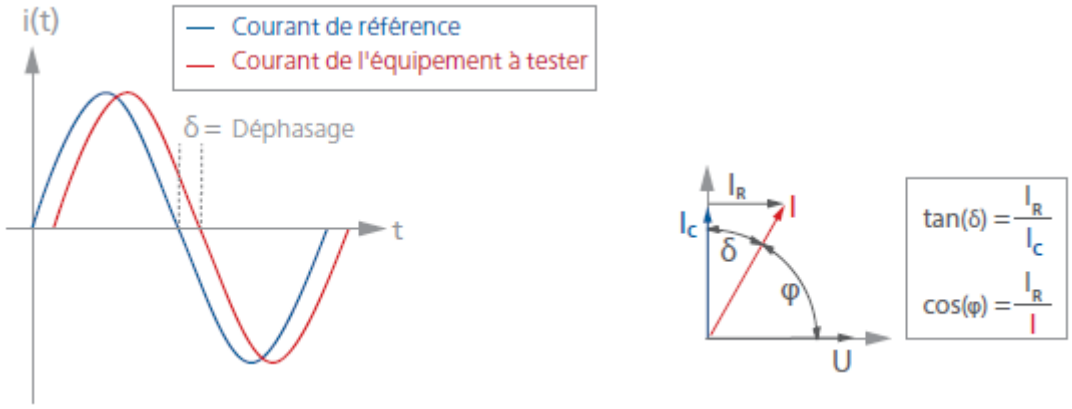


Figure II.8. Les pertes diélectriques provoquent un déphasage [107]

✓ ***Bon à savoir :***

- Les outils de test modernes, comme **Doble M4100**, mesurent les pertes diélectriques de l'isolation (y compris la traversée) en watts. Une valeur supérieure à 0,5 % d'écart de $\boldsymbol{tan\,\delta}$ indique un problème d'isolation, tandis que > 2 % signifie un risque élevé de défaillance imminente.[108]

II.4.3. Mesure de la résistance d'enroulement et vérification du changeur de prises en charge (CPeC) :

✓ ***Objectif de la mesure :***

Pour évaluer les pannes potentielles à l'enroulement ou les problèmes de contact, des mesures de résistance d'enroulement sont prises. Ces mesures peuvent également indiquer quand les changeurs de prises en charge doivent être nettoyés, remplacés ou remis à neuf. Les mesures de résistance d'enroulement peuvent être effectuées sans ouvrir le compartiment du changeur de prises, ce qui permet de détecter les défaillances. [107]

✓ ***Principe :***

Pour mesurer la résistance de l'enroulement, l'enroulement doit être chargé jusqu'à ce que le noyau soit saturé. La résistance peut alors être déterminée en mesurant le courant continu et la tension continue. Pour les enroulements à prises, cela doit être fait pour chaque position de prise, testant ainsi l'CPeC et l'enroulement ensemble. Il existe deux approches courantes pour ce test : les mesures statiques et dynamiques de la résistance des enroulements. [107]

Les mesures de résistance d'enroulement statique sont le moyen le plus courant et le plus simple de vérifier les problèmes concernant l'enroulement et l'CPeC. Il étudie la résistance de chaque position de prise suivante et la compare avec les données de mesure de référence du fabricant. Des mesures de résistance dynamique sont effectuées en tant que mesure supplémentaire afin d'analyser le processus de commutation transitoire d'un déviateur résistif ***CPeC***. [109]

✓ ***Bon à savoir :***

- L'évaluation de la mesure de résistance est basée sur une différence de résistance d'enroulement maximale de 1 % par rapport à la mesure d'usine et une différence inférieure à 3 % entre les phases. [110]

II.4.4 Mesure du rapport de transformation du transformateur :

✓ ***Objectif de la mesure :***

Le test du rapport de transformation du transformateur (RTT) est un test de faible tension alternative à vide qui peut déterminer le rapport entre les enroulements hauts et basse tension. Il est effectué dans tous les robinets de chaque enroulement. Avec la mesure de rapport et l'angle de phase d'un enroulement à l'autre, des circuits ouverts et des spires en court-circuit peuvent être détectés. Le rapport de transformation est déterminé lors des tests d'acceptation en usine et doit être vérifié régulièrement une fois que le transformateur est en service. [111]

✓ ***Principe :***

Le test du rapport de transformation des transformateurs comporte deux étapes. Tout d'abord, le rapport de spires $V_{rapport}$ basé sur les tensions entre la tension de l'enroulement primaire, Vp et l'enroulement secondaire, Vs est mesuré selon :

$$V_{rapport} = \frac{V_P}{V_S} = \frac{N_P}{N_S}$$

Deuxièmement, le rapport d'erreur $\Delta_{rapport}$ % entre le rapport réel de la plaque signalétique et le rapport mesuré du rapport de tension est calculé comme suit :

$$\Delta_{rapport}\ \% = \left| \frac{V_{rapport\ mesuré} - V_{rapport\ réel}}{V_{rapport\ mesuré}} \right| \times 100\ \%$$

✓ ***Bon à savoir :***

- L'erreur de rapport en pourcentage ou la différence $\Delta_{rapport}$ % ne doit pas dépasser les limites données par les normes **IEEE** qui sont de (0,5%) [112].

II.4.5. Mesure du courant de magnétisation :

✓ ***Objectif de la mesure :***

On réalise le test de courant magnétisant du transformateur pour détecter les anomalies qui pourraient survenir dans la structure du noyau magnétique, le déplacement des enroulements, les défaillances

d'isolation des spires ou les problèmes liés aux changeurs de prises. Ces conditions peuvent altérer la réluctance effective du circuit magnétique, ce qui impacte la quantité de courant requise pour créer un flux dans le noyau. [113]

✓ ***Principe :***

Pour effectuer le test de courant de magnétisation, le transformateur de puissance est testé sans charge. Une tension alternative est appliquée à un côté du transformateur, généralement le côté haute tension, tandis que l'autre côté est laissé ouvert. Le courant prélevé dans l'enroulement primaire est proportionnel à l'énergie nécessaire pour établir le fonctionnement du transformateur, qui induit une tension dans l'enroulement secondaire.

Il est recommandé d'utiliser la tension de test la plus élevée possible, dans les limites de l'ensemble de test et des limites d'enroulement, pour détecter tout défaut de court-circuit entre spires. Une tension de test standard commune est de 10 kV. Les connexions de test varient en fonction de la configuration de l'enroulement, et les traversées neutres sur l'enroulement sous tension doivent être connectées au fil de retour basse tension, le cas échéant. De plus, les traversées neutres sur l'enroulement ouvert doivent être mises à la terre si elles sont également mises à la terre pendant le service [107].

✓ ***Bon à savoir :***

- La valeur mesurée est comparée au test historique ou à d'autres phases pour détecter les défauts. Pour un courant de magnétisation nominal de 50 mA, une différence de > 5 % entre les phases indique des spires en court-circuit, des défauts à la terre, des décollements de noyau, des court-circuit de laminage de noyau, une mauvaise connexion électrique et des problèmes de changeur de prises en charge (CPeC), alors qu'un écart de > 10 % est une indication de défaut interne [114]. Comme le résultat du test est influencé par le magnétisme résiduel, ce test doit être effectué avant tout test en courant continu.

II.4.6. Mesure d'impédance de court-circuit/réactance de fuite :

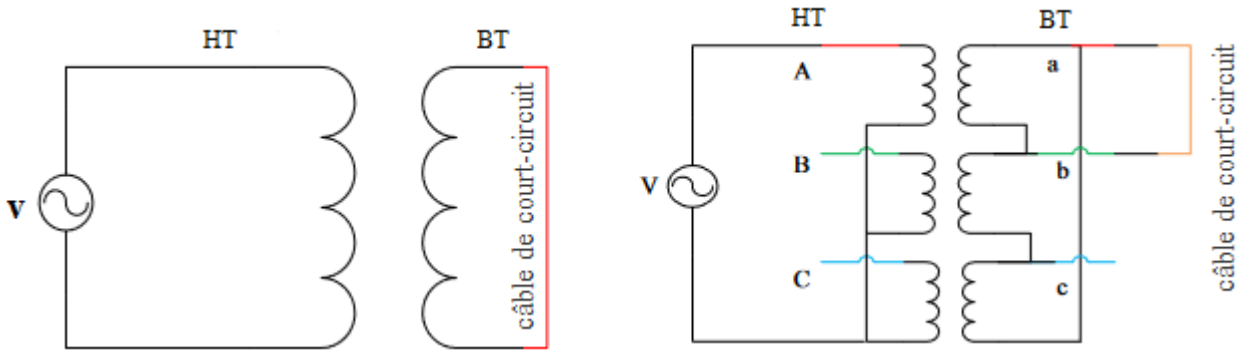
✓ ***Objectif de la mesure :***

Toute modification de la géométrie mécanique du transformateur modifiera l'impédance de court-circuit. Si souvent, les mesures de résistance aux court-circuit et de réactance de fuite sont utilisées pour détecter une distorsion ou un mouvement potentiel des enroulements dans les transformateurs, qui peuvent être causés par des défauts mécaniques ou électriques, des vibrations excessives et des court-circuit graves. En règle générale, le test est effectué sous la forme d'une mesure en trois étapes qui est comparée à la valeur de la plaque signalétique spécifiée par le fabricant lors des tests d'acceptation en usine. Cependant, cette valeur étant une moyenne sur les trois phases, il est également recommandé d'effectuer une seule mesure par phase pour le diagnostic du l'enroulement. [107]

✓ ***Principe :***

L'impédance de court-circuit peut être mesurée à l'aide d'un test équivalent triphasé ou de méthodes de test par phase, une source de courant alternatif est connectée à chaque phase de l'enroulement haute tension une par une en restant dans l'enroulement basse tension. La configuration de mesure est illustrée sur la Figure II.9.

Lors des mesures triphasées, les trois phases du côté BT sont court-circuitées sans que l'extrémité neutre ne soit connectée, si elle est présente. Pour les tests par phase, un court-circuit est appliqué uniquement à la bobine correspondante du côté basse tension, la tension et le courant à travers la bobine haute tension sont mesurés en capacité et en phase, puis la résistance au court-circuit est calculée en tenant compte des caractéristiques du transformateur [115]. Cependant, il est important de minimiser la résistance du câble de court-circuit, car sa longueur doit être négligeable et sa section transversale doit être 30% plus grande que celle des conducteurs d'enroulement pour gérer une grande quantité de courant [116]. Le test d'équivalent triphasé permet de comparer le résultat avec la valeur du panneau et entre phases pour évaluer l'intégrité mécanique du transformateur. Ce score peut être utilisé comme empreinte digitale pour les tests.



(a) (b)

Figure II.9. Connexion du circuit du I_{CC} pour la mesure : (a) monophasée et (b) triphasée

✓ ***Bon à savoir :***

- La valeur élevée de l'impédance de court-circuit a un effet direct sur la régulation de tension en raison de la grande quantité de chute de tension à travers elle. Au contraire, des valeurs faibles indiquent un courant de court-circuit.
- Dans la plupart des cas, les écarts de l'impédance de court-circuit obtenue à partir de la mesure triphasée par rapport à la moyenne sont inférieurs à 1 % et ne doivent pas dépasser 3 % de la valeur de la plaque signalétique [117] (transformateurs supérieurs à 100 MVA ± 1 % de leur valeur de panneau [118]). Cependant, des écarts plus élevés ne confirment pas automatiquement la distorsion de la bobine. Pour ce faire, au moins un des résultats du test de réactance de fuite pour chaque étage doit échouer. Par conséquent, le résultat de chaque étage doit être comparé à la moyenne des trois mesures

de test pour chaque étage. Les résultats des tests pour chaque étage ne peuvent pas être comparés à la valeur de la plaque signalétique.

II.4.7. Mesure de réponse en fréquence des pertes parasites supplémentaires (FRSL) :

✓ ***Objectif de la mesure :***

La mesure de la réponse en fréquence des pertes parasites est un outil pour déterminer les court-circuit des brins parallèles sur les conducteurs transposés en continu. La partie résistive de l'impédance de court-circuit est mesurée sur plusieurs gammes de fréquences allant de 15 Hz à 400 Hz [119]. Il est considéré comme la seule méthode électrique pour déterminer les court-circuit entre les conducteurs parallèles et la surchauffe locale due à des pertes de courant de Foucault excessives.

✓ ***Principe :***

Le test FRSL utilise la même configuration et la même procédure que le test d'impédance de court-circuit/réactance de fuite et peut être effectué en même temps. Une source CA est connectée à chaque phase de l'enroulement haute tension et le côté basse tension est court-circuité pendant la mesure triphasée. La composante résistive de l'impédance de court-circuit est calculée à l'aide du courant, de la tension et du déphasage mesurés à des fréquences discrètes comprises entre 15 et 400 Hz. La composante résistive augmente avec la fréquence en raison des pertes de Foucault dans le transformateur.

✓ ***Bon à savoir :***

- L'analyse des résultats FRSL est principalement visuelle et comprend la comparaison entre les phases et dans le temps. Comme les pertes de Foucault sont proportionnelles à la fréquence, une augmentation de l'impédance peut être observée sur la gamme de fréquences. Cette augmentation doit être uniforme sur les trois phases, ce qui donne une courbe exponentielle lisse.
- Les valeurs à 15 Hz sont très similaires aux valeurs CC de la résistance de l'enroulement primaire plus la résistance de l'enroulement secondaire multipliée par le carré du rapport.
- Si la courbe d'une phase diffère de plus de 2 à 3 % des autres phases, un défaut de court-circuit entre des brins parallèles peut être à l'origine de ce comportement. Une surchauffe locale peut provoquer des pannes dangereuses en particulier dans les hautes fréquences [119].

II.4.8. Démagnétisation :

✓ ***Objectif de la mesure :***

Chaque fois qu'un transformateur de puissance est isolé du système d'alimentation, le magnétisme résiduel reste dans son noyau en raison d'un déphasage. Le magnétisme résiduel persiste également après l'application d'une tension continue au noyau du transformateur, par exemple lors de tests de résistance d'enroulement de routine sur le terrain ou en usine. En raison du magnétisme résiduel dans le noyau, des courants d'appel élevés, jusqu'au courant de court-circuit maximal, peuvent se produire. Cela exerce une

contrainte indésirable sur le transformateur lorsqu'il est remis en service. De plus, de nombreuses mesures diagnostiques peuvent être affectées par le magnétisme résiduel, ce qui rend une évaluation fiable très difficile. Par conséquent, il est recommandé de démagnétiser le noyau à la fois avant de remettre le transformateur en service et après que des tensions continues ont été appliquées lors des tests de diagnostic. [120]

✓ ***Principe :***

Tout d'abord, le noyau est saturé dans les deux sens, puis les paramètres d'hystérésis spécifiques sont déterminés et le flux initial est calculé. Sur la base de ces paramètres, un algorithme itératif est utilisé pour réduire le flux appliqué en adaptant à la fois la tension et la fréquence. En utilisant plusieurs itérations, le noyau est démagnétisé à moins de 1 % de sa valeur maximale [107].

L'approche décrite pour la démagnétisation du noyau d'un transformateur de puissance basée sur la mesure du flux magnétique fonctionne de manière fiable pour les petits et les grands transformateurs de puissance.

✓ ***Bon à savoir :***

- La démagnétisation du noyau du transformateur de puissance minimise les risques pour le personnel et l'équipement lors de la remise en service du transformateur. Il est également recommandé de démagnétiser le transformateur avant d'effectuer une analyse de la réponse en fréquence de balayage du courant d'excitation (SFRA) ou des tests de balance magnétique. Toutes ces mesures seront affectées par un noyau aimanté qui peut conduire à une fausse interprétation des résultats. Un aspect important d'une démagnétisation réussie est de surveiller en permanence le flux magnétique (ϕ) dans le noyau pendant le processus de démagnétisation. [120]

II.4.9. Analyse de la réponse diélectrique (fréquence) :

✓ ***Objectif de la mesure :***

Le test de réponse en fréquence diélectrique (RDF) des transformateurs de puissance est un outil de diagnostic utilisé pour évaluer les propriétés diélectriques telles que l'humidité dans le système d'isolation papier et huile, facteur de puissance, conductivité de l'huile, etc.) dans la gamme de fréquences de 0,05 MHz à 1 kHz [121]. L'analyse de la réponse en fréquence de l'isolant peut être utilisé pour déterminer la teneur en humidité du papier ou de la plaque de pression à partir de ces propriétés [122]. Cette mesure est également utilisée pour les nouveaux transformateurs afin de démontrer la réduction de la teneur en humidité après le processus de séchage.

✓ ***Principe :***

La réponse en fréquence diélectrique est mesurée par une mesure à trois bornes. Une fois l'objet à tester éteint, la sortie est connectée à l'enroulement haute tension et l'entrée à l'enroulement basse tension. Les courants capacitifs et résistifs indésirables sont contournés par la connexion de garde qui est appliquée au

réservoir. Ensuite, la mesure peut être exécutée immédiatement sans avoir à attendre que le transformateur soit en équilibre [123].

✓ ***Bon à savoir :***

- Cette méthode est également validée scientifiquement par le CIGRÉ. Il n'existe pas d'autres moyens non invasifs d'évaluer l'humidité dans un transformateur qui offrent une précision comparable.
- Le test peut être effectué à n'importe quelle température. Il n'est pas nécessaire d'attendre que le transformateur ait refroidi ou que l'équilibre d'humidité soit atteint ,parce que la teneur en humidité est déterminée directement dans la cellulose et n'est pas extraite de l'humidité de l'huile.
- Les résultats de mesure sont évalués conformément à la norme IEC 60422 qui fournit des catégories pour les niveaux d'humidité [107].

II.4.10. Analyse des décharges partielles :

✓ ***Objectif de la mesure :***

La mesure de DP est un outil fiable et non destructif utilisé pour diagnostiquer l'état d'un système d'isolation de transformateur de puissance. Cette méthode en / hors ligne unique peut évaluer directement l'isolation solide des transformateurs de puissance et détecter la détérioration de l'isolation entre les spires, l'isolation des disques, l'isolation HT à BT, le changeur de prise et la traversée.

Il est effectué lors de la réception en usine, de la mise en service sur site et des tests de maintenance de routine pour détecter efficacement les défauts critiques et évaluer les risques avant que des pannes catastrophiques ne se produisent [107,124].

✓ ***Principe :***

Lors de la mesure et de l'analyse de l'activité DP dans les transformateurs de puissance, les tests particuliers et les configurations de test sont déterminés par le type de transformateur et selon la norme à laquelle les mesures sont effectuées.

La décharge partielle (DP) peut être mesurée hors ligne à l'aide d'une source d'alimentation haute tension, ou en ligne lorsque le transformateur est sous tension, sous charge ou à vide. Les capteurs UHF peuvent être utilisés pour la mesure des décharges partielles (DP) dans les transformateurs de puissance. Ces capteurs fonctionnent à des fréquences de résonance comprises entre 20 et 500 kHz et sont répartis autour du corps du transformateur. Les signaux sont analysés à l'aide d'un analyseur de spectre pour identifier l'activité PD [125,126]. Les techniques acoustiques et électromagnétiques offrent des avantages par rapport aux capteurs électriques de mesure utilisés dans la norme CEI 60270 pour les décharges partielles (DP) dans les applications sur site et en ligne [127]. Ces capteurs peuvent localiser les DP dans un espace tridimensionnel à l'aide des temps d'arrivée acoustiques, et ils peuvent être placés sur n'importe quelle paroi du réservoir du transformateur mis à la terre. [128,129]

Les données recueillies par ces capteurs sont comparées simultanément pour identifier avec précision l'emplacement du défaut.

✓ ***Bon à savoir :***

- La PD est mesurée soit en µV (selon les normes IEEE) soit en pC (selon IEC 60270).
- Les valeurs courantes des décharges partielles sont comprises entre 1 et 10 000 pC. Normalement, on suppose qu'une décharge partielle inférieure à 10 pC n'entraîne aucun dommage dans le matériau isolant.
- Des techniques telles que 3PARD (diagramme de relation d'amplitude triphasé) sont utilisées pour séparer le bruit et plusieurs sources de DP afin d'obtenir une interprétation fiable.

II.5. Evaluation des méthodes de diagnostic :

Il existe de nombreux types de défauts différents qui peuvent survenir dans un transformateur de puissance et, en fait, il n'existe pas de méthode de diagnostic parfaite pour tous les détecter. Par conséquent, une combinaison de méthodes est souvent utilisée pour augmenter la précision et la fiabilité du diagnostic.

Le choix approprié de la méthode de diagnostic des défauts des transformateurs de puissance dépend d'une approche stratégique qui prend en compte le type de défaut attendu, en plus de divers facteurs liés à la méthode elle-même, tels que : la capacité de diagnostic, la précision et la sensibilité, la fiabilité, le coût. , la disponibilité des données... etc., en tenant compte de facteurs majeurs, tels que le type et la taille de transformateur , ainsi que les besoins et objectifs spécifiques du diagnostic, tels que la détermination du type, de l'emplacement et de la gravité du défaut.

Les deux tableaux (Tableau II.1 et Tableau II.2) fournissent une comparaison des méthodes de diagnostic des transformateurs de puissance en fonction de ces facteurs spécifiques. En considérant ces facteurs ensemble, une décision systématique et éclairée peut être prise pour choisir la méthode de diagnostic la plus appropriée qui répond aux besoins spécifiques.

Sur la base des statistiques que nous avons présentées dans le titre **(II.3.5.)** sur le taux de défaillance lié aux éléments des transformateurs de puissance, nous avons remarqué qu'un grand pourcentage de ces défaillances sont liées au l'enroulement, et ce type de défaillance a des effets importants et graves sur les performances et la durée de vie des transformateurs.

Par conséquent, nous devons nous concentrer sur le choix précoce d'une méthode efficace pour diagnostiquer ce type de défaut. Selon les données publiées dans le Tableau II.1, il s'avère que la méthode d'analyse de la réponse en fréquence (FRA) est supérieure à toutes les méthodes de diagnostic et est capable de diagnostiquer la majorité des défauts liés au l'enroulement. Par conséquent, cette technique sera utilisée dans le reste de la thèse.

Tableau II.1. Défauts détectables avec des techniques de diagnostic [107]

Composants	Défauts détectables	Méthodes de mesure										
		Mesure de la capacité et du facteur de puissance/dissipation	Mesure de la résistance d'enroulement et vérification du CPeC	Mesure du rapport de transformation (TTR)	Mesure du courant de magnétisation	Mesure de la tension de court-circuit/ réactance de fuite	Mesure de réponse en fréquence des pertes parasites supplémentaires (FRSL)	Démagnétisation	Analyse de la réponse en fréquence (FRA)	Analyse des décharges partielles	L'analyse des gaz dissous (DGA)	Analyse de la réponse diélectrique (en fréquence)
Enroulements	Court-circuit entre les enroulements ou entre les spires		●	●	●				●			
	Court-circuit entre les conducteurs						●		●			
	Circuits ouverts dans les conducteurs parallèles		●				●		●			
	Court-circuit à la terre	●			●							
	Déformation mécanique	●				●			●			
	Problèmes de contact, circuits ouverts		●						●			
Changeur de prises	Problèmes de contact au niveau du sélecteur de prise et du commutateur		●		●				●			
	Circuits ouverts, spires en court-circuit, ou connexions haut résistives dans les réactances du Changeur de Prises en Charge		●		●				●			

	Problèmes de contact dans le Changeur de Prise hors charge		●		●				●			
Circuit magnétique	Déformation mécanique	●							●			
	Terre du circuit magnétique flottante	●							●			
	Tôles du circuit magnétique en court-circuit				●				●			
	Magnétisme résiduel				●			●	●			
Isolation	Humidité dans l'isolation solide	●									●	●
	Vieillissement, humidité, contamination des liquides isolants	●									●	●
	Décharges partielles	●								●	●	
Traversées	Claquage partiel entre les couches capacitives de répartition, fissures dans l'isolation enduite de résine	●								●		●
	Vieillissement et pénétration d'humidité	●								●	●	●
	Connexion de la prise de mesure ouverte ou défectueuse	●								●		
	Décharges partielles dans l'isolation	●								●	●	
Connexions internes	Problèmes de contact		●						●			
	Déformation mécanique								●			

Tableau II.2. Caractéristiques des techniques de diagnostic courantes pour les transformateurs de puissance [130]

Méthodes de Diagnostic	Mise en œuvre	Précision et sensibilité	Coût	Besoin de données	Rapidité	Fiabilité
L'analyse des gaz dissous (DGA)	En ligne	Haute / Modéré à Haute	Modéré	Données de gaz historiques	Temps pour accumulation de gaz	Fiable pour certains défauts
Mesure de la capacité et du facteur de puissance/dissipation	Hors ligne	Modérée / Modérée	Faible	Sans donnée historique, mesure en temps réel	Résultats immédiats	Modérée
Mesure de la résistance d'enroulement et vérification du CPeC	Hors ligne	Haute / Haute	Modéré	Données historiques pour comparaison	Résultats immédiats	Élevée
Mesure du rapport de transformation (TTR)	Hors ligne	Modérée / Modérée	Faible	Sans donnée historique, mesure en temps réel	Résultats immédiats	Fiable, mais impacté par les problèmes de connexion
Mesure du courant de magnétisation	En ligne	Modérée / Modéré à Haute	Modéré	Données historiques pour comparaison	Résultats immédiats	Modérée
Mesure de la tension de court-circuit/ réactance de fuite	Hors ligne	Haute / Modéré à Haute	Modéré	Données historiques pour comparaison	Résultats immédiats	Modérée
Mesure de réponse en fréquence des pertes parasites supplémentaires (FRSL)	En ligne	Modéré à Haute / Modérée	Modéré	Sans donnée historique, mesure en temps réel	Évaluation rapide, mais nécessite de l'expertise	Fiable pour certains défauts
Démagnétisation	Hors ligne	Modéré / Faible à modéré	Faible	Sans donnée historique, mesure en temps réel	Résultats immédiats, mais risque de faux positifs	Fiable pour détecte les problèmes du noyau
Analyse de la réponse diélectrique (en fréquence)	En ligne	Modéré à Haute / Modérée	Modéré	Sans donnée historique, mesure en temps réel	Résultats immédiats, mais nécessite interprétation	Fiable mais nécessite interprétation
Analyse de la réponse en fréquence (FRA)	Hors ligne	Haute / Haute	Modéré	Données historiques pour comparaison	Nécessite un temps de configuration, de traitement des données	Fiable mais nécessite expertise pour l'analyse
Analyse des décharges partielles	En ligne	Haute / Haute	Modéré	Sans donnée historique, mesure en temps réel	La surveillance en temps réel nécessite une analyse	Modérée

II.6. Conclusion :

Dans ce chapitre, les contraintes les plus importantes auxquelles les transformateurs de puissance sont exposés, les causes de leur apparition et leur impact sur les éléments du transformateur à court et à long terme ont également été abordés, aussi les défauts courants résultant de ces contraintes, les emplacements et causes de leur apparition, en plus de présenter des statistiques à ce sujet, ces statistiques montrent qu'un grand pourcentage de pannes de transformateurs est lié à des défauts d'enroulement.

Après cela, de brèves définitions ont été présentées sur un ensemble des méthodes courantes pour diagnostiquer les défauts des transformateurs de puissance et les défauts détectables.

En fin de chapitre, après comparaison des méthodes de diagnostic, la méthode d'analyse de la réponse en fréquence a été retenue comme méthode efficace pour détecter les défauts les plus importants du transformateur, qui sont les défauts liés au enroulement. Par conséquent, cette technique sera discutée en détail dans le chapitre suivant.

Chapitre III :

Analyse de réponse en fréquence (FRA) et L'intelligence artificielle (IA)

III.1. Introduction :

Comme nous l'avons mentionné dans le chapitre précédent, un grand nombre de techniques de diagnostic des défauts ont été introduites pour les transformateurs de puissance, dont la plus importante est l'analyse de la réponse en fréquence (FRA). Cette dernière est une méthode le plus fiable pour évaluer l'état des transformateurs, car elle est sensible au grand nombre de modifications électriques ou mécaniques des transformateurs qui peuvent survenir lors de la fabrication, du transport, de l'installation, de la maintenance ou du fonctionnement de l'équipement [131]. Comme toute déformation dans la construction mécanique du transformateur entraînera une modification de la structure des composants équivalents, inductifs et capacitifs du transformateur, ce qui affectera à son tour la réponse en fréquence. Pour cette raison, la technique FRA est largement utilisée pour détecter les défauts d'enroulement et de noyau dans les transformateurs de puissance.[132]

La FRA est une technique de comparaison, elle doit d'abord trouver une référence pour la comparaison, puis identifier les différences entre le résultat de mesure actuel et la référence, et enfin interpréter les différences et fournir un diagnostic, ce qui a toujours été un obstacle pour les chercheurs.

Le développement de l'intelligence artificielle ces dernières années a conduit à de nombreuses recherches qui indiquent son utilisation dans les transformateurs de puissance pour une variété de fonctions, dont la plus importante est le diagnostic des défauts en le combinant avec des techniques de diagnostic avancées, telles que FRA.

Dans ce chapitre, un aperçu de la technique FRA et un résumé des recherches pertinentes à l'évaluation et à l'interprétation de ses résultats seront présentés. De plus, les méthodes qui ont été utilisées avec l'intelligence artificielle pour diagnostiquer les défauts des transformateurs de puissance seront discutées.

III.2. Analyse de réponse en fréquence (FRA) :

III.2.1 Qu'est-ce que FRA :

Cette technique fait partie des tests effectués sur les transformateurs de puissance pour la détection d'éventuelles défaillances mécaniques et électriques internes dans les enroulements, le noyau et les composants actifs [133]. L'un des travaux les plus représentatifs sur le test FRA appliqué aux transformateurs de puissance a été développé en 1978 et a permis de diagnostiquer les altérations mécaniques des enroulements des transformateurs sans avoir besoin d'ouvrir l'équipement [134].

L'analyse de la réponse en fréquence représente un ensemble relativement large de méthodes et d'applications qui cherchent à décrire le comportement des transformateurs de puissance dans le domaine fréquentiel. Il est reconnu comme un outil puissant, utile et en même temps prometteur pour détecter des défauts spécifiques qui se sont déjà produits ou sont encore naissants.

Ces défauts incluent les déplacements dans les enroulements dus au transport, les forces magnétiques résultant de la circulation des courants de court-circuit ou encore la perte ou le desserrage des structures

de support et d'isolation. Ils incluent également les défauts électriques, tels que les court-circuit entre spires, les pertes d'isolement ou les ruptures de contact, en plus des déplacements mécaniques du noyau [135]. Actuellement, avec l'augmentation de la sensibilité des tests et, principalement, avec l'extension de la limite de mesure aux hautes fréquences [136], nous avons des études qui montrent la possibilité de détecter d'autres types de variables de transformateur, telles que l'humidité du papier isolant [137], évaluation de l'état général de l'isolation [138], diagnostics très précis de problèmes dans le noyau, tels que les déplacements mécaniques des enroulements et les déformations géométriques du boîtier magnétique [139].

De nos jours, il est recommandé d'effectuer le test FRA après un test de court-circuit en usine pour s'assurer qu'aucun dommage n'est survenu pendant le test, après l'expédition ou le repositionnement du transformateur pour détecter d'éventuels défauts de transport, après le processus d'installation et de mise en service, après un court-circuit important ou une collision de foudre à proximité du transformateur afin de vérifier l'effet des forces électromagnétiques sur les enroulements, après toute catastrophe naturelle grave dans la zone du transformateur comme un tremblement de terre, après l'alarme des relais d'un transformateur ou un changement majeur dans l'état du diagnostic en ligne, par exemple, l'alarme relais de Buchholz [136].

III.2.2. Analyse de la réponse en fréquence du transformateur :

Afin d'effectuer une mesure FRA, un signal est injecté dans l'une des bornes du transformateur. Ce signal qui peut être une fréquence de balayage, un signal d'impulsion ou une tension de pas est mesuré par rapport à la masse (réservoir du transformateur) et utilisé comme signal de référence pour le calcul de FRA. Le signal de réponse est pris aux bornes de l'impédance de mesure qui est reliée à l'une des autres bornes du transformateur selon le type de mesure. Le signal de sortie est généralement une tension, mais il peut également s'agir d'un courant mesuré à la borne de sortie ou à toute autre borne mise à la terre [140,141]. La Figure III.1 montre une connexion de fil générale d'un test FRA typique.

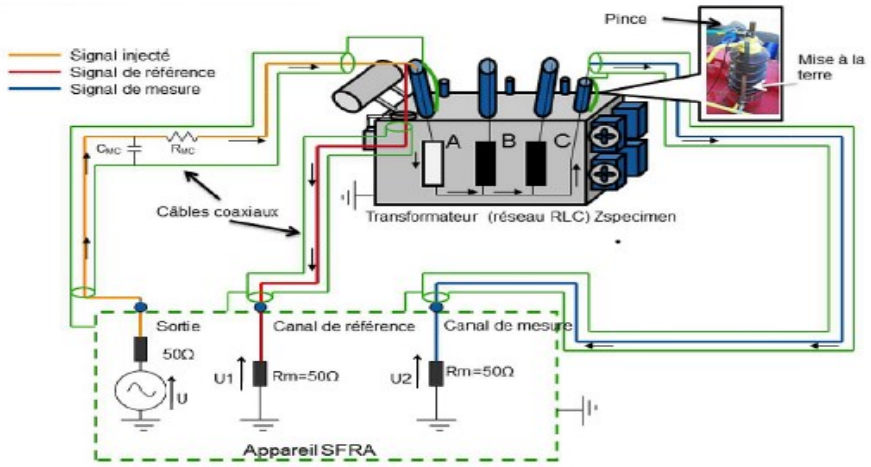


Figure III.1. Connexion générale d'un test FRA typique [142]

L'amplitude de la réponse en fréquence (également appelée amplitude FRA) est le rapport des signaux de référence et de réponse et est souvent représentée en **dB**. De la même manière, l'angle de phase de la réponse en fréquence (angle de phase FRA) est le décalage d'angle de phase de la réponse par rapport au signal d'entrée [140,141]. Toute anomalie dans ces diagrammes indique la présence de changements ou de pannes dans le transformateur. La Figure III.2 illustre les courbes d'amplitude et de phase d'un test FRA typique.

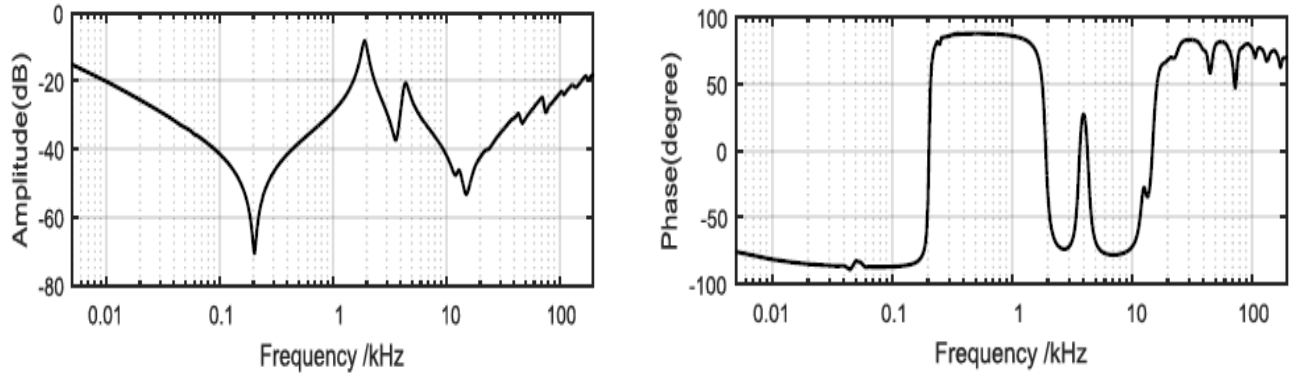
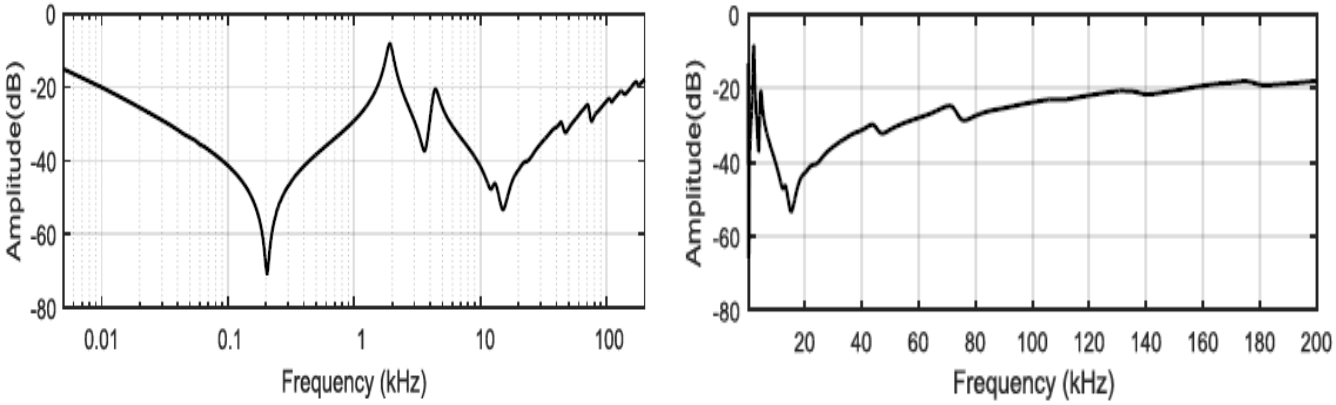


Figure III.2. Courbes des Magnitude et phase d'un test FRA typique

La réponse en fréquence peut être affichée sur une échelle logarithmique ou linéaire, comme le montrent la Figure.III.3. (a) et (b). Chaque méthode présente des avantages, mais généralement, un tracé à l'échelle logarithmique offre une analyse facile de la tendance de la réponse globale, tandis qu'un tracé à l'échelle linéaire est utile pour examiner bandes de fréquences discrètes et en comparant de petites différences à des fréquences particulières.



a) Logarithmique **b)** Linéaire

Figure III. 3. Exemple de réponse en fréquence mesurée

III.2.3. Impulsion FRA (IFRA) et Balayage FRA (SFRA) :

Il existe essentiellement deux manières différentes d'obtenir la réponse en fréquence d'un transformateur. Le premier utilise un balayage de fréquence, dans un intervalle, pour mesurer la réponse de l'enroulement dans le domaine fréquentiel, également connu sous le nom de méthode de balayage de fréquence, **SFRA** (Sweep Frequency Response Analysis). Une autre façon d'obtenir une telle caractérisation consiste à utiliser la transformée de Fourier rapide (FFT), où les mesures sont effectuées dans le domaine temporel puis converties dans le domaine fréquentiel. Cette technique est également connue sous le nom d'analyse de la réponse en fréquence impulsionnelle (**IFRA**).

L'IFRA a été introduite pour la première fois en tant que méthode de test à impulsion basse tension (LVI) en 1980, puis améliorée par Vaessen et Hanique dans les laboratoires KEMA [143].

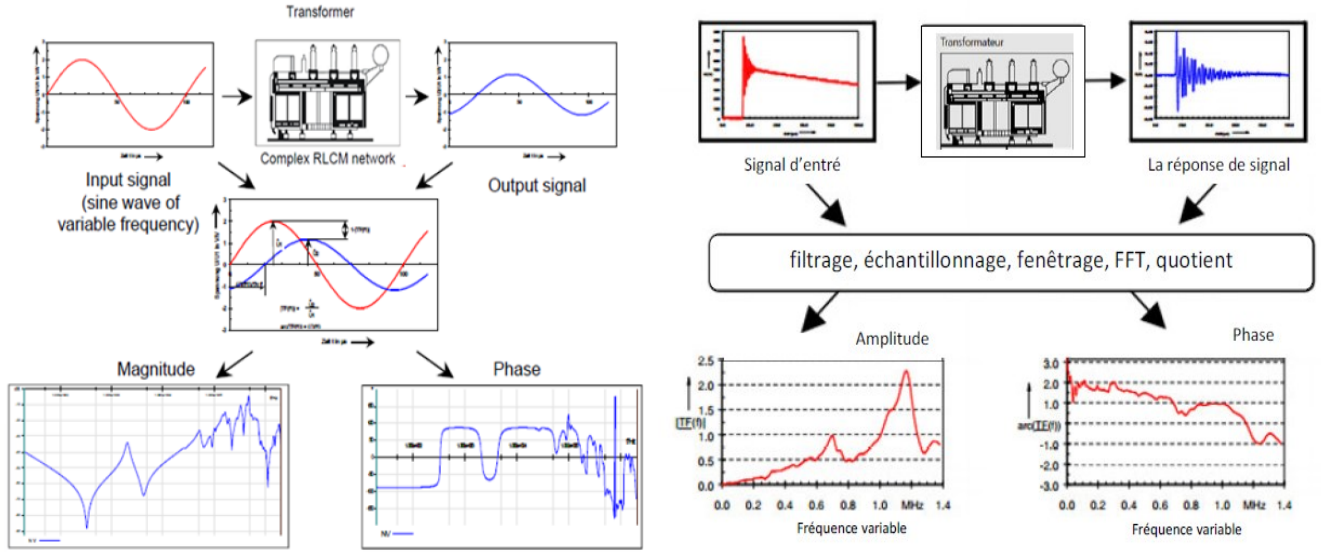
La mesure IFRA doit injecter dans la borne d'entrée un signal basse tension dans le domaine temporel, enregistrer numériquement les signaux à la borne d'entrée et à la borne de sortie, puis utiliser la transformée de Fourier rapide (FFT) pour transformer les signaux du domaine temporel en fréquence - spectres de domaine. Dans [143], la faisabilité de l'IFRA a été confirmée en mesurant de nombreux transformateurs compris entre 100 kVA et 450 MVA, il est conclu que dans la gamme de fréquence de 0-200 kHz, l'IFRA peut produire des résultats satisfaisants tandis que lorsque la fréquence augmente au-delà de 200 kHz, la signature de l'IFRA commence à montrer des caractéristiques irrégulières.

La mesure SFRA a été développée pour la première fois par Dick et Ervin en 1978 [144], elle peut être utilisée en injectant un signal sinusoïdal basse tension (jusqu'à 10 Volts) dans la borne d'entrée balayée sur la gamme de fréquences de 10 Hz à 10 MHz, et le rapport de ce signal d'entrée au signal de sortie résultant est calculé comme la réponse d'amplitude et la réponse d'angle de phase de retard. Bien que l'IFRA et le SFRA se soient avérés efficaces pour détecter la déformation des enroulements et puissent produire les mêmes réponses à une certaine fréquence, généralement de 2 kHz à 200 kHz, il existe encore quelques différences entre eux. Étant donné que l'impulsion d'entrée peut difficilement fournir une puissance suffisante lorsque la fréquence est supérieure à 200 kHz, l'application de l'IFRA est limitée. La comparaison entre l'IFRA et la SFRA est présentée dans le Tableau III.1 [145].

Tableau III.1. Comparaison entre IFRA et SFRA [145]

	IFRA	**SFRA**
Rapport signal sur bruit	Bruit médiocre et difficile à filtrer	Bon, le bruit peut être filtré
Effet du câble de mesure	Les résultats sont influencés par les câbles de mesure	Les résultats sont influencés par les câbles de mesure
Réponse en basse fréquence	Généralement médiocre, peut être amélioré en appliquant des impulsions larges	Bon
Réponse haute fréquence	Précis jusqu'à 200 kHz, pourrait être amélioré en appliquant des impulsions nettes	Précis pour les fréquences plus élevées
Temps pris pour les mesures	Plusieurs mesures peuvent être effectuées en même temps dans le cas où des bornes non testées sont mises à la terre. Le temps de mesure est d'environ une minute. Une seule mesure à la fois.	Plusieurs minutes sont nécessaires pour chaque mesure
Mesure en ligne/hors ligne	En ligne possible, généralement hors ligne	Hors ligne
Reproductibilité	Bon	Bon
Traitement des données	Le filtre FFT est requis	Aucun traitement requis
Puissance injectée	Différentes quantités de puissance injectées à différentes fréquences, réduites avec des fréquences plus élevées, peuvent être améliorées en appliquant des impulsions nettes	Même quantité de puissance injectée sur la large gamme de fréquences
Sensibilité à la configuration de mesure	Sensible, surtout aux hautes fréquences	Sensible, surtout aux hautes fréquences
Mise à la terre	Une mise à la terre appropriée des instruments de test est requise	Une mise à la terre appropriée des instruments de test est requise
Tension d'entrée	Des centaines de volts	Quelques volts
Interprétation des résultats	Difficile	Difficile

La Figure III.4 illustre, de manière comparative, les processus d'obtention de la réponse en fréquence des transformateurs utilisant SFRA et IFRA.



a) **b)**

Figure III.4. a) Principe de la méthode SFRA [146] , **b)** Principe de la méthode IFRA [147]

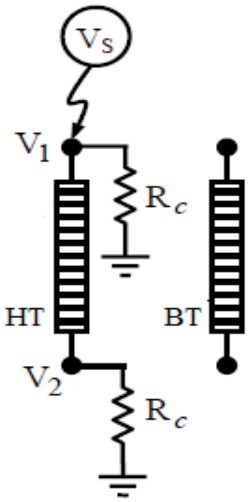
La pratique consistant à utiliser SFRA pour l'identification et la localisation des défauts mécaniques dans les enroulements de transformateurs s'est développée au cours des dernières années. Ainsi, l'approche SFRA sera notre objectif principal dans les sections restantes de cette thèse. Et bien qu'il existe une distinction entre les termes SFRA et IFRA en réponse en fréquence, il est courant de noter dans la littérature l'utilisation du terme FRA pour désigner l'application de la méthode de balayage, et ce sera fait au cours de cette thèse.

III.2.4. Méthodes de mesure FRA :

Il existe trois méthodes de connexion qui sont couramment utilisées dans la pratique pour les mesures FRA [148-150] :

a. Mesure du rapport de tension de bout en bout (FRAee) :(End-to-end voltage ratio measurement)

Dans ce type de test, une source de tension est appliquée à l'une des bobines et les tensions sont mesurées aux bornes de la même bobine tandis que la seconde bobine est soit ouverte, soit en court-circuit, comme illustré aux Figure III.5 [151]. Dans cette figure, la charge Rc (typiquement 50 ohms) représente l'impédance d'entrée de l'appareil de mesure et les tensions aux bornes de l'enroulement sont mesurées aux bornes de Rc.

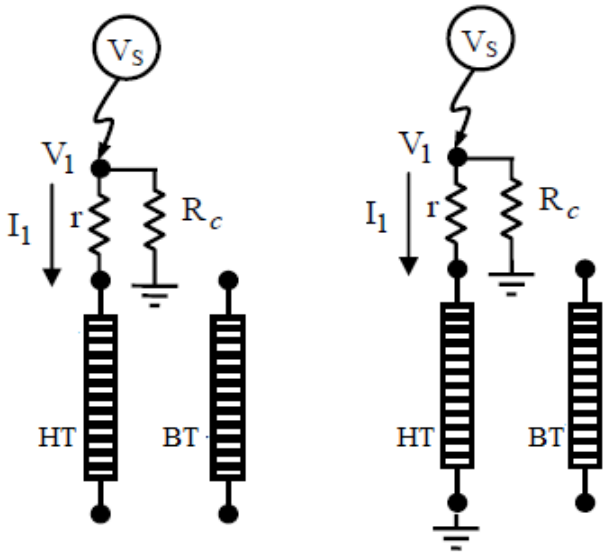


$$FRA_{ee} = \left|\frac{V_2(f)}{v_1(f)}\right|$$

Figure III.5. Connexion schématique de test de rapport de tension de bout en bout (FRAee) [149]

b. Mesure d'impédance/admittance d'entrée (FRA_{im} /FRAad) : (Input impedance/admittance measurement (FRA_{im}/FRA_{ad}))

Dans ce test, une source de tension est appliquée à l'une des bobines et la tension et le courant à la borne de la même bobine sont mesurés alors que la seconde bobine est ouverte Figure.III.6, où **r** est la résistance de l'ampèremètre (typiquement **r** = Rc). [151]



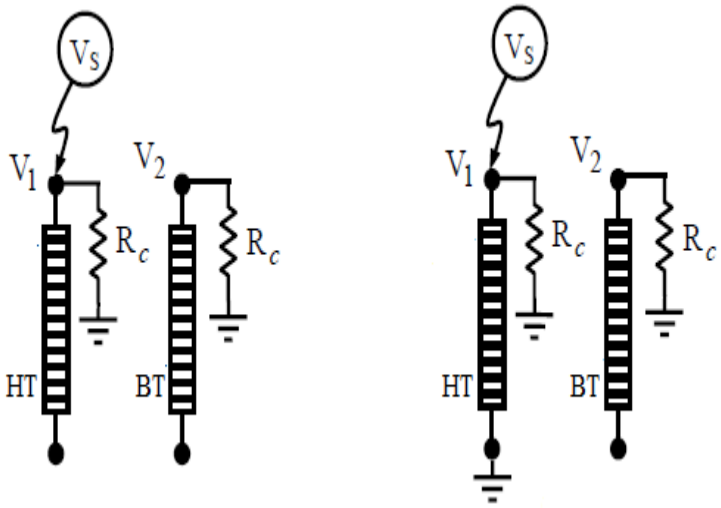
$$FRA_{im} = \left|\frac{V_1(f)}{I_1(f)}\right|$$

$$FRA_{ad} = \left|\frac{I_1(f)}{V_1(f)}\right|$$

Figure III.6.Connexion schématique du test d'impédance/admittance d'entrée (FRAim /FRAad) [149]

c. Mesure du rapport de tension de transfert (FRAtr) : (Transfer voltage ratio measurement)

Dans cette méthode, une source de tension est appliquée à la borne de l'une des bobines et la tension aux bornes de la bobine primaire et de la bobine secondaire est mesurée, tandis que les deux bobines du transformateur sont déconnectées de la terre (Figure III.7). [151]



$$FRA_{tr} = \left|\frac{V_2(f)}{V_1(f)}\right|$$

Figure III.7. Connexion schématique du test du rapport de tension de transfert (FRAtr) [149]

III.2.5. Acquisition de données de référence :

Afin d'évaluer les résultats de la FRA, les données réelles sont comparées aux données de référence par inspection visuelle directe ou à l'aide de données lointaines traitées [141]. Les trois méthodes les plus courantes pour acquérir des données de référence sont les méthodes basées sur le temps, basées sur le type et basées sur la construction [152], illustrées sur la Figure III.8 et décrites ci-après.

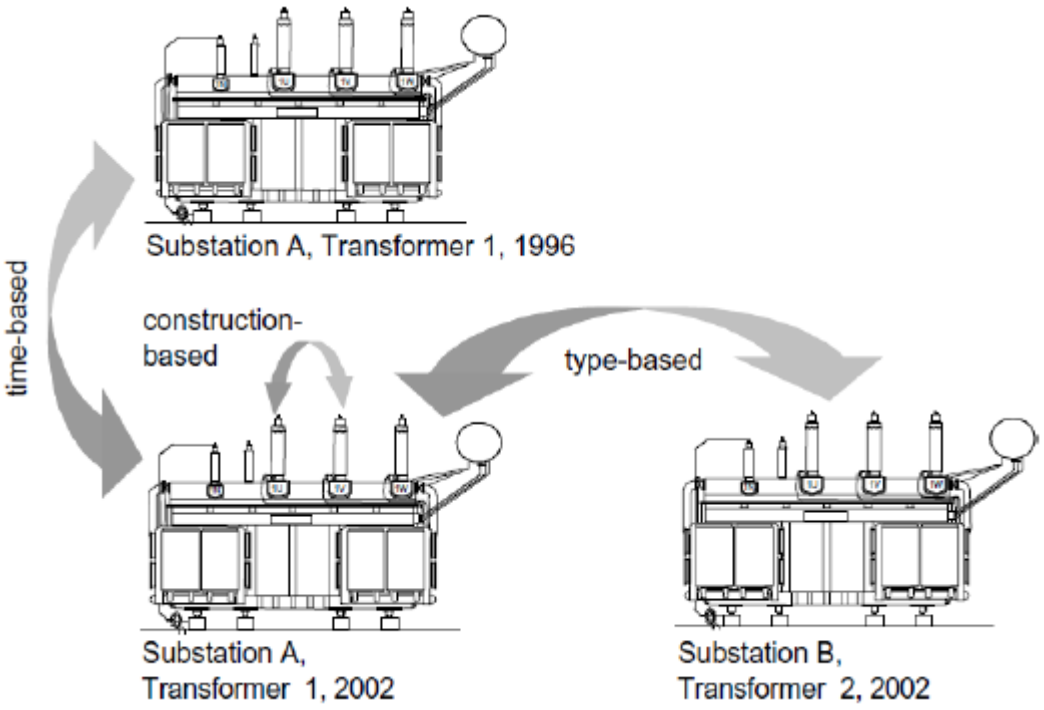


Figure III.8. Types de comparaison pour le test FRA [153].

III.2.5.1. Basé sur le temps :

La comparaison basée sur le temps consiste à comparer deux réponses FRA qui sont produites en mesurant le même enroulement de transformateur à deux moments différents, les données de référence sont le résultat d'un ancien test FRA sur le transformateur à partir du moment où il a été assuré que le

transformateur n'a pas de défaut ou de problème, et c'est ce qu'on appelle l'empreinte digitale du transformateur. Par exemple, l'empreinte digitale peut être le résultat FRA qui est effectué juste après l'installation du transformateur. Cette méthode est le moyen le plus fiable pour évaluer les mesures FRA, mais il convient de mentionner que, comme le FRA a été utilisé récemment, l'empreinte digitale d'un grand nombre de transformateurs du système électrique n'est pas disponible. Ainsi, les deux autres méthodes sont introduites comme des voies alternatives [141,154].

III.2.5.2. Basé sur le type :

Lorsque les données d'empreintes digitales ne sont pas disponibles, il est possible d'utiliser les résultats FRA des transformateurs conçus, fabriqués et construits de manière identique pour évaluer les réponses de test réelles. Ces transformateurs similaires, parfois appelés jumeaux ou sœurs, sont plus susceptibles de se trouver au niveau de la distribution du réseau électrique. De légers écarts peuvent également exister entre les résultats des transformateurs jumeaux en raison des tolérances de fabrication et/ou des effets de magnétisation du noyau [154]. Certains des paramètres qui doivent être pris en compte pour discerner les transformateurs frères sont présentés dans la réf. [141].

III.2.5.3. Basé sur la construction :

Les résultats des tests FRA des autres phases d'un transformateur triphasé pourraient être utilisés comme données de référence en raison de la symétrie dans la construction de ces transformateurs, bien que la similitude des enroulements couplés en zigzag ne soit pas suffisante pour effectuer une évaluation. La connexion en zigzag n'est pas courante au niveau de la transmission et il est également difficile de trouver exactement les mêmes transformateurs de transmission pour effectuer le test basé sur le type. Par conséquent, la méthode de comparaison basée sur la construction est plus utilisable pour les transformateurs de transmission [155,154].

III.2.6. Analyse et interprétation de la mesure FRA :

Étant donné que l'application du FRA comme outil de diagnostic est basée sur la comparaison de la réponse obtenue avec une autre référence, il est important d'établir ce qu'indiquent les différences qui peuvent être trouvées. Évidemment si les réponses sont identiques, c'est-à-dire que les graphes des deux FRAs sont les mêmes, le transformateur est intact. Mais s'il y a des différences, il devrait être possible d'établir à quoi ces différences sont dues et quels composants du transformateur ont été modifiés. Cet aspect de FRA est actuellement le plus étudié. Il doit d'abord trouver une référence à des fins de comparaison, puis identifier les différences entre le résultat de mesure actuel et la référence, et enfin interpréter les différences et fournir un diagnostic. Plusieurs approches ont été proposé pour l'interprétation et l'évaluation de FRA, dont nous mentionnons les éléments suivants :

III.2.6.1. Les Normes internationales :

Bien qu'il n'existe pas de norme internationale largement acceptée pour l'analyse de la réponse en fréquence de la procédure de test des transformateurs et de la routine d'interprétation, certaines recherches ont fourni des normes, des lignes directrices et des rapports techniques sur cette question. En 2005, la Commission nationale du développement et de la réforme (NDRC) de la République populaire de Chine a publié une norme (***Chinese Standard DL 911/2004***) qui spécifie les exigences de base dans l'analyse de la réponse en fréquence sur la déformation de l'enroulement du transformateur [156]. En 2008, le **CIGRE** (***The International Council on Large Electric Systems***) a publié un rapport technique qui traite principalement de la procédure d'exécution du test FRA et de l'interprétation des résultats [141]. En 2012, la **IEC** (***The International Electrotechnical Commission***) a présenté une norme pour les tests FRA qui traite de la technique de mesure et de l'équipement de mesure à utiliser lorsqu'une mesure de réponse en fréquence est requise [157]. L'IEEE a publié une directive pour l'application et l'interprétation de FRA pour les transformateurs immergés dans l'huile en 2013 [155]. En 2016, OMICRON a publié un rapport qui couvre le principe de mesure de FRA sur les transformateurs et l'interprétation des résultats [158]. Ces directives et rapports techniques sont les principales références de la pratique de la FRA.

III.2.6.2. Autres schémas d'interprétation :

III.2.6.2.1. Analyse statistique (où : Indices numériques pour la comparaison FRA) :

Pour analyser et interpréter la réponse en fréquence du transformateur, un indicateur statistique est souvent appliqué comme approche pour mesurer les différences entre deux réponses en fréquence. Au lieu de comparer uniquement visuellement à partir de nombres, cette méthode peut fournir une valeur unique en fonction de leur différence. Plusieurs indicateurs statistiques ont été suggérés dans la littérature et appliqués pour comparer les traces FRA, qui sont résumés dans le tableau.III.2.

Parmi les indicateurs les plus largement utilisés figure le coefficient de corrélation (CC) [159-160], également appelé coefficient de corrélation croisée dans certaines publications. Le CC compare deux groupes de nombres (quantum dans la réponse en fréquence) et si ces deux groupes sont identiques, alors le CC est 1. Cependant, la valeur diminuera à partir de 1 à mesure que la similitude entre les deux réponses diminue. CC a l'inconvénient de ne pas pouvoir faire la distinction entre deux réponses qui ont une forme similaire mais une amplitude différente. Ceci est rapporté dans [162] où un indicateur différent est également proposé qui est la somme absolue des erreurs log (ASLE). Dans ASLE, une corrélation parfaite entre deux réponses produira 0. La valeur augmentera à mesure que la similarité entre les deux réponses diminue. Comme ASLE n'a pas de limite supérieure, il peut produire des valeurs supérieures à 1. Dans les dernières études, ASLE est fortement recommandé et serait plus sensible et fiable.

Le coefficient de corrélation des indicateurs statistiques (CC), la somme absolue de l'erreur logarithmique (ASLE), la différence absolue (DABS) et Erreur quadratique moyenne intégrée (IMSE) ont été utilisés au chapitre 4 pour évaluer dans quelle mesure les estimations estimées correspondaient aux valeurs mesurées pour données FRA.

Chacun des indices statistiques a des critères de détection de défaut. Selon certains des procédés, la réponse peut être divisée en limites de bande de fréquence pour la détection de défaut. Des indicateurs statistiques peuvent définir le type de défaut qui s'est produit en fonction des écarts de type limite de bande de fréquence [158].

Une fois que les résultats de chaque indice statistique ont été obtenus, l'état du transformateur peut être déterminé. Les normes internationales établies par des organisations telles que la **IEC**, l'**IEEE** et le **DL 911/2004** du gouvernement chinois sont utilisées pour interpréter les résultats de la FRA. **IEEE** suggère d'analyser la réponse à l'aide de **CC**, tandis que **DL 911/2004** recommande d'utiliser le facteur relatif (**Relative Factor : RF**) comme méthode d'analyse.

Tableau III.2. Indices numériques

Définition	Expression Equation	Référence
Coefficient de corrélation	$CC = \frac{\sum_{i=1}^{N} X_i Y_i}{\sqrt{\sum_{i=1}^{N} X_i{}^2 \sum_{i=1}^{N} Y_i{}^2}}$	[163, 164, 172]
Erreur de somme au carré	$SSE = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}(Y_i - X_i)^2$	[165, 164]
Erreur de rapport max-min somme au carré	$SSMMRE = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}\left(\frac{\max(Y_i, X_i)}{\min(Y_i, X_i)} - 1\right)^2$	[164]
Différence moyenne absolue	$DABS = \frac{\sum_{i=1}^{N}\lvert X_i - Y_i\rvert}{N}$	[163,166, 167]
Facteur relatif	$R = \begin{cases} 10\ , & 1-\rho < 10^{-10} \\ -\log_{10}(1-\rho), & others \end{cases}$	[168]
La déviation standard	$SD = \sqrt{\frac{1}{N-1}\left(\sum_{i=1}^{N}(Y_i - X_i)^2\right)}$	[163,173]
Intégrale de la différence	$ID = \int (Y(f) - X(f))df$	[169, 170]
Intégrale de la différence absolue	$IA = \int \lvert Y(f) - X(f)\rvert df$	[169]

Différence moyenne standardisée	$SDA = \frac{\int \lvert Y(f) - X(f) \rvert df}{\int \lvert X(f) \rvert df}$	[171,173]
Somme absolue de l'erreur logarithmique	$ASLE = \frac{\sum_{i=1}^{N} \lvert 20log_{10}\lvert X_i \rvert - 20log_{10}\lvert Y_i \rvert \rvert}{N}$	[163, 172,173,174]
Erreur quadratique moyenne intégrée	$IMSE = \frac{\sum_{i=1}^{N} (X_i - Y_i)^2}{N}$	[163,172]
Maximum de différence	$MAX(Y_i - X_i)$	[165, 170]

Où :

X et Y sont la réponse d'amplitude des données de diagnostic et de référence FRA.

f : est le vecteur des échantillons de fréquence.

df : est l'intervalle d'échantillonnage de fréquence.

N : est le nombre de points d'échantillonnage.

III.2.7. Sous-bandes FRA :

Afin d'utiliser des indicateurs statistiques pour comparer les réponses en fréquence, la réponse doit être divisée en différentes sous-bandes ou régions de fréquence. En effet, chaque composant d'un transformateur de puissance affecte une plage de fréquences spécifique. Par exemple, la région basse fréquence de la réponse en circuit ouvert de bout en bout est généralement contrôlée par le noyau laminé du transformateur. Par conséquent, en effectuant une analyse statistique sur une certaine région de fréquence, il est plus facile de distinguer quelle composante pourrait provoquer la variation entre les réponses. Une étude publiée dans [175] proposait simplement de diviser la réponse en fréquence selon des bandes de cinq décades (20 Hz à 200 Hz, 200 Hz à 2 kHz, etc.). Cette approche pourrait être utilisée pour développer un schéma d'interprétation FRA automatisé puisque les régions étaient prédéterminées. Bien qu'il s'agisse d'une approche simple, il n'est pas tout à fait exact d'établir une région de fréquence fixe pour tous les transformateurs. En effet, chaque transformateur a une réponse différente en fonction de la construction, de la taille et de la conception. Par conséquent, la région doit être définie pour chaque transformateur en observant la réponse mesurée. Néanmoins, peu de littératures proposent encore plusieurs régions fréquentielles qui indiquent approximativement les composantes possibles régissant ces régions. La norme **IEC** [157] décrit également trois régions principales qui peuvent être généralisées, à savoir les régions basse, moyenne et haute fréquence qui indiquent respectivement l'influence du noyau, les interactions entre les enroulements et la structure des enroulements individuels. En ce qui concerne la norme **IEEE** [155], il existe quatre sous-bandes qui se réfèrent à la gamme des basses fréquences, à la plage des fréquences moyennes, à la gamme des hautes fréquences et à la gamme des très hautes fréquences, comme illustré à la Figure III.9. Dans chaque sous-bande, il est sensible à une défaillance particulière, comme indiqué dans le Tableau III.3.

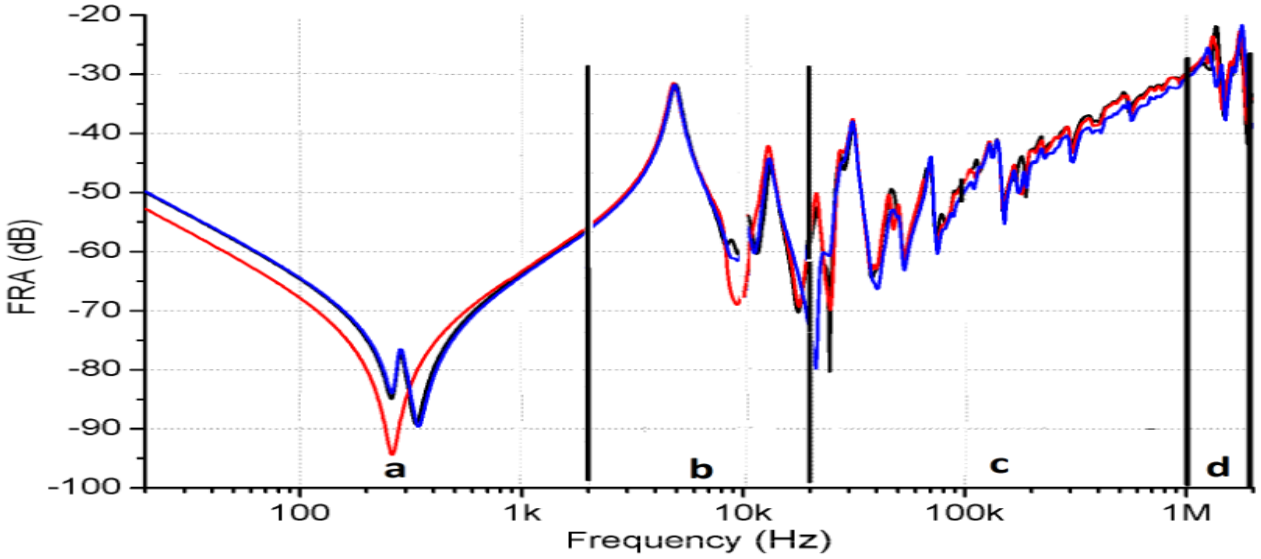


Figure III. 9. Sous-bandes de réponse en fréquence basées sur la norme IEEE [176]

Tableau III.3. Sous-bandes de réponse en fréquence et leur sensibilité aux défaillances [176]

Région	Sous-bande de fréquence	Sensibilité à l'défaut
a	< 2kHz	Déformation du noyau, circuits ouverts, spires en court-circuit et résidus magnétisme
b	2 kHz to 20 kHz	Mouvement d'enroulement en vrac entre les enroulements et le serrage la structure
c	20 kHz to 1MHz	Déformation dans les enroulements principaux ou de prise
d	1 MHz to 2 Mhz	Mouvement des enroulements principaux et des prises, impédances de terre variantes

III.3. L'intelligence artificielle (IA) et son application pour détecter les défauts dans les transformateurs de puissance :

L'intelligence artificielle (IA) a été utilisée dans divers domaines, y compris l'industrie de l'énergie, pour améliorer l'efficacité et la précision de la détection des défauts dans les transformateurs de puissance. Les algorithmes d'intelligence artificielle, tels que l'apprentissage automatique et l'apprentissage en profondeur, peuvent analyser de grandes quantités de données historiques telles que les conditions de fonctionnement, les données générées par les capteurs et les tests périodiques dans les transformateurs de puissance pour identifier les modèles et les anomalies qui peuvent indiquer un défaut. Utilisé pour faire des prédictions sur l'état futur du transformateur, permettant une maintenance proactive et réduisant les risques de panne. Les algorithmes d'IA peuvent également être formés pour reconnaître des défauts spécifiques, tels que les défauts initiaux, et fournir des prévisions en temps réel pour la maintenance et la

réparation. En utilisant l'intelligence artificielle pour détecter les défauts des transformateurs de puissance, il est possible d'augmenter la fiabilité et la durée de vie d'un transformateur, de réduire les coûts de maintenance et d'améliorer la sécurité.

L'intelligence artificielle (IA) peut être utilisée dans les transformateurs de puissance pour détecter les défauts de plusieurs manières :

- **Surveillance de l'état :** les algorithmes d'IA peuvent être utilisés pour analyser les grandes quantités de données générées par les capteurs installés dans les transformateurs de puissance. Ces données peuvent être utilisées pour identifier toute anomalie ou comportement inhabituel, indiquant un défaut potentiel.
- **Maintenance prédictive :** les modèles d'IA peuvent être formés pour prédire quand un transformateur est susceptible de tomber en panne sur la base de données historiques et de données de surveillance en temps réel. Cela permet aux équipes de maintenance de prendre des mesures proactives pour prévenir les pannes.
- **Diagnostic des défauts :** les algorithmes d'intelligence artificielle peuvent être utilisés pour diagnostiquer les défauts des transformateurs de puissance en analysant les données des capteurs et d'autres sources de données, telles que les signatures électriques, afin d'identifier la cause première du défaut.

III.3.1. L'apprentissage automatique (Machine Learning ML) :

L'apprentissage automatique (Machine Learning ML) est une branche cruciale de l'IA qui consiste à donner aux systèmes l'accès aux données pour apprendre et prendre des décisions sans intervention humaine. Il peut être divisé en trois catégories : apprentissage supervisé, apprentissage non supervisé et apprentissage par renforcement. L'apprentissage supervisé est une technique où l'objectif principal est d'apprendre à approximer une fonction (f) à partir de paires d'entrées et de sorties, de sorte que l'entrée (x) puisse correspondre à la sortie (y) lorsqu'on reçoit de nouvelles informations, c'est-à-dire trouver $y = f(x)$. [177]

L'apprentissage supervisé peut alors être divisé en deux groupes principaux, la classification et la régression, la principale différence étant ici le type de variable de sortie, qui est catégorique pour le premier et numérique pour le second. Dans la détection des défauts des transformateurs de puissance, la classification est l'approche la plus couramment suivie puisque nous voulons prédire si un défaut s'est produit. Il sera donc largement utilisé dans cette thèse. Parmi les algorithmes ML les plus populaires, citons :

III.3.1.1. Machines à Vecteurs Supports (SVM) algorithme :

SVM est une méthode d'apprentissage automatique supervisé qui a été initialement proposée pour le problème de classification à deux types, et il est généralement considéré comme l'un des meilleurs

algorithmes pour le problème de classification. Les problèmes de classification multi classe peuvent également être résolus par les SVM si vous utilisez plusieurs classificateurs binaires. Un SVM est un classificateur linéaire généralisé, qui peut également être appliqué au problème de classification non linéaire en combinaison avec la méthode du noyau. [178]

Un classificateur SVM binaire trouve un hyperplan optimal qui isole deux groupes d'observations avec des types connus. Les distances entre l'hyperplan et les observations les plus proches des deux groupes doivent être égales. Par exemple, dans l'espace bidimensionnel de la Figure III.10, un hyperplan optimal, représenté par la ligne en gras, ne s'appuie ni sur l'observation la plus proche de type $C1$ (triangles) ni sur l'observation la plus proche de type $C2$ (cercles). Chaque observation, qu'il s'agisse d'un triangle ou d'un cercle, est appelée une caractéristique dans l'algorithme SVM. Les entités limites, qui sont encerclées en pointillés dans la Figure III.10, déterminent l'hyperplan des classificateurs binaires, et ce sont les observations les plus proches de l'hyperplan de classification de chaque type d'entité. Ces caractéristiques limites sont appelées vecteurs de support dans SVM. Il peut y avoir plus d'un vecteur de support pour chaque type d'entités. [178]

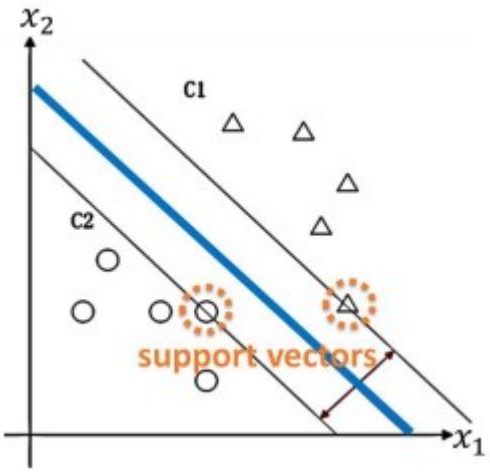


Figure III.10. Données d'apprentissage du classificateur SVM binaire dans l'espace 2D

Dans l'espace à deux dimensions de la figure III.10, l'hyperplan de classification $g(x) = 0$ est une ligne et il est défini comme :

$$g(x) = w^T . x + b = (w_1 \;\; w_2) \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \end{pmatrix} + b = 0 \qquad \text{III. 1}$$

Où $\boldsymbol{x}$ est un point, un vecteur 2×1, situé sur la ligne de classification dans l'espace à deux dimensions, $\boldsymbol{w}$ est le vecteur des coefficients linéaires ajustés et $\boldsymbol{b}$ est le biais. Le vecteur $\boldsymbol{w}$ et le biais b déterminer la pente et l'ordonnée à l'origine de l'hyperplan de classification dans l'espace bidimensionnel, respectivement. Les signes de deux types d'entités sur deux côtés de l'hyperplan de classification sont différents. Dans la Figure III.10, le signe de $g(x) = wx + b$ est positif pour les entités de type $C1$ et négatif pour les entités de type $C2$.

Définissez y comme étiquette de classification :

$$y = \begin{cases} 1 & for\ type\ C1 \\ -1, & for\ type\ C2 \end{cases} \quad \text{III. 2}$$

Pour la commodité du calcul, le plan entier peut être mis à l'échelle de telle sorte que pour le vecteur de support x_i, $g(x) = |w^T.x_i + b|$ est égal à 1. Pour obtenir un classificateur optimal, la marge géométrique $\mathbf{1}/\|\boldsymbol{w}\|$, entre le vecteur support et l'hyper-plan de classification, doit être maximisée, ce qui est égal à la minimisation $\frac{\mathbf{1}}{\mathbf{2}}\|\boldsymbol{w}\|^{\mathbf{2}}$. Ainsi, le problème pour trouver l'hyperplan de classification optimal dans l'espace à deux dimensions peut être décrit mathématiquement comme suit :

$$\begin{cases} min\frac{1}{2}\|\boldsymbol{w}\|^2 & (fonction\ objectif) \\ y_i(\boldsymbol{w^T}.\boldsymbol{x}_i + b) - 1 \geq 0 & (fonction\ de\ contrainte\ ) \end{cases} \quad \text{III. 3}$$

Il s'agit d'un problème de programmation quadratique convexe, qui s'applique également à la recherche de l'hyperplan de classification optimal dans des espaces de dimension supérieure. Pour le résoudre, une équation de Lagrange peut être définie, en combinant la fonction contrainte avec la fonction objective avec un multiplicateur de Lagrange non négatif $\boldsymbol{a}$:

$$L(w, b, \alpha) = \frac{1}{2}\|w\|^2 - \sum_{i=1}^{n} \alpha_i \left(y_i(w^T.x_i + b) - 1\right) \quad \text{III. 4}$$

Définir $\boldsymbol{\theta(w)}$ comme :

$$\theta(w) = \max_{\alpha_i \geq 0} L(w, b, \alpha) \quad \text{III. 5}$$

Puisque $\boldsymbol{a_i \geq 0}$, lorsque la fonction de contrainte dans l'équation III.3 est satisfaite, il existe $\theta(w) = \frac{\mathbf{1}}{\mathbf{2}}\|\boldsymbol{w}\|^{\mathbf{2}}$. Ainsi, la fonction objective dans l'équation III.3 peut être exprimée comme suit :

$$\min_{w,b} \theta(w) = \min_{w,b} \max_{\alpha_i \geq 0} L(w, b, \alpha) \quad \text{III. 6}$$

Sous la condition de Karush – Kuhn – Tucker (la fonction de contrainte est satisfaite et L est différentiable par rapport à $\boldsymbol{w}$ et b), le problème de l'équation III.6 peut être converti en son problème dual selon la dualité de Lagrange :

$$\max_{\alpha_i \geq 0} \min_{w,b} L(w, b, \alpha) \quad \text{III. 7}$$

Pour résoudre l'équation III.7, L doit être minimisé en ce qui concerne w et b, en fixant leurs dérivées partielles à 0, et donc :

$$w = \sum_{i=1}^{n} \alpha_i y_i x_i \quad \text{III. 8}$$

$$\sum_{i=1}^{n} \alpha_i \, y_i = 0 \qquad \text{III. 9}$$

Maintenant, le problème peut être exprimé uniquement par le multiplicateur de Lagrange $\boldsymbol{\alpha}$ comme :

$$\begin{cases} \max\limits_{\alpha} \sum\limits_{i=1}^{n} \alpha_i - \dfrac{1}{2} \sum\limits_{i=1}^{n} \alpha_i \alpha_J y_i y_J {x_j}^T x_i \\ s.t. \, \alpha_i \geq 0, i = 1, \ldots, n \\ \sum\limits_{i=1}^{n} \alpha_i y_i = 0 \end{cases} \qquad \text{III. 10}$$

Le multiplicateur de Lagrange $\boldsymbol{\alpha}$ peut être résolu à l'aide de l'algorithme d'optimisation minimale séquentielle. Après le calcul de $\boldsymbol{\alpha}$, w et b sont dérivés comme :

$$w = \sum_{i=1}^{m} \alpha_i y_i x_i \qquad \text{III. 11}$$

$$b = -\frac{\max(W^T \, . x_i | y_i = -1) + \min(W^T \, . x_i | y_i = 1)}{2} \qquad \text{III. 12}$$

Une fois w et b obtenus, l'hyperplan de classification est trouvé, et le classificateur implémentant l'hyperplan séparateur optimal se présente sous la forme suivante :

$$g(x) = \operatorname{sgn}\left(\sum_{i,j=1}^{m} \alpha_i y_i \langle x_i, x_j \rangle + b\right) \qquad \text{III. 13}$$

Cependant, dans certains cas, un classificateur linéaire ne convient pas, par exemple lorsque les données se chevauchent ou ne peuvent pas être séparées linéairement.

Par conséquent, les vecteurs d'entrée doivent être projetés dans un espace de caractéristiques de dimension supérieure et là, les données peuvent être classées linéairement plus efficacement grâce à l'utilisation de l'algorithme SVM. Cependant, cela peut poser des problèmes de calcul en raison des grands vecteurs et de la grande dimensionnalité. L'idée d'utiliser la fonction noyau (kernel) permet d'effectuer le calcul dans l'espace d'origine plutôt que dans l'espace futur projeté de grande dimension, évitant ainsi la malédiction de la dimensionnalité. [179]

$$k(x_i, x_j) = \langle \emptyset(x_i), \emptyset(x_j) \rangle \qquad \text{III. 14}$$

Ainsi, l'hyperplan de décision linéaire dans l'espace à fonctionnalités élevées est :

$$g(x) = \operatorname{sgn}\left(\sum_{i,j=1}^{m} \alpha_i y_i \langle k(x_i, x_j) \rangle + b\right) \qquad \text{III. 15}$$

Le calcul de K (x_i, x_j) est facile et peu coûteux. Cette fonction noyau (kernel) calcule le produit interne des vecteurs dans un espace de caractéristiques de dimension supérieure, mais effectue ce calcul

dans l'espace d'origine, évitant ainsi la surcharge de calcul associée aux transformations de dimension élevée.

Les fonctions noyaux jouent un rôle crucial dans les performances de SVM, permettant à ces modèles de fonctionner efficacement dans des espaces de grande dimension sans avoir besoin de transformation explicite des données. Parmi les fonctions courantes du noyau figurent : [179]

- Noyau linéaire :

$$k(x_i, x_j) = x_i^T . x_j \qquad \text{III. 16}$$

Calcule le produit interne des vecteurs d'entrée directement dans l'espace des fonctionnalités d'origine.

- Noyau polynomial :

$$k(x_i, x_j) = (x_i^T . x_j + c)^d \qquad \text{III. 17}$$

Mappe les vecteurs d'entrée sur un espace de dimension supérieure à l'aide d'une fonction polynomiale de degré d et c un terme constant facultatif.

- Noyau gaussien (RBF) :

$$k(x_i, x_j) = exp\left(-\frac{\|x_i - x_j\|^2}{2\sigma^2}\right) \qquad \text{III. 18}$$

Mappe les vecteurs d'entrée sur un espace de dimension infinie à l'aide de la fonction de base radiale. Il mesure la similarité entre les vecteurs sur la base de la similarité gaussienne.

- Noyau sigmoïde :

$$k(x_i, x_j) = tan(\alpha x_i^T . x_j + c) \qquad \text{III. 19}$$

Mappe les vecteurs d'entrée à l'aide d'une fonction tangente hyperbolique, qui peut modéliser des relations non linéaires. (α et c sont des paramètres de noyau)

Le type de fonctions noyaux à utiliser est important car il détermine l'espace de fonctionnalités dans lequel les données d'entraînement sont classées. Théoriquement, la fonction noyau est meilleure si elle peut fournir une limite supérieure plus élevée sur la dimension VC (VC : signifie Vapnik-Chervonenkis). Cependant, l'évaluation de l'hyper-sphère renfermant toutes les données dans l'espace des caractéristiques non linéaires est difficile à réaliser.

La fonction noyau (Kernel) peut projeter de manière non linéaire les données d'entrée originales dans un espace dimensionnel supérieur ; ainsi, SVM équipé de la fonction noyau peut gérer les cas où les données d'entrée ne peuvent pas être séparées linéairement. De manière générale, le noyau RBF est le premier choix pour les deux raisons suivantes : Premièrement, un noyau linéaire est un noyau RBF spécial : lorsque le paramètre C est ajusté à une certaine valeur, un noyau linéaire se comporte de la même manière que le noyau RBF et il est donc le noyau sigmoïde à certains paramètres. Deuxièmement, le noyau RBF entraîne moins de coûts de calcul et moins d'hyper paramètres. [180]

III.3.1.2 K Plus Proches Voisins algorithme (KNN) :

Le K-plus proche voisin, en anglais « k-Nearest Neighbors (KNN) » est considéré comme l'un des algorithmes d'apprentissage automatique les plus simples. A partir du nom, cette règle classe l'échantillon $\boldsymbol{x}$ en lui attribuant le label le plus fréquemment représenté parmi les $\boldsymbol{k}$ points attribués les plus proches. La décision est construite sur la base d'un vote majoritaire de k plus proches voisins [181]. Le nombre de voisins (k) affecte le résultat de la classification. Cette problématique est résumée dans la Figure III. 11. Le carré et le triangle représentent respectivement les classes 1 et 2. L'objet de départ symbolise un échantillon d'essai à classer soit dans la classe 1, soit dans la classe 2. Si $k = 3$, il sera affecté à la classe 1 car il y a 2 carrés et un seul triangle à l'intérieur du cercle avec une ligne continue. Par contre, si $k = 5$, l'objet de test sera affecté à la classe 2 car il y a 3 triangles et 2 carrés à l'intérieur du grand cercle en pointillés.

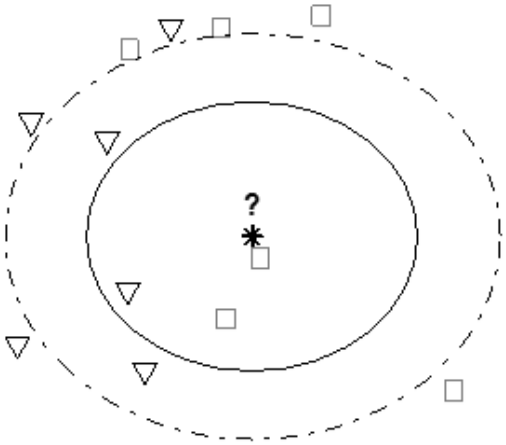


Figure III.11. Influence du nombre de voisins sur la classification

III.3.1.3. Arbre de décision algorithme (DT) :

L'algorithme d'arbre de décision en anglais « Decision tree (DT) » est un classificateur d'apprentissage automatique supervisé non paramétrique utilisé pour diviser les données en un ensemble de branches. La construction de l'arbre est menée de haut en bas de manière récursive diviser pour mieux régner [182]. Les classificateurs d'arbre de décision sont plus faciles à interpréter que les autres méthodes de classification car l'arbre de décision est capable de décomposer un processus de prise de décision complexe en plusieurs unions de décisions plus simples [183]. Généralement, la formation du classificateur d'arbre de décision est basée sur la recherche de la meilleure répartition à chaque nœud tant que l'ensemble de données complet n'est pas analysé [184]. Ledit principe conduit à l'idée de partitionner l'espace des caractéristiques jusqu'à ce que le critère d'interruption soit satisfait dans chaque liste, ou jusqu'à ce que tous les points d'une feuille donnée appartiennent à une classe. Afin de répondre aux critères, il est nécessaire de sélectionner la classe la plus courante parmi les données de la liste ou celle avec le gain d'information le plus élevé. La Figure III.12 illustre la structure de base d'un arbre de décision.

Parmi les autres algorithmes de classification, les arbres de décision présentent plusieurs avantages : bonnes performances avec de grands ensembles de données, nécessitent peu de préparation des données, capacité à gérer des données numériques et catégorielles, et sont faciles à comprendre et à interpréter.

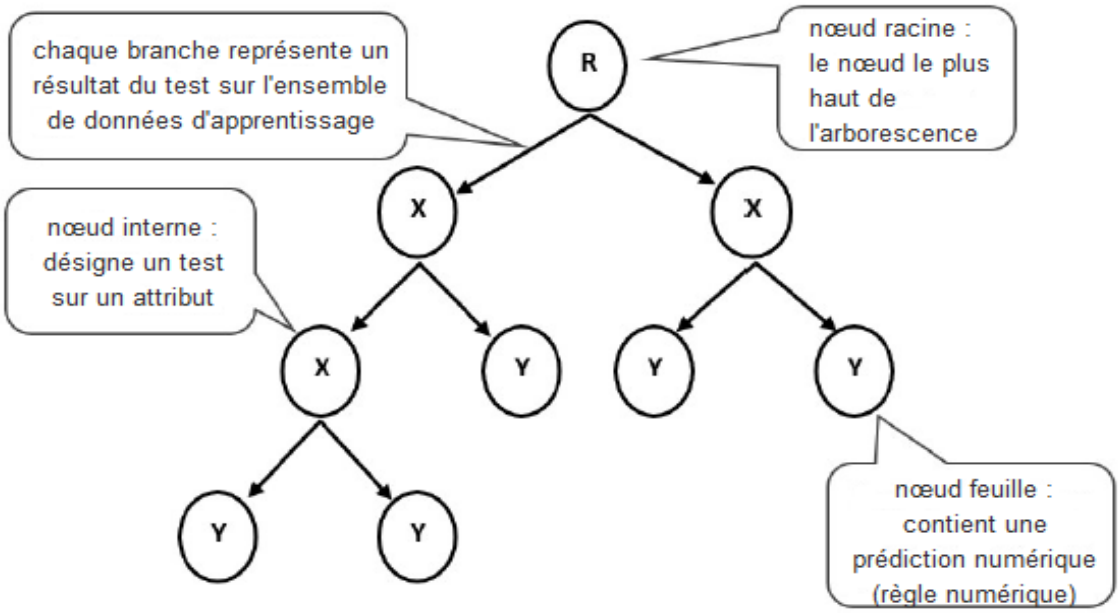


Figure III.12. Structure générale de l'arbre de décision

III.3.1.4 Forêt Aléatoire Algorithme (RF) :

La forêt aléatoire, en anglaise (Random Forest RF) est essentiellement une extension des arbres de décision. Plusieurs arbres de décision sont fusionnés pour créer une RF. Cela permet à l'algorithme de RF de donner une prédiction plus précise et efficace par rapport aux arbres de décision et est utilisé à la fois pour la classification et la régression. La RF utilise le concept de recherche de la meilleure fonctionnalité parmi un sous-ensemble aléatoire de fonctionnalités plutôt que de rechercher les meilleures fonctionnalités tout en divisant un nœud. Cette approche rend la RF plus diversifiée et meilleure que les arbres de décision. La RF est connue pour sa bonne précision, sa robustesse et sa facilité d'utilisation [185].

III.3.2. Application de L'apprentissage Automatique (ML) pour diagnostiquer les défauts des Transformateurs de Puissance :

De nombreux chercheurs se sont appuyés sur l'intégration d'algorithmes d'apprentissage automatique (ML) avec certaines techniques de diagnostic (mentionnées dans le 2ème chapitre) pour détecter et diagnostiquer les défauts des transformateurs de puissance, parmi lesquels la méthode d'analyse des gaz dissous (DGA) a été largement utilisée dans ce domaine en raison de la grande quantité de données qu'il fournit sur les gaz de transformateur, où dans diverses études [185-191] , ont été testés de nombreux algorithmes tels que modèle de perceptron multicouche (Multi layer Perceptron : MLP) [186-187] , SVM [188], K-Nearest Neighbors (KNN) [188-191] , Arbres de décision (DT) [188, 189, 192], réseau de neurones artificiels (ANN) [186, 192] et algorithme de chauve-souris modifié (MBA) [190], PSO-SVM

[191] sur des données avec un nombre variable de gaz. Les résultats ont montré que ces méthodes réussissent à distinguer différents types de défauts, dont 9 types de défauts comme dans l'étude [189] et 7 types comme dans l'étude [188]. Similaire à DGA, des algorithmes d'apprentissage automatique (SVM, KNN, DT et RF) ont également été utilisés avec des données d'émission acoustique (EA) pour diagnostiquer les défauts de décharge partielle (PD), les défauts de changeur de prise en charge (CPeC) et d'autres types comme dans les études [193-195], il existe également des exemples d'autres sources de données peu courantes issues de techniques de diagnostic avancées utilisées pour le diagnostic des pannes basées sur l'IA, telles que celles mentionnées dans [196-199].

Bien que les méthodes de diagnostic hybrides que nous avons évoquées soient efficaces pour diagnostiquer de nombreux défauts, elles sont faibles par rapport aux défauts mécaniques. Afin d'améliorer le diagnostic de ce type de défaut, les chercheurs ont mené des expériences pour intégrer des techniques d'apprentissage automatique avec FRA, qui seront abordées dans le titre suivante.

III.3.3. Application d'apprentissage automatique (ML) avec FRA :

Des études récentes se sont intéressées à l'intégration d'algorithmes d'apprentissage automatique (ML) et de la technique FRA pour diagnostiquer les défauts des transformateurs, et ces méthodes incluent l'extraction de caractéristiques à partir des résultats FRA et des algorithmes ML pour détecter les types ou emplacements de défauts. En plus de ce qui a été mentionné dans l'introduction de la thèse, nous essayons ici de présenter quelques études similaires :

Dans [200], sur la base des données réelles du transformateur, une méthode améliorée de classification des types de déformation de bobine basée sur SVM, utilisant des informations d'amplitude et de phase pour FRA mesurée et une technique de traitement d'image numérique pour l'extraction de caractéristiques. Une nouvelle méthode d'interprétation des défauts basée sur les caractéristiques d'image et une SVM binaire est proposé dans [201], dans laquelle les caractéristiques d'image issues des courbes FRA sont utilisées comme entrées de l'arbre binaire SVM pour le type défauts (CC, AD et VCs). [202], cette étude propose une méthode pour extraire les caractéristiques d'défauts d'enroulement de la courbe FRA basée sur l'algorithme de fenêtre mobile pour améliorer la distance euclidienne (ED) et le coefficient de corrélation (CC) et utilise une machine à vecteurs de support (SVM) pour diagnostiquer les types d'défauts (RD, AD, CC), tandis que les résultats ont été comparés avec l'algorithme du réseau de neurones à rétro propagation (BPNN). Dans [203], trois classificateurs RBF, SVM et k-NN ont été utilisés pour détecte l'étendue des défauts (AD, RD, VED et CC) en fonction des indicateurs numériques pour évaluer les déviations dérivées des défauts. Aussi dans [204], la gravité de défaut AD a été diagnostiquée à l'aide du classificateur ANN et FRA, les entrées de ce classificateur étaient les caractéristiques de quatre indicateurs qui ont été utilisés dans le processus d'interprétation des résultats de la FRA.

III.4. Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présenté de nombreux travaux utilisant ML pour la détection et le diagnostic des défauts. En raison de la grande quantité d'informations, il peut être difficile pour le lecteur d'extraire les détails les plus importants. Ainsi, nous allons maintenant présenter les principaux points du travail collecté et présenté.

Premièrement, il est important d'analyser les méthodes les plus populaires et les plus largement utilisées, qui ont une forte probabilité de succès dans un large éventail de problèmes. En général, bien que peu d'algorithmes aient été testés à l'aide de données FRA réelles, la plupart d'entre eux ont une grande précision dans la détection les défauts courants. L'algorithme SVM a obtenu de bons résultats dans la plupart des recherches, et c'est ce qui nous a poussé à nous appuyer sur cet algorithme dans les méthodes de détection proposées dans la suite de la thèse.

Deuxièmement, comme nous l'avons mentionné précédemment, ces études n'ont pas utilisé de bases de données exhaustives pour former des algorithmes d'ML, ce qui signifie qu'elles ne parviennent pas à diagnostiquer le défaut si elle se produit dans un nouvel emplacement ou avec nouvelle gravité.

Troisièmement, la plupart de ces études reposaient uniquement sur la détection des types de défauts, bien que la détermination de l'emplacement et du niveau des défauts soit importante.

De plus, si l'on veut appliquer ces méthodes à la réalité, on se heurte au problème de déséquilibre dans les bases de données, c'est un point important qui n'a pas été abordé.

Par conséquent, nous essayons dans la partie pratique de la thèse d'aborder ces problèmes à travers :

Chapitre IV :

- Proposer une méthodologie de détection sur le type, l'emplacement et l'étendue des défauts dans le transformateur basé sur des algorithmes SVM multicouches et la technique FRA. La méthodologie repose sur la création d'une base de données complète pour chaque défaut qui contient la majorité des cas possibles en termes de localisation et d'étendue.
- La méthodologie dans cette chapitre sera testée avec des données provenant de quatre défauts simulés (Circuit ouvert (CO), Déplacement axial (AD), Variation en capacité série (VCs) et Variation en capacité shunt (VCg)).

Chapitre V :

- Appliquer la méthodologie de détection proposée avec les données FRA réelles, pour détecter le type de trois défauts (AD, RD, CC) et déterminer leur emplacement et leur gravité. En plus d'apporter une solution au problème des déséquilibres dans les bases de données en s'appuyant sur le développement du classifier SVM.

II. Partie Pratique :

Chapitre IV : Diagnostic défauts d'enroulement du transformateur à l'aide de FRA et SVM

Chapitre V : Diagnostic des défauts d'enroulement du transformateur à l'aide de FRA et SMOTE-SVM

Chapitre VI : Système de surveillance intelligent pour l'état des enroulements du Transformateur de puissance

Chapitre IV :

Diagnostic défauts d'enroulement du Transformateur à l'aide de FRA et SVM

IV.1. Introduction :

Comme mentionné dans le chapitre 3, les caractéristiques de réponse en fréquence d'une bobine de transformateur peuvent être évaluées par des mesures pratiques sur les transformateurs. Alternativement, le même objectif peut être atteint en modélisant l'enroulement du transformateur pour obtenir mathématiquement des courbes de réponse en fréquence.

Cette modélisation permet de simuler plusieurs modes de défaillance de sévérité différente en modifiant les paramètres du modèle qui affectent les réponses en fréquence. En collectant ces mesures, il est possible d'analyser le comportement de la réponse en fréquence pour chaque type de défaillance à l'aide de l'intelligence artificielle.

Par conséquent, dans ce chapitre, une méthode hybride est proposée qui repose sur l'intégration de la technique d'analyse de la réponse en fréquence (FRA) et de l'algorithme SVM pour déterminer le type, l'emplacement et la gravité des défauts, où le modèle approuvé pour simuler les défauts sera d'abord abordé, puis les étapes d'application de la méthodologie de détection proposée seront détaillées, à compléter dans le dernier évaluer et discuter des résultats.

IV.2. Modélisation de l'enroulement du transformateur en vue de l'analyse de la réponse en Fréquence FRA :

Le concept derrière l'utilisation de l'analyse de réponse en fréquence (FRA) pour évaluer l'état des enroulements de transformateur est enraciné dans la compréhension que toute déformation ou déplacement de l'enroulement affecte ses propriétés géométriques, qui à leur tour sont liées à ses caractéristiques capacitives et inductives internes. De tels changements dans les propriétés de l'enroulement entraînent des modifications de ses réponses en fréquence.

Comme mentionné précédemment, la méthode d'analyse de la réponse en fréquence est une méthode comparative, c'est-à-dire que les résultats de mesure doivent être comparés aux résultats de référence. Si de grands écarts se produisent dans les résultats, le transformateur est défectueux et des mesures appropriées doivent être prises. Cependant, la relation entre les défauts et les différences de signal de réponse n'est pas clairement connue. Afin de réaliser comment les défauts physiques sur un enroulement pourraient affecter sa réponse en fréquence, il faut commencer par comprendre la représentation de l'enroulement dans le modèle électrique.

La partie active du transformateur, peut être représentée par un circuit RLC équivalent (Figure IV.1). Même de petits changements physiques dans la partie active du transformateur ont une grande influence sur son réseau RLC. La connaissance précise de la résistance (R) du bobinage, de l'inductance (L) de bobinage et de la capacité (C) des couches d'isolation, entre les fils, à la terre, à la cuve, etc. permet

d'analyser l'état du transformateur, en particulier de l'enroulement du transformateur. Les modifications de la valeur des paramètres RLC causées par des défauts survenant dans l'enroulement entraînent des modifications de sa réponse en fréquence [205].

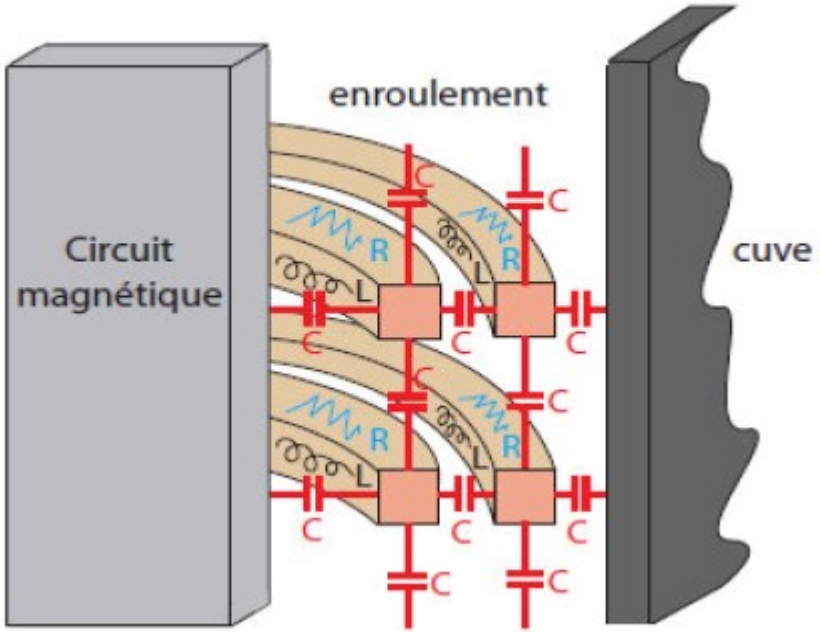


Figure IV.1. Représentation physique des paramètres du transformateur.

IV.3. Modélisation de transformateur à haute fréquence :

La modélisation des transformateurs fait partie des méthodes efficaces pour analyser la réponse en fréquence FRA des transformateurs, mais elle nécessite essentiellement un compromis entre précision et complexité. Plusieurs modèles ont été proposés dans le but d'analyser les réponses en fréquence FRA aux hautes fréquences en relation avec les modes de défaillance des transformateurs, qui peuvent être classés comme suit : - Modèles Black Box :

- Modélisation basée sur l'analyse modale [206]
- Description par pôle et zéros [207]

- Modèles physiques :
  - Modèle de ligne de transmission triphasée [208]
  - Modèle détaillée :
- Modélisation basée sur l'inductance propre et mutuelle [209]
- Modélisation basée sur l'inductance de fuite [210]
- Modélisation basée sur le principe de dualité [211]
- Modélisation basée sur les champs électromagnétiques [212]
- Modèle hybride :

- Combinaison de Black-Box et de modèle physique [213]

Les modèles de boîte noire sont considérés comme des modèles non physiques, c'est-à-dire qu'ils n'ont pas besoin de connaître les détails des informations d'ingénierie des transformateurs, et il est possible de créer des paramètres de modèle à partir de la mesure de la fréquence ou du domaine temporel à partir des bornes [214]. Par conséquent, Ce n'est pas une méthode appropriée pour l'étude des influences géométriques telles que les défaillances mécaniques dans les enroulements, en raison de sa nature non physique.

D'autre part, le modèle détaillé (ou physique) comprend un grand réseau de capacités, de résistances et d'inductances d'enroulement. Le calcul de ces paramètres nécessite des informations sur la disposition physique et les détails de construction du transformateur. Ce type de modèle permet une compréhension approfondie de la réponse observée et est donc puissant pour diagnostiquer les défauts. La modélisation du noyau basée sur le principe de dualité, est basé sur le principe de dualité entre les circuits magnétique et électrique, il permet de modéliser avec précision le noyau de fer. Cependant, l'inconvénient de ce modèle est qu'il ne représente pas correctement l'inductance de fuite, mais il convient à l'analyse de la réponse des transformateurs basse fréquence. Pour ce qui est de la modélisation basée sur l'inductance de fuite est utilisée pour représenter l'inductance de fuite du transformateur à basses fréquences afin de représenter les données de court-circuit pour un transformateur, elle peut être étendue à des fréquences plus élevées. Cependant, les propriétés du noyau à basse fréquence ne sont pas correctement prises en compte. [215]

En résumé, pour l'interprétation FRA, les modèles des transformateurs physiques sont plus efficaces et détaillé d'un transformateur que les modèles de boîte noire. Selon les résultats expérimentaux rapportés dans [216], les réponses en fréquence dans la gamme des hautes fréquences (>1 MHz) sont sensibles aux petites erreurs d'enroulement. Ainsi, compte tenu de la précision aux hautes fréquences et de la complexité de la création de modèles, la modélisation physique détaillée (modèle mutuellement couplé) est plus appropriée que le reste des modèles, c'est pourquoi ce modèle a été utilisé dans le reste de la thèse.

IV.3.1. Le modèle mutuellement couplé d'un transformateur :

Le modèle mutuellement couplé est appelé aussi Modèle de réseau en échelle, a été largement utilisé pour l'interprétation de la réponse FRA, y compris dans [217,218], en raison de sa simplicité et de sa facilité d'application. Ce modèle se compose des inductances propres Ls et mutuelles Mij, la résistance du conducteur R, séries et shunt capacités (Cs, Cg) comme le montre la Figure IV.2. Il a attiré l'attention croissante des chercheurs en raison de sa capacité à représenter avec précision la distribution de tension de la bobine interne [219, 220]. Pour construire ce modèle, la première étape consiste à calculer les composants électriques. Deux ensembles de méthodes de calcul détaillées ont été utilisées dans [221,222],

y compris les calculs de la capacité de la bobine série, de la capacité de l'enroulement de terre, de la capacité de la bobine interne, de l'inductance du noyau, de l'auto-inductance du noyau d'air et de l'induction mutuelle. La deuxième étape produira automatiquement la réponse en fréquence après que les paramètres électriques calculés dans la première étape ont été saisis par MATLAB, PSpice, Micro-Cap, etc.

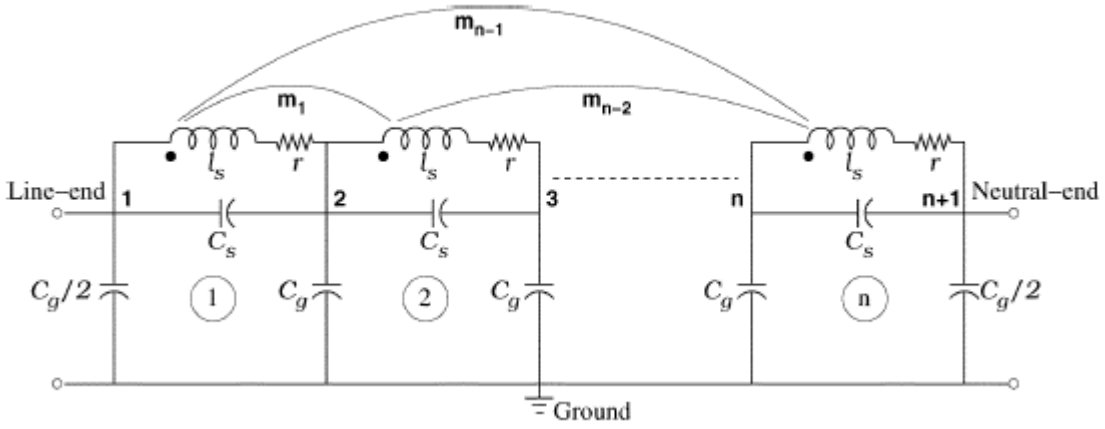


Figure IV.2. Modèle mutuellement couplé équivalent à un enroulement du transformateur

IV.4. Synthétisation du circuit de référence :

Afin d'appliquer la méthodologie proposée, nous l'avons appliquée à un enroulement d'un transformateur qui a été inspecté par Ragavan et Satish [223]. La bobine constitué d'une monocouche sur noyau d'air isolé de diamètre 200 mm Elle contient 200 spires et des prises sont prévues tous les 20 spires. Initialement, les paramètres suivants tels que : capacité effective ($Cg, eff = 5.6$ nF), la résistance courant constant (R_{dc}= 8 Ω) et l'inductance équivalant $Leq = 6{,}98$ mH ont été mesurés directement. Ensuite, en utilisant l'algorithme conçu par les auteurs, il a été estimé : le nombre de sections $N = 6$ et constante de distribution $\alpha = 7{,}483$.

$$r = \frac{R_{dc}}{N} \qquad \text{IV. 1}$$

En utilisant l'équation IV.1, la résistance de chaque section a été estimée à $r = 1{,}333\ \Omega$, qui est liée à la résistance courant constant R_{dc} et au nombre de sections N.

$$C_s = \frac{C_{g,eff} \times N}{a^2} \qquad \text{IV. 2}$$

$$C_g = \frac{C_{g,eff}}{N} \qquad \text{IV. 3}$$

À l'aide de l'équation (IV.2), la capacité série (Cs) a été déterminée en tenant compte du nombre de sections, de la constante de distribution et de la capacité shunt effective. Cela a donné une valeur de Cs égale à 0,6 ηF. De plus, une technique de mesure indirecte discutée dans [224] et [225], qui impliquait l'utilisation de la fonction DPI au format pôle-zéro-gain comme décrit dans [223], a été utilisée pour déterminer la capacité série. Le polynôme P(Cs) a été estimé à l'aide du facteur de gain scalaire, avec une valeur de "K $\approx$ 1,1275" (où K est égal à 1/Ceq, et Ceq représente la capacité d'entrée équivalente du modèle à couplage mutuel [225]), le nombre des points de résonance (N = 6) et la capacité shunt (Cg = 0,933 ηF).

$$P\,(Cs) = -2.2551C_S^6 - 25.8717C_S^5 - 37.7484C_S^4 - 5.0699C_S^3 + 12.3388C_S^2 + 5.5892C_S + 0.662 \qquad \text{IV. 4}$$

Les racines de $P\,(Cs)$ sont : -0.25169, -0.51095, -1.20694, -0,32066, -9,79208 et 0,60979 . Ensuite, la valeur de la capacité série a été déterminée, ce qui est Cs = 0,60979 ηF

De plus, les valeurs inductances propres et mutuelles présentées dans le tableau IV.1 ont été estimées par procédure itérative comme expliqué dans l'algorithme 2 conçu par les auteurs. [223]

Tableau IV.1. Inductances propres et mutuelles [223]

Propre Inductance (mH)	Inductances mutuelles (mH)				
Ls= 0.4310	M_{1-2}	M_{1-3}	M_{1-4}	M_{1-5}	M_{1-6}
	0.2392	0.1435	0.0947	0.0612	0.0496

Après avoir obtenu toutes les valeurs des paramètres de modèle, nous pouvons construire la matrice d'inductance et de capacité indiquée dans les deux équations IV.5 et IV.6.

$$[L] = \begin{bmatrix} 0.4310 & 0.2392 & 0.1435 & 0.0947 & 0.0612 & 0.0496 \\ 0.2392 & 0.4310 & 0.2392 & 0.1435 & 0.0947 & 0.0612 \\ 0.1435 & 0.2392 & 0.4310 & 0.2392 & 0.1435 & 0.0947 \\ 0.0947 & 0.1435 & 0.2392 & 0.4310 & 0.2392 & 0.1435 \\ 0.0612 & 0.0947 & 0.1435 & 0.2392 & 0.4310 & 0.2392 \\ 0.0496 & 0.0612 & 0.0947 & 0.1435 & 0.2392 & 0.4310 \end{bmatrix} \qquad \text{IV. 5}$$

$$[C] = \begin{bmatrix} 1.0665 & -0.600 & 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 \\ -0.600 & 2.1330 & -0.600 & 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 \\ 0.0000 & -0.600 & 2.1330 & -0.600 & 0.0000 & 0.0000 \\ 0.0000 & 0.0000 & -0.600 & 2.1330 & -0.600 & 0.0000 \\ 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 & -0.600 & 2.1330 & -0.600 \\ 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 & -0.600 & 2.1330 \end{bmatrix} \qquad \text{IV. 6}$$

Le circuit équivalent de référence se compose de six sections (les capacités, inductances et résistances sont respectivement nF, mH et Ω), comme indiqué sur la Figure IV.3.

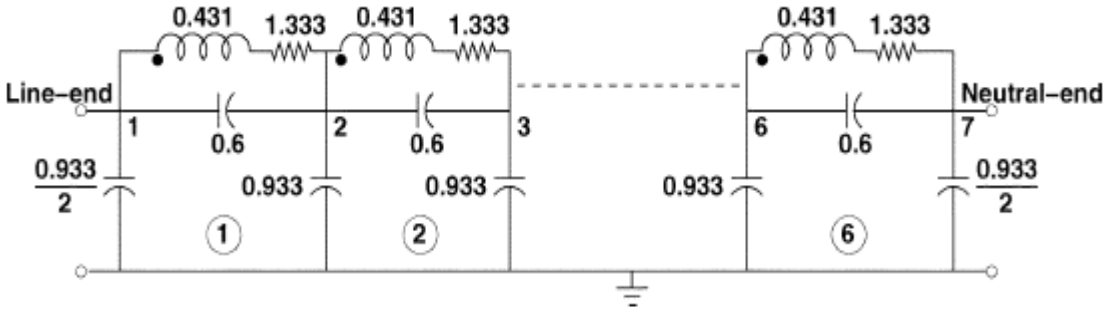


Figure IV.3. Circuit de référence synthétisé à six sections [223]

Après avoir vérifié les paramètres du circuit équivalent de référence (capacités, inductances et résistances), le programme MATLAB Simulink a été utilisé pour simuler le modèle détaillé (Figure IV.4) afin d'obtenir le signal de réponse en fréquence du modèle d'enroulement dans son état sain.

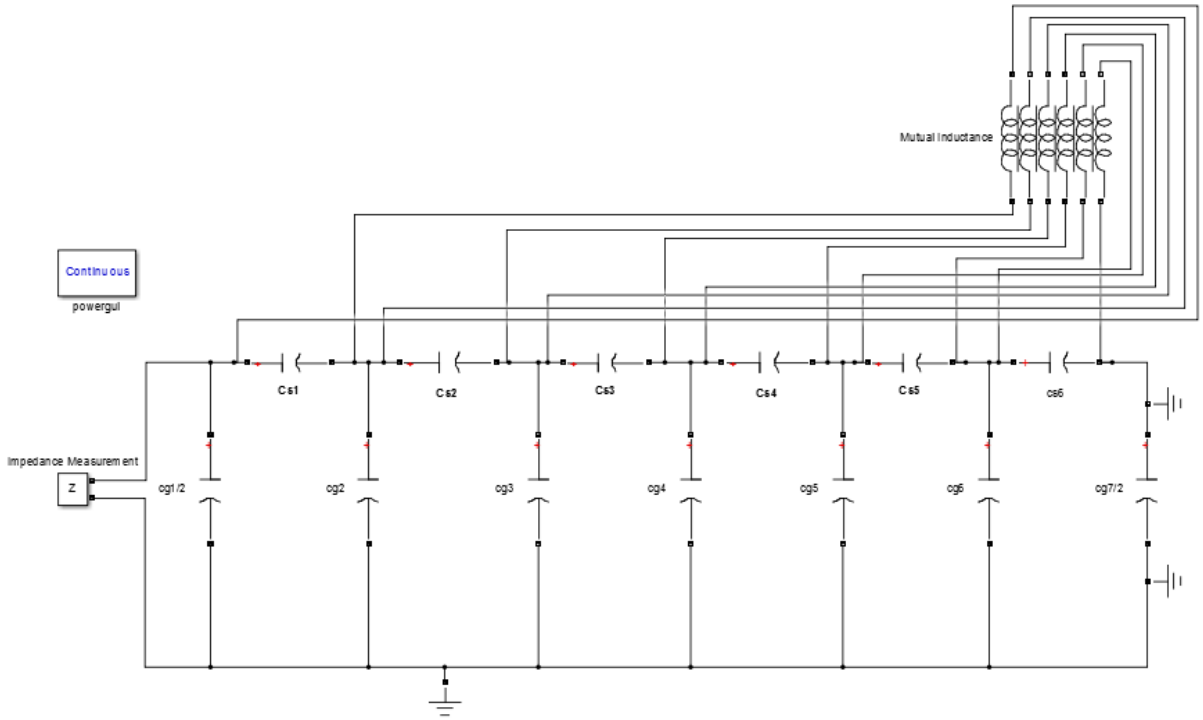
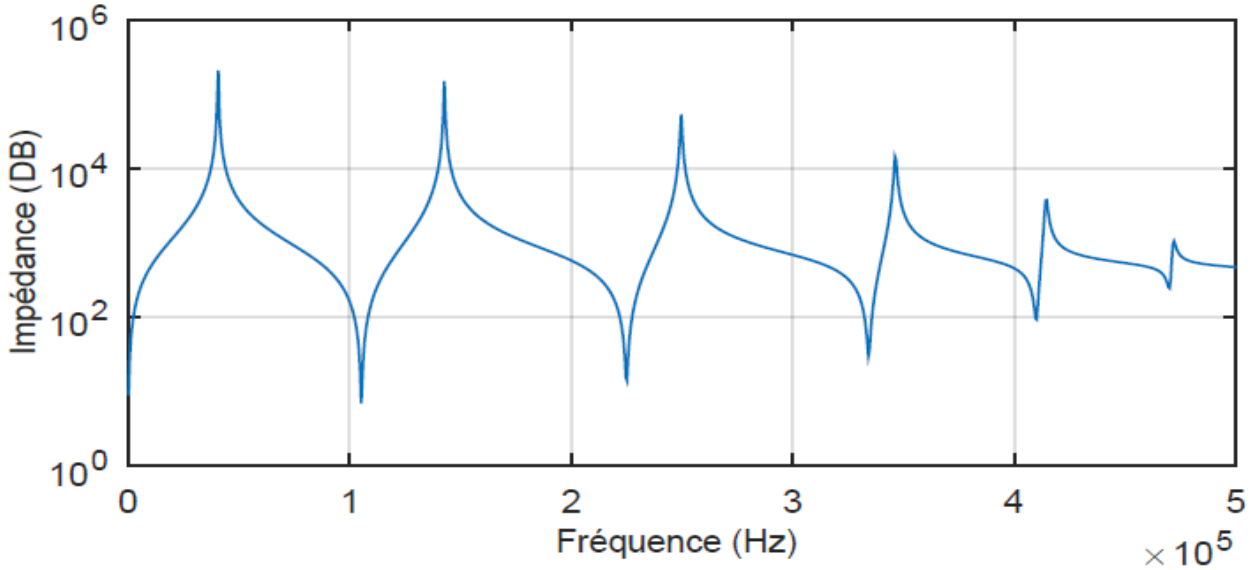


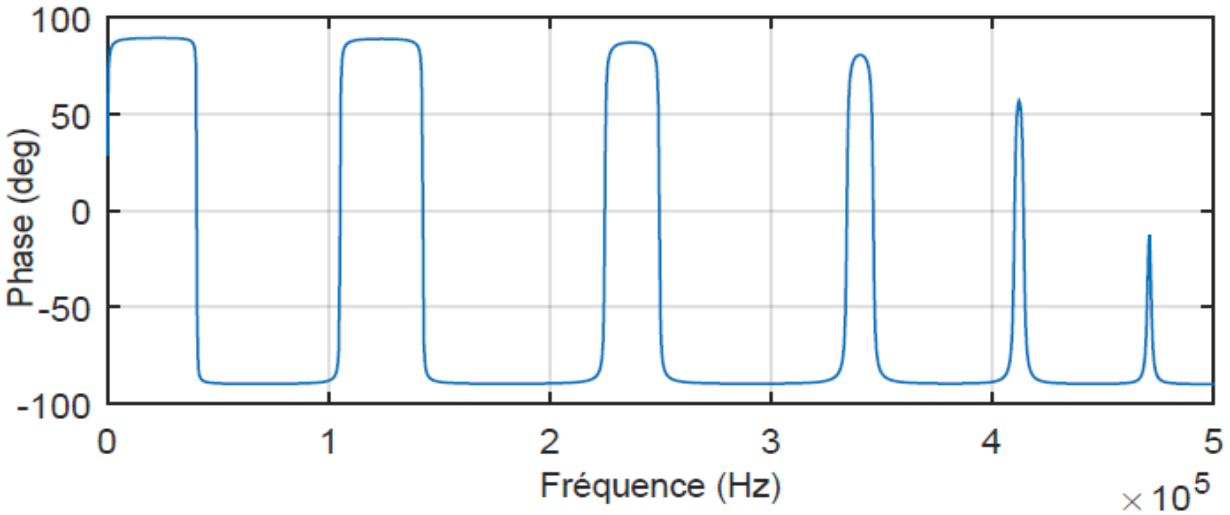
Figure IV.4. Modèle d'enroulement (construit à l'aide de MATLAB Simulink) [172]

Les résultats de la réponse en fréquence (FRA) du modèle d'enroulement apparaissent sous la forme d'amplitude et d'angle de phase, comme le montre la Figure IV.5. Six pics ont été clairement observés, en particulier aux basses fréquences, ce qui correspond au nombre de sections du modèle. Ces résultats obtenus sont assez similaires à ceux obtenus précédemment dans [223].

Cette signature (FRA) obtenue représente la signature de référence ou empreinte du modèle d'enroulement, et donc tout changement dans le comportement de cette signature entraîne une modification d'un des paramètres électriques du modèle.



(a)



(b)

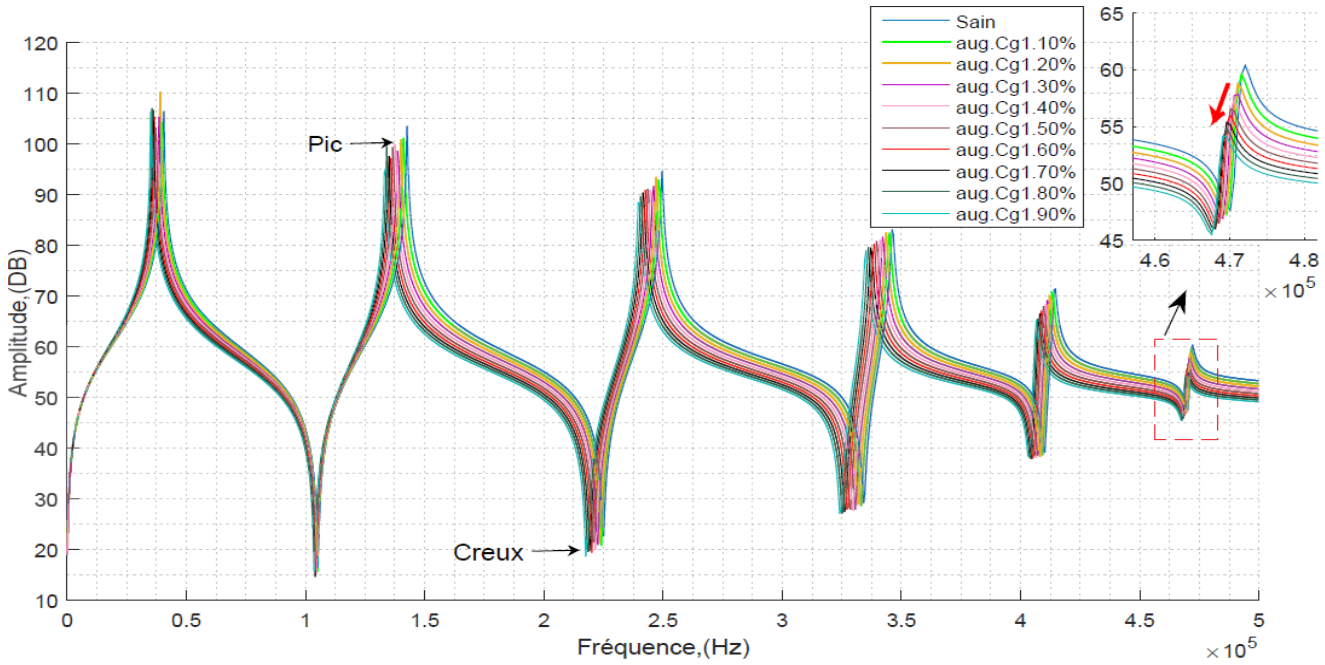
Figure IV.5. La réponse en fréquence à l'état sain de l'enroulement modèle**. (a)** Amplitude **(b)** Phase

IV.4.1. Simulation de défauts sur le modèle d'enroulement :

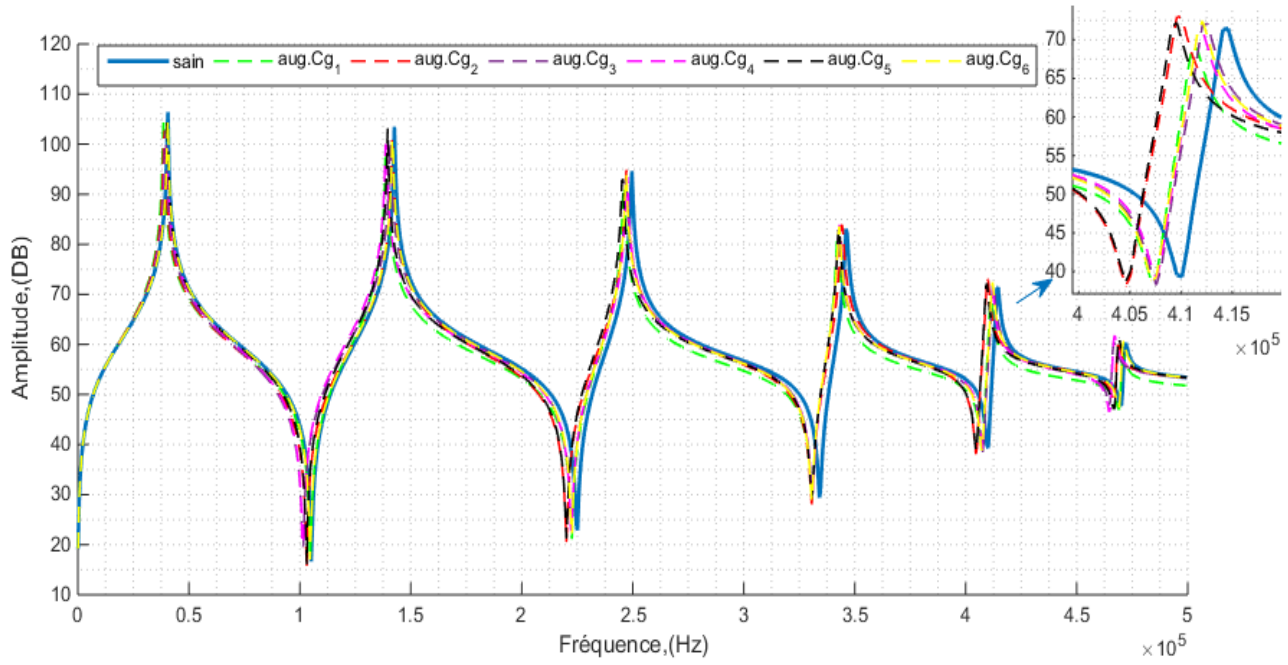
Après validation du modèle, de nombreux défauts de transformateur sont simulés en modifiant des paramètres particuliers dans le modèle de transformateur qui sont affectés par le type de défaut, puis le signal de défaut est comparé au signal de référence (réponse du transformateur sain) pour déterminer l'effet du défaut sur la signature FRA. Les défauts qui ont été simulés sont les suivants :

IV.4.1.1. Défaut dans la capacité shunt Cg (VCg) :

Nous pouvons simuler différents niveaux de défaut en variation la valeur ***Cg*** (augmentant de 10% à 90%), puis nous répétons le processus sur chaque disque, (Fig.IV.6. b) montre les données FRA dans des cas normaux et certains cas défectueux de chaque disque, et selon à (Fig.IV.6. a), nous pouvons voir qu'avec l'augmentation du rapport de défaut, les fréquences de résonance se déplacent régulièrement vers la gauche.



(a)

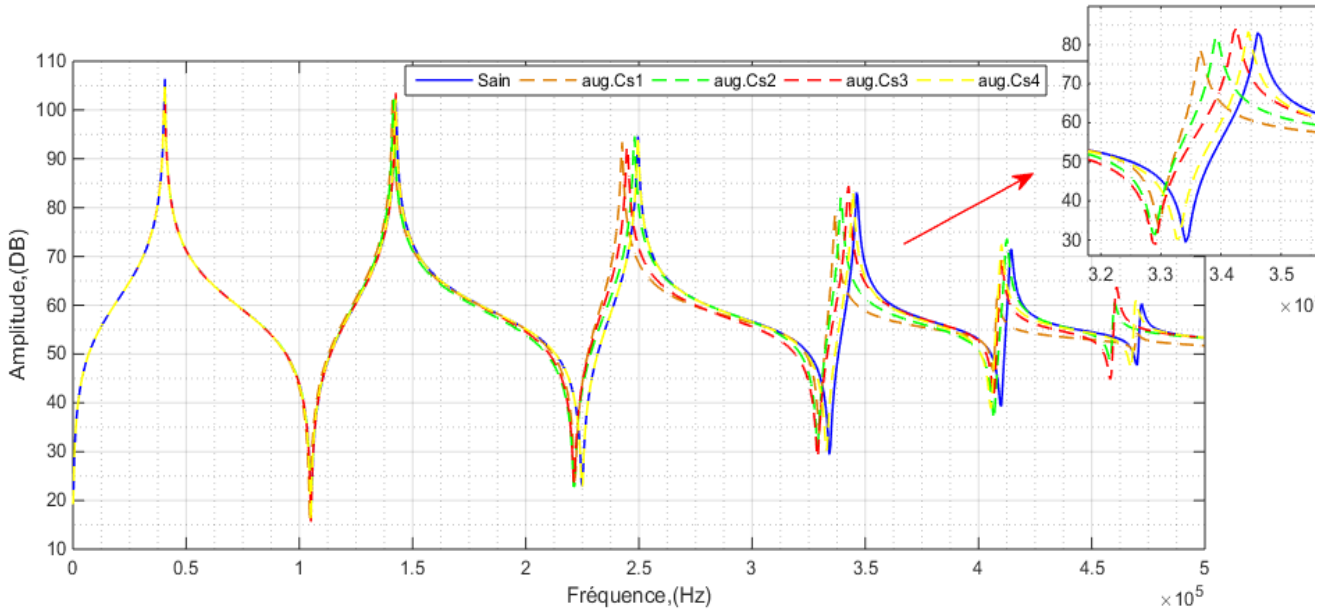


(b)

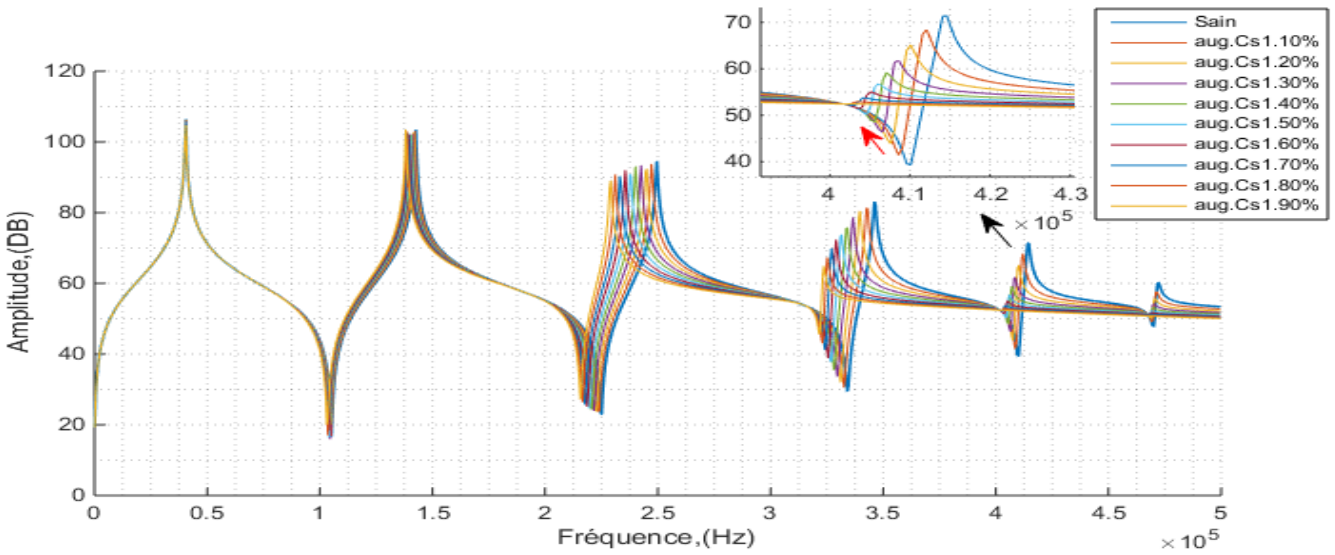
Figure IV.6. Courbes de réponse en fréquence du défaut VCg

IV.4.1.2. Défaut dans la capacité série CS (VCs) :

Pour simuler différents niveaux de ce défaut, la capacité de série C_S est modifiée (augmentant 10% à 90%) entre tous les disques. Certaines des signatures FRA mesurées entre les différents disques sont représentées sur (Fig.IV.7. a), et comme présenté dans (Fig. IV.7.b) avec les augmentations de niveau de défaut, les fréquences de résonance sont uniformément décalées vers la gauche.



(a)



(b)

Figure IV.7. Courbes de réponse en fréquence du défaut VCs

IV.4.1.3. Défaut d'axial déplacement (AD) :

Ce défaut est le résultat de forces magnétiques déséquilibrées générées dans les parties supérieure et inférieure d'un certain disque à la suite d'un défaut de court-circuit [226], nous pouvons simuler ce défaut en modifiant les valeurs des inductances mutuelles et propres de particulier disques avec la possibilité de négligé L'effet de capacité [227].

En conséquence, nous avons simulé ce type de défaut en modifiant la matrice d'inductance, pour une visualisation facile, considérons la matrice d'inductance nominale ***[L]***, correspondant à l'équation IV.7, comme suit :



(a)

$$[L] = \begin{bmatrix} L_{11} & L_{12} & L_{13} & L_{14} & L_{15} & L_{16} \\ L_{12} & L_{22} & L_{23} & L_{24} & L_{25} & L_{26} \\ L_{13} & L_{23} & L_{33} & L_{34} & L_{35} & L_{36} \\ L_{14} & L_{24} & L_{34} & L_{44} & L_{45} & L_{46} \\ L_{15} & L_{25} & L_{35} & L_{45} & L_{55} & L_{56} \\ L_{16} & L_{26} & L_{36} & L_{46} & L_{56} & L_{66} \end{bmatrix} \quad \text{IV. 7}$$

Après AD se produit entre les disques 4 et 5, nous remarquons un changement dans la matrice d'inductance, la matrice ***[L]*** est montrée dans l'équation IV.8 et le site du changement (qui sera estimé) est mis en évidence, et le reste est inchangé.



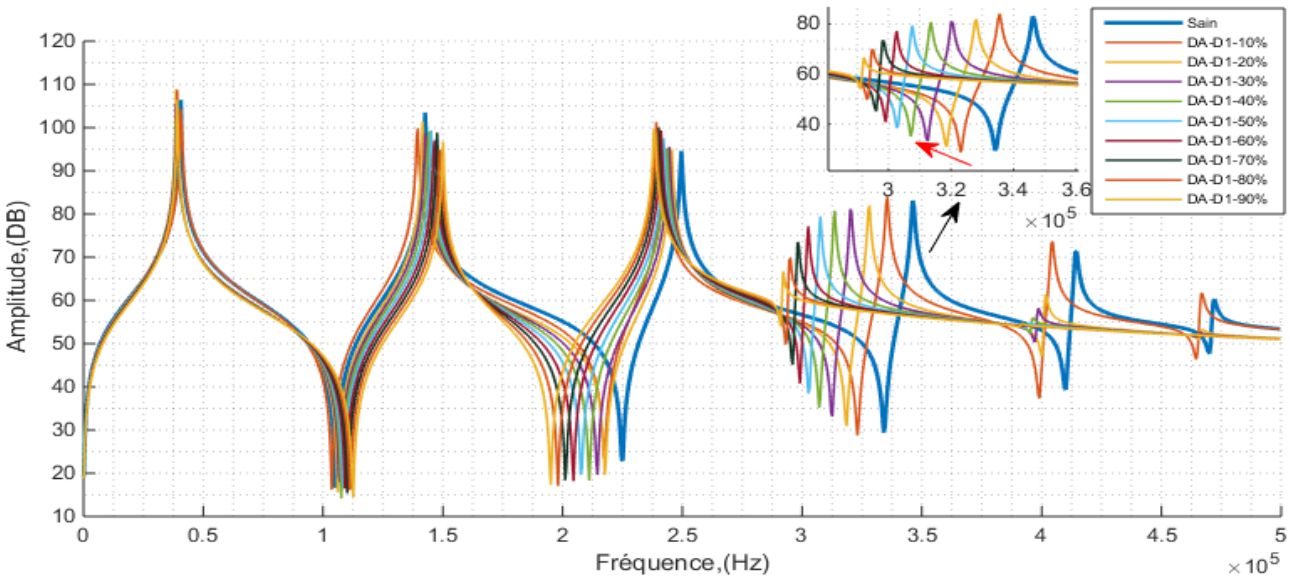
(b)

$$[L] = \begin{bmatrix} L_{11} & L_{12} & L_{13} & L_{14} & L_{15} & L_{16} \\ L_{12} & L_{22} & L_{23} & L_{24} & L_{25} & L_{26} \\ L_{13} & L_{23} & L_{33} & L_{34} & L_{35} & L_{36} \\ L_{14} & L_{24} & L_{34} & L_{44} & L_{45} & L_{46} \\ L_{15} & L_{25} & L_{35} & L_{45} & L_{55} & L_{56} \\ L_{16} & L_{26} & L_{36} & L_{46} & L_{56} & L_{66} \end{bmatrix} \quad \text{IV. 8}$$

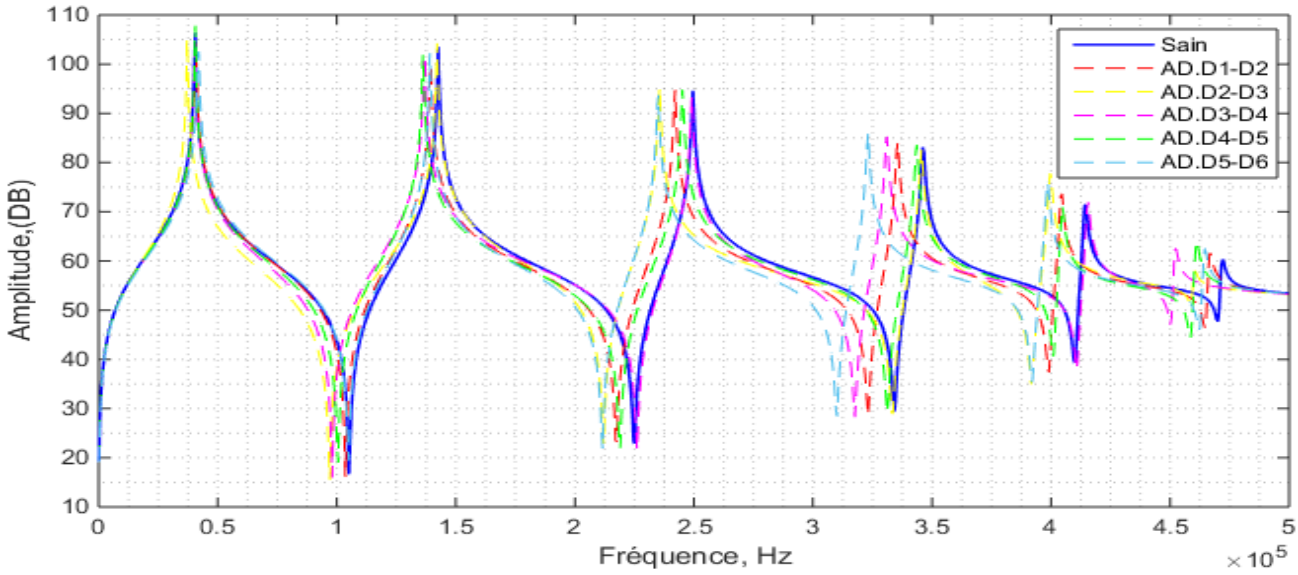
Figure IV.8. Schéma d'un enroulement à six disques : (a) avant et (b) après déplacement axial (D4-D5)

Nous avons simulé un défaut dans différentes proportions entre chacun des deux disques consécutifs (D1-D2), (D2-D3), (D3-D4), (D4-D5), (D5-D6) pour obtenir différents niveaux de défaut, à partir du (Fig.IV.9. a) on peut voir que le changement de FRA à partir de 100 kHz, et le changement de fréquence

de résonance est lié au rapport de déplacement, In (Fig.IV.9.b) montre les courbes FRA résultant de la simulation AD parmi les disques d'enroulement.



(a)



(b)

Figure IV.9. Courbes de réponse en fréquence de défaut AD

IV.4.1.4. Défaut de circuit ouvert (CO) :

Nous simulons ce défaut en créant un circuit ouvert au niveau de tous les disques d'enroulement, le résultat du défaut de simulation illustré à la Figure.IV.10 est cohérent avec les résultats publiés dans [228], ce type de défaut peut être distingué facilement des autres défauts car il a un impact significatif et clair sur la signature FRA, en particulier dans la bande des basses fréquences.

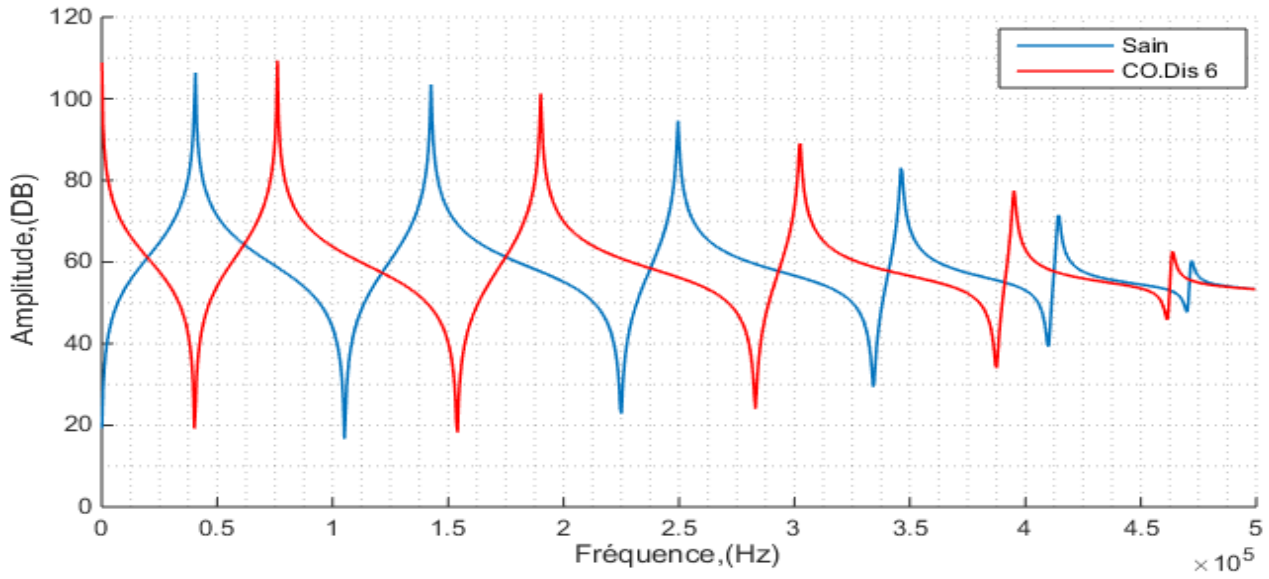


Figure IV.10. Courbe de réponse en fréquence de CO

IV.5. Méthodologie de détection appliquée :

La méthodologie proposée repose sur deux étapes principales : construction de la base de données et diagnostic des défauts.

- Dans la première étape, les signatures FRA sont collectées à partir de simulations des défauts précédents. Après cela, les caractéristiques sont extraites de ces signatures en utilisant les indicateurs les plus appropriés, puis une base de données complète et quatre sous-bases des défauts testés sont construites en agrégeant les caractéristiques obtenues.
- Dans un deuxième temps, ces bases sont utilisées pour entrainer et évaluer les SVM afin de déterminer le type, l'emplacement et le niveau des défauts.

Les étapes de la méthodologie proposée peuvent être résumées dans le schéma (Figure.IV.11) suivant :

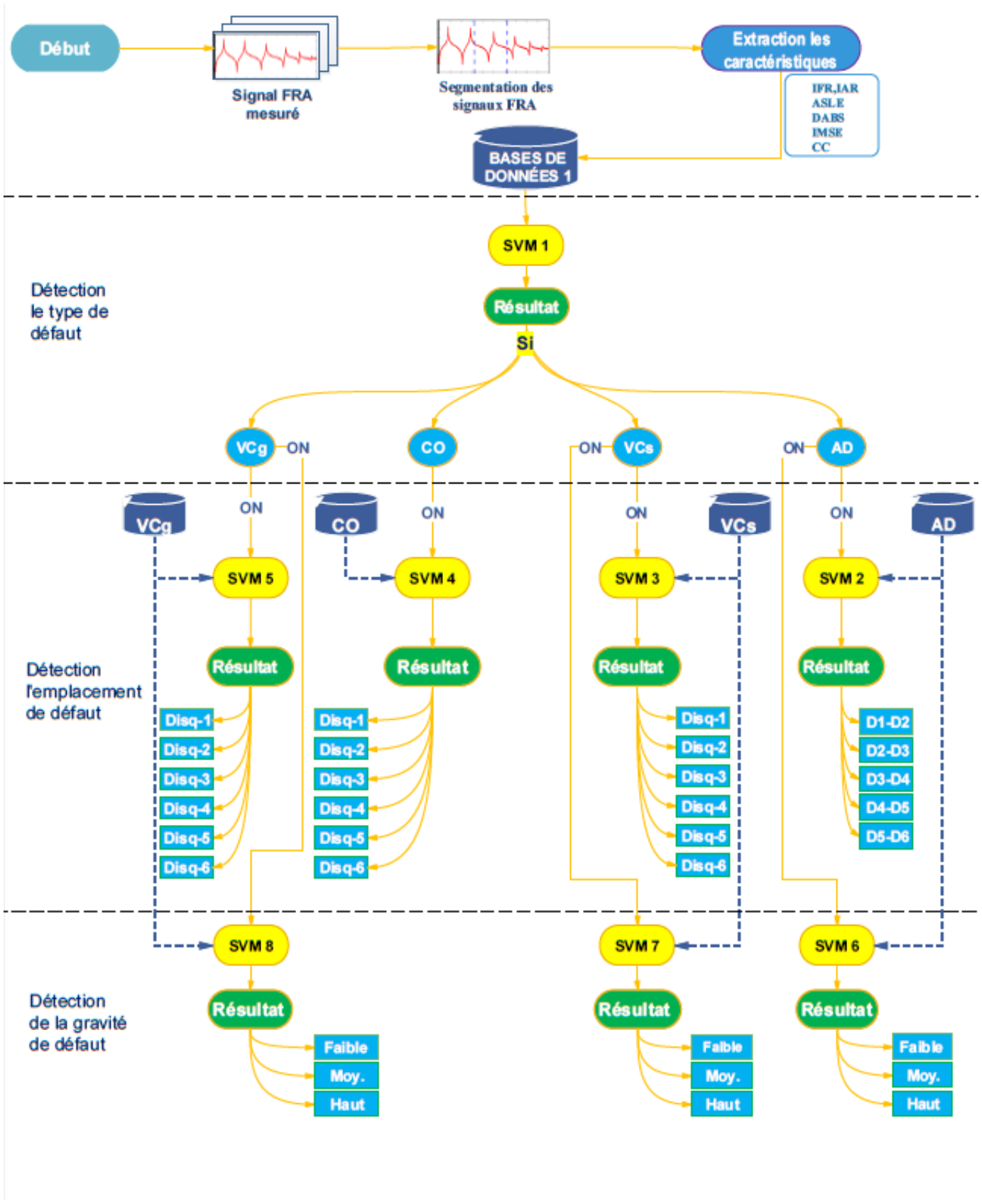


Figure IV.11. Diagramme de la méthodologie proposée [172]

Nous avons expérimenté la simulation des quatre défauts 207 fois et l'obtention de la réponse en fréquence, après quoi nous avons compilé et extrait les fonctionnalités mentionnées précédemment, puis les avons mis dans une base de données, nous essaierons d'expliquer ces étapes comme suit :

IV.5.1. Extraction les caractéristiques de la signature FRA :

L'extraction des caractéristiques des défauts est une condition préalable importante pour discriminer avec précision les différents défauts. Dans cette étude, l'extraction de caractéristiques est basée sur des indicateurs statistiques et mathématiques qui permettent de quantifier facilement et rapidement la différence entre la référence et la signature mesurée. Mais avec la segmentation de la signature, car la segmentation de la bande de fréquence augmente le nombre de caractéristiques, ce qui a un effet sur la précision de la classification. Cette division était en fonction du nombre de résonances Figure.IV.12 en raison de l'effet combiné des défauts sur les fréquences de résonance, puis en appliquant les indicateurs statistiques appropriés, les caractéristiques sont extraites de chaque bande de fréquence, Nous avons donc choisi quatre indicateurs statistiques (ASLE, DABS, IMSE, CC) mentionnés dans le Tableau III.2 de la troisième chapitre, qui peuvent calculer avec précision la variance, avec les indicateurs d'amplitude et de fréquence détaillés dans le titre suivant.

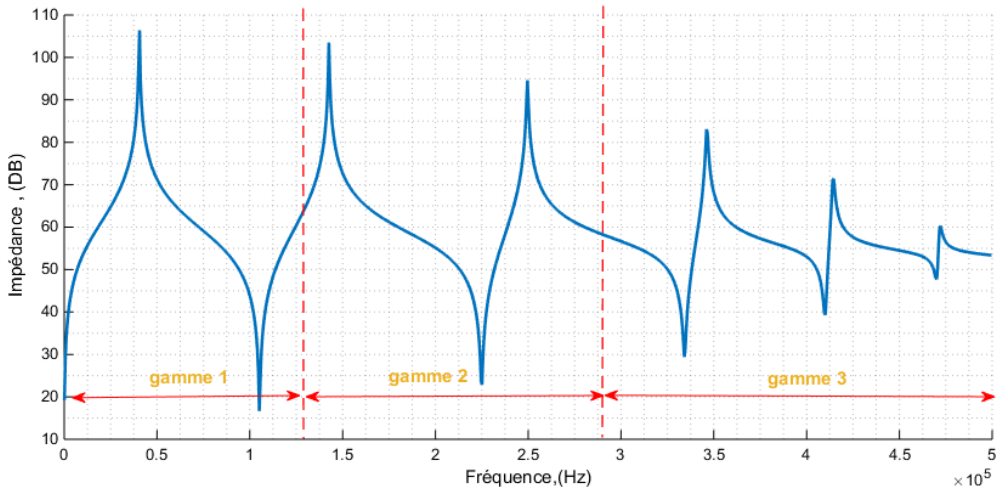


Figure IV.12. Segmentation du signal FRA

IV.5.1.1 Indicateurs mathématiques :

Selon des études antérieures [229], [230], lorsque des défauts d'enroulement se produisent, les transformations les plus importantes observées dans les réponses en fréquence FRA sont les points de pic et les creux (Ceci est illustré à la Fig.IV.6. a) . Sur cette base, nous pouvons utiliser la différence de fréquence et d'amplitude comme indicateurs efficaces pour évaluer FRA.

- La variation de fréquence en i-ème points de pic et de creux Elle est indiquée par l'indice du rapport de fréquence (IRF) comme suit :

$$IRF_{ti} = \frac{f_{k,ci}}{f_{o,ci}} \quad , \quad IRF_{pi} = \frac{f_{k,pi}}{f_{o,pi}} \qquad \text{IV. 9}$$

Où : ($f_{k,ci}$ et $f_{o,ci}$) et ($f_{k,pi}$ et $fo_{,pi}$) représentent respectivement la i-ième fréquence des points de creux et de pic, et (k : représente la condition de défaillance, o : est l'indication de l'état sain).

- De la même manière, nous exprimons la variation d'amplitude au ième pic et creux par

L'indicateur du rapport d'amplitude (IRA) comme suit :

$$IRA_{ti} = \frac{A_{k,ci}}{A_{o,ci}} \quad , \quad IRA_{pi} = \frac{A_{k,pi}}{A_{o,pi}} \qquad \text{IV. 10}$$

Où ($A_{k,ti}$ et Ao,ti) et (Ak,pi et Ao,pi) représentent respectivement l'amplitude de l'impédance au i-ème creux et au pic .

IV.5.2. Structure des bases de données :

Pour créer des bases de données complètes pour chaque défaut, nous devons expérimenter le défaut dans tous les sites potentiels et avec différents niveaux, comme le montre la Figure IV.13, où les défauts ont été simulés neuf fois avec trois niveaux dans chaque site.

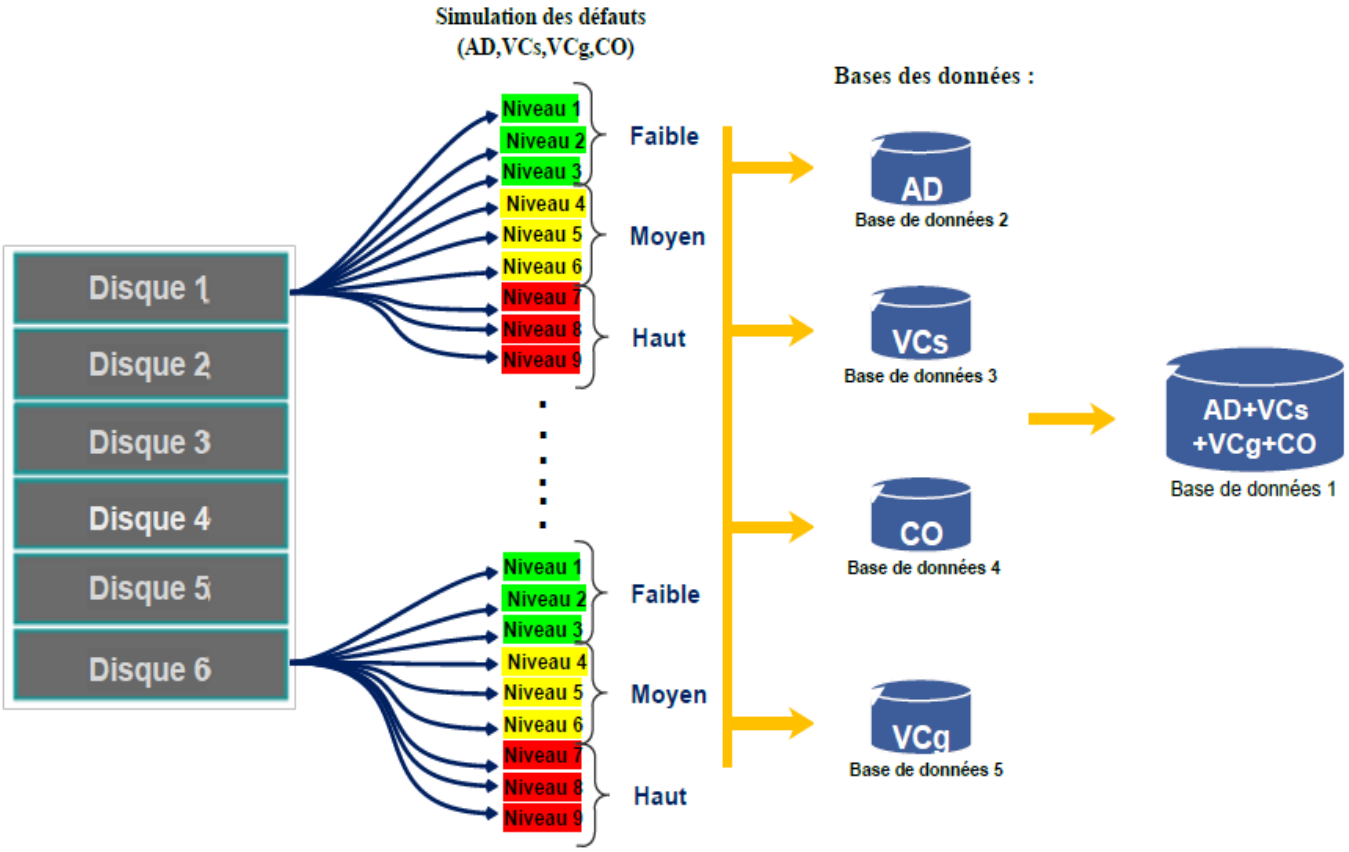


Figure IV.13. Les étapes de création des bases des données [231]

Puis, après extraction des caractéristiques, 5 bases de données ont été créées pour déterminer l'emplacement, la gravité et le type, Ils sont détaillés dans le Tableau IV.2.

Tableau IV.2. Les détails des bases de données

Base de Données	*Type De Défaut*	*Classe*	*Nombre D'observations*	*Classificateur*	*Déterminé le :*
1	AD+ VCs +CO+ VCg	4	207	SVM 1	Type
2	AD	5	45 (9 pour chaque classe)	SVM 2	L'emplacement
		3	45 (15 pour chaque classe)	SVM 6	L'intensité
3	VCs	6	54 (9 pour chaque classe)	SVM 3	L'emplacement
		3	54 (18 pour chaque classe)	SVM 7	L'intensité
4	CO	6	54 (9 pour chaque classe)	SVM 4	L'emplacement
5	VCg	6	54 (9 pour chaque classe)	SVM 5	L'emplacement
		3	54 (18 pour chaque classe)	SVM 8	L'intensité

À l'étape de la détermination du type défaut, nous avons besoin d'une base de données complète qui comprend les quatre données des pannes que nous utilisons pour détecter le type défaut.

Quant à l'étape de localisation de défaut, nous avons besoin ici de quatre bases de données, chaque base de données contient des données d'un type de défaut.

Dans la dernière étape, qui détermine gravité de la panne, nous utilisons trois bases de données, chaque base de données contient un type défaut divisé en trois catégories, et les bases de données précédentes utilisées dans l'étape de localisation peuvent être utilisées avec uniquement la sortie SVM modifiée.

IV.4.3. Procédures entraîner le classificateur :

Tout d'abord, avant d'entraîner le SVM, nous devons définir les données d'entrée et de sortie du classificateur. Pour ce faire, nous utilisons l'ensemble des caractéristiques extrait des signatures FRA par des indices pour former le classificateur SVM, où l'équation (IV.11) représente l'entrée matrice de l'indicateur (IRF, IRA) défini dans les équations (IV.9) et (IV.10), à savoir :

$$Entrée_{\ Caractéristique\ 1} = \begin{bmatrix} IRF_{c1,AD_j} & IRF_{c1,VCs_s} & IRF_{c1,VCg_z} & IRF_{c1,CO_l} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ IRF_{ck,AD_j} & IRF_{ck,VCs_s} & IRF_{tk,VCg_z} & IRF_{ck,CO_l} \\ IRF_{p1,AD_j} & IRF_{p1,VCs_s} & IRF_{p1,VCg_z} & IRF_{p1,CO_l} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ IRF_{pi,AD_j} & IRF_{pi,VCs_s} & IRF_{pi,VCg_z} & IRF_{pi,CO_l} \\ IRA_{c1,AD_j} & IRA_{c1,VCs_s} & IRA_{c1,VCg_z} & IRA_{c1,CO_l} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ IRA_{ck,AD_j} & IRA_{ck,VCs_s} & IRA_{ck,VCg_z} & IRA_{ck,CO_l} \\ IRA_{p1,AD_j} & IRA_{p1,VCs_s} & IRA_{p1,VCg_z} & IRA_{p1,CO_l} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ IRA_{pi,AD_j} & IRA_{pi,VCs_s} & IRA_{pi,VCg_z} & IRA_{pi,CO_l} \end{bmatrix} \quad \text{IV. 11}$$

Où :

i, k : indiquent le nombre de pics et de creux, respectivement dans le signal FRA.

j , s , z : représentent respectivement le niveau de défauts AD, VCs et VCg.

l : indique l'emplacement du défaut CO.

Quant aux équations (IV.12) à (IV.15) expriment la matrice d'entrée pour les indicateurs mentionnés (ASLE, DABS, IMSE, CC) :

$$Entrée_{\ Caractéristique\ 2} = \begin{bmatrix} ASLE_{BF,AD_j} & ASLE_{BF,VCs_s} & ASLE_{BF,VCg_z} & ASLE_{BF,VCO_l} \\ ASLE_{MF,AD_j} & ASLE_{MF,VCs_s} & ASLE_{MF,VCg_z} & ASLE_{MF,VCO_l} \\ ASLE_{HF,AD_j} & ASLE_{HF,VCs_s} & ASLE_{HF,VCg_z} & ASLE_{HF,VCO_l} \end{bmatrix} \quad \text{IV. 12}$$

$$Entrée_{\ Caractéristique\ 3} = \begin{bmatrix} DABS_{BF,AD_j} & DABS_{BF,VCs_s} & DABS_{BF,VCg_z} & DABS_{BF,VCO_l} \\ DABS_{MF,AD_j} & DABS_{MF,VCs_s} & DABS_{MF,VCg_z} & DABS_{MF,VCO_l} \\ DABS_{HF,AD_j} & DABS_{HF,VCs_s} & DABS_{HF,VCg_z} & DABS_{HF,VCO_l} \end{bmatrix} \quad \text{IV. 13}$$

$$Entrée_{\ Caractéristique\ 4} = \begin{bmatrix} IMSE_{BF,AD_j} & IMSE_{BF,VCs_s} & IMSE_{BF,VCg_z} & IMSE_{BF,VCO_l} \\ IMSE_{MF,AD_j} & IMSE_{MF,VCs_s} & IMSE_{MF,VCg_z} & IMSE_{MF,VCO_l} \\ IMSE_{HF,AD_j} & IMSE_{HF,VCs_s} & IMSE_{HF,VCg_z} & IMSE_{HF,VCO_l} \end{bmatrix} \quad \text{IV. 14}$$

$$Entrée_{\ Caractéristique\ 5} = \begin{bmatrix} CC_{BF,AD_j} & CC_{BF,VCs_s} & CC_{BF,VCg_z} & CC_{BF,VCO_l} \\ CC_{MF,AD_j} & CC_{MF,VCs_s} & CC_{MF,VCg_z} & CC_{MF,VCO_l} \\ CC_{HF,AD_j} & CC_{HF,VCs_s} & CC_{HF,VCg_z} & CC_{HF,VCO_l} \end{bmatrix} \quad \text{IV. 15}$$

Où :

BF : bande basse fréquence, *MF* : bande moyenne fréquence et *HF* : bande haute fréquence.

Les données dans toutes les bases ont été standardisées et divisées en manière aléatoire en deux parties, données pour entraînement et autre pour le test.

- Dans la première étape lors du diagnostic des types défauts avec SVM_1, nous avons utilisé 165 échantillons pour l'entraînement et 42 échantillons pour les tests, les tailles de matrice d'entrée pour les caractéristique 1 sont 22 x 207, et 3 x 207 pour les caractéristiques 2, 3, 4, 5.
- Vient ensuite l'étape de localisation des défauts, où nous avons utilisé 32 échantillons pour l'entraînement et 13 échantillons pour tester SVM_2, les tailles de matrice d'entrée pour la caractéristique 1 étant 22 x 45 et 3 x 45 pour les caractéristiques 2, 3, 4, 5. Et 38 ; 16 comme échantillons l'entraînement et tests respectivement pour SVM_3, SVM_4 et SVM_5, Les dimensions de matrice d'entrée pour les caractéristique 1 sont également 22 x 54 et , tandis que celles des caractéristiques 2, 3, 4 et 5 sont de 3 x 54.
- Dans la troisième étape, nous avons déterminé la gravite des trois défauts, nous avons utilisé 32 échantillons pour l'entraînement et 13 échantillons pour tester SVM_6, et 38 ; 16 échantillons l'entraînement et tests respectivement pour SVM_7 et SVM_8.

Une fois les caractéristiques organisées dans les bases de données, elles sont utilisées comme entrées pour entraîner la SVM. La sortie sera un vecteur unidimensionnel indiquant le type, l'emplacement et la gravité du défaut.

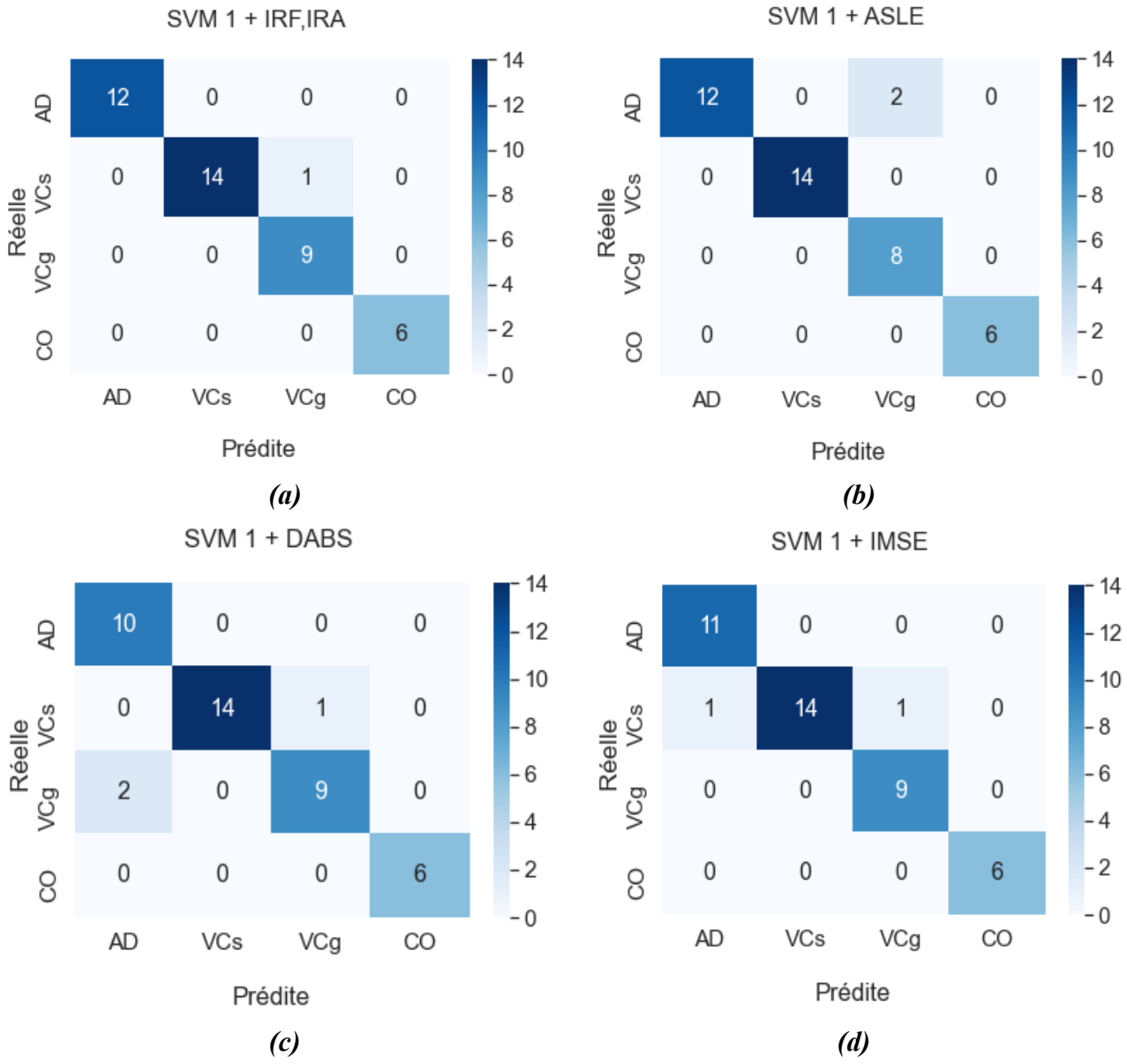
Dans cette thèse, tous les SVM sont implémentés en *Python*, en utilisant le package *Libsvm* [232] avec les modifications nécessaires pour la formation et le test des SVM, avec la sélection de la fonction de base radiale (RBF) comme fonction de base pour tous les algorithmes SVM utilisés.

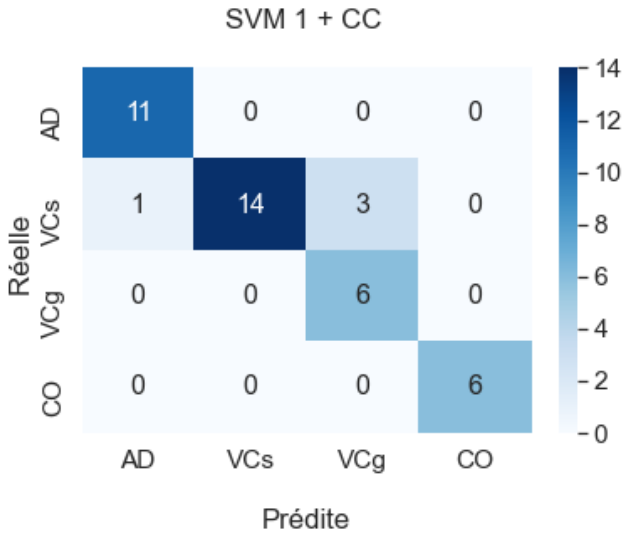
Les valeurs optimales des paramètres (C, g) ont été déterminées à l'aide de la méthode de recherche de paramètres de grille (*grid-parameter-search method en anglais*) sur les plages proposées log2 C = {-15, 2,….., 15} et log2 g = {−15, −14 ,….., 15}. La précision du modèle entraîné est évaluée pour chaque paire de paramètres (log2 C, log2 g) à l'aide des résultats de la validation croisée quintuple sur l'ensemble de données d'entraînement. Après avoir trouvé les valeurs optimales pour (log2 C, log2 g), nous formons et testons le classificateur SVM sur ces valeurs, l'ensemble des procédures de l'entraînée et de test est répété cinq fois avec les différentes partitions de formation et de test de la boucle de validation croisée quintuple a été réalisée. Une procédure utilisant la méthode de validation croisée externe-interne (*outer–inner–cv method en anglais*), et enfin, le taux de résultats de test a été calculé et rapporté dans le titre suivante.

IV. 6. Résultats :

IV. 6.1 Détection du type de défaut :

Après entrainement, 20% des données (42 échantillons) ont été appliquées à SVM_1 comme test de prédiction pour détecter le type de défaut. Premièrement, les matrices de confusion pour les meilleurs résultats de test obtenus par chaque indicateur sont présentées dans Fig. IV.14, où les matrices montrent que le classificateur SVM a réussi à identifier correctement le type de défauts dans la plupart des cas, et à partir du tableau IV.3, on peut voir que tous les indicateurs ont marqué 100 % pour les défauts VCs et CO, contrairement à seulement deux indicateurs (ASLE et IRF, IRA) ont obtenu 100 % pour AD. Le meilleur taux de précision atteint par le premier indicateur (IFR. IAR) était de 97,61%, quant aux autres indicateurs, ils ont également atteint une précision élevée qui a dépassé 90%.





(e)

Figure IV.14.*a/b/c/d/e* Les matrices de confusion de SVM 1 avec différents indicateurs

Tableau IV. 3. Résultats de classification obtenus par classificateur SVM pour déterminer type

Algorithme	Résultats du classification			Nbr. échantillons de tests	Les caractéristiques :				
					1 (IRF,IRA)	2 (ASLE)	3 (DABS)	4 (IMSE)	5 (CC)
SVM 1	Meilleure précision de classification pour un ensemble de tests (les 4 défauts)	Précision de chaque classe sur l'ensemble de test (%)	Classe.1(AD)	12	100	100	83.33	91.66	91.66
			Classe.2(VCs)	14	100	100	100	100	100
			Classe.3(VCg)	10	90	80	90	90	70
			Classe.4(CO)	06	100	100	100	100	100
		Taux de précision (%)			**97.61**	95.23	92.85	95.23	90.47
	Précision de classification moyenne pour les ensembles de test (%)				**92.37**	87.53	85.94	85.70	84.99

De plus, le taux d'exactitude du diagnostic pour 5 processus d'entraînement et de test apparaît à la troisième ligne du tableau IV.3, qui résume que le classificateur a dépassé le seuil de 84 % avec tous les indicateurs, tandis que le premier indicateur a atteint le taux d'exactitude le plus élevé de 92,37 %.

IV. 6.2 Détermination l'emplacement du défaut :

Dans la deuxième étape après avoir détecté le type de défaut, Nous déterminons l'emplacement grâce à l'un des quatre classificateurs : SVM_2, SVM_3, SVM_ 4, SVM_ 5. Alors que, par exemple, si le résultat du classificateur SVM_1 est la classe 1, c'est-à-dire le type de corruption AD, nous exécutons SVM_2 pour l'emplacement et SVM_6 pour la gravité.

Les mêmes étapes que nous avons suivies précédemment, nous l'appliquons aux quatre classificateurs, de sorte qu'après l'entrainement, nous les testons avec 30 % du total des échantillons pour chaque défaut. Le meilleur résultat de test pour chaque classificateur a été publié dans le tableau IV. 4. Ces résultats Il apparaît capacité SVM à localiser correctement les défauts dans la plupart des cas, On peut voir que les indicateurs ASLE et (IRF, IRA) ont atteint une précision de 92,85% avec 100% dans quatre classes en SVM _ 2 (localisation AD), quant à la détermination de l'emplacement de (VCs), le SVM_3 a obtenu une précision de 94,11 % avec quatre indicateurs (ASLE, DABS, CC, (IRF, IRA)). La détection de l'emplacement du troisième défaut CO avec SVM_4 était plus précise, atteignant 100 % dans trois indicateurs (ASLE, DABS, (IFR, IAR)), et SVM_5 a également été utilisé pour localiser le quatrième emplacement de défaut (VCg), car seul le deuxième indice (ASLE) a atteint une précision de 100 %.

De plus, le même tableau présente la précision moyenne de 5 opérations de validation pour chacune des quatre bases de données, où l'on note que le score de précision le plus élevé indiqué en gras a été obtenu en utilisant le deuxième indicateur ASLE.

Tableau IV. 4. Résultats de classification obtenus par la méthode SVM pour déterminer l'emplacement.

Algorithme	Résultats du classification			Nbr. échantillons de tests	Les caractéristiques :				
					1 (IRF,IRA)	2 (ASLE)	3 (DABS)	4 (IMSE)	5 (CC)
SVM 2	Meilleure précision de classification pour un ensemble de tests (défaut AD)	Précision de chaque classe sur l'ensemble de test (%)	Classe.1(D1_D2)	03	100	100	100	66.66	100
			Classe.2(D2_D3)	03	100	100	100	100	100
			Classe.3(D3_D4)	02	100	100	100	100	100
			Classe.4(D4_D5)	04	75	75	75	50	50
			Classe.5(D5_D6)	02	100	50	50	50	100
		Taux de précision (%)			92.85	**94.85**	85.71	71.42	85.71
	Précision de classification moyenne pour les ensembles de test (%)				88,566	**92,283**	76,424	76,423	80,71

SVM 3	Meilleure précision de classification pour un ensemble de tests (défaut VCs)	Précision de chaque classe sur l'ensemble de test (%)	Classe.1(Dsq-1)	03	100	100	100	100	100
			Classe.2(Dsq -2)	04	75	75	75	50	100
			Classe.3(Dsq -3)	03	100	100	100	100	100
			Classe.4(Dsq -4)	02	100	100	100	100	66.66
			Classe.5(Dsq -5)	03	100	100	100	100	100
			Classe.6(Dsq -6)	02	100	100	100	50	100
		Taux de précision (%)			94.11	**94.11**	94.11	82.35	94.11
	Précision de classification moyenne pour les ensembles de test (%)				86,467	**91,759**	87,643	74,501	88,231
SVM 4	Meilleure précision de classification pour un ensemble de tests (défaut CO)	Précision de chaque classe sur l'ensemble de test (%)	Classe.1(Dsq-1)	04	100	100	100	100	75
			Classe.2(Dsq -2)	03	100	100	100	66.66	100
			Classe.3(Dsq -3)	02	100	100	100	100	100
			Classe.4(Dsq -4)	04	100	100	100	100	100
			Classe.5(Dsq -5)	02	100	100	100	100	100
			Classe.6(Dsq -6)	02	100	100	100	100	100
		Taux de précision (%)			**100**	**100**	**100**	94.11	94.11
	Précision de classification moyenne pour les ensembles de test (%)				**100**	**100**	**100**	95,288	94,701
SVM 5	Meilleure précision de classification pour un ensemble de tests (défaut VCg)	Précision de chaque classe sur l'ensemble de test (%)	Classe.1(Dsq-1)	03	100	100	100	100	100
			Classe.2(Dsq -2)	05	80	100	100	100	100
			Classe.3(Dsq -3)	02	100	100	50	50	50
			Classe.4(Dsq -4)	02	100	100	100	0	100
			Classe.5(Dsq -5)	03	100	100	100	100	100
			Classe.6(Dsq -6)	02	100	100	100	100	100
		Taux de précision (%)			94.11	**100**	94.11	76.47	94.11
	Précision de classification moyenne pour les ensembles de test (%)				92,329	**92,347**	88,818	85,289	91,758

IV. 6.3 Détermination la gravité du défaut :

Comme nous l'avons expliqué précédemment, après avoir détecté le type de défaut, nous exécutons les SVM pour l'emplacement et l'étendue ensemble car ils utilisent des bases de données distinctes, à cette étape, nous utilisons trois classificateurs SVM_6-7-8 pour déterminer l'étendue, Les classificateurs ont utilisé 30 % du nombre total d'échantillons à tester.

Le Tableau IV.5 montre les meilleurs résultats de test et la précision moyenne de 5 entraînements et tests pour chaque ensemble de données. A travers ces résultats, nous pouvons voir que bien que les performances de SVM aient légèrement diminué par rapport aux deux étapes de détection du type et de l'emplacement, il a été en mesure de distinguer les trois niveaux avec une grande précision.

De plus, les meilleurs résultats de classificateur indiqués en gras ont été obtenus avec la caractéristique (2) (ASLE) indiquant que le taux de précision total moyen était supérieur à 81 % dans les trois cas. Enfin, nous stockons la meilleure formation pour une utilisation dans le diagnostic de nouveaux échantillons.

Tableau.IV.5. Résultats de classification obtenus par la méthode SVM pour déterminer la gravité des défauts.

Algorithme	Résultats du classification			Nbr. échantillons de tests	Les caractéristiques :				
					1 (IRF,IRA)	2 (ASLE)	3 (DABS)	4 (IMSE)	5 (CC)
SVM 6	Meilleure précision de classification pour un ensemble de tests (défaut AD)	Précision de chaque classe sur l'ensemble de test (%)	Classe.1(Faible)	03	66.66	100	100	100	66.66
			Classe.2(Moy.)	06	100	83.33	66.66	50	66.66
			Classe.3(Haut)	05	83.33	100	100	100	100
		Taux de précision (%)			85.71	**92.85**	85.71	78.57	78.57
	Précision de classification moyenne pour les ensembles de test (%)				77,589	**82,138**	72,852	69,279	68,565
SVM7	Meilleure précision de classification pour un ensemble de tests (défaut VCs)	Précision de chaque classe sur l'ensemble de test (%)	Classe.1(Faible)	09	100	100	88.88	100	100
			Classe.2(Moy.)	04	75	100	100	100	100
			Classe.3(Haut)	04	100	100	80	50	25
		Taux de précision (%)			94.11	**100**	88.23	88.23	82.35
	Précision de classification moyenne pour les ensembles de test (%)				78,819	**89,406**	72,347	72,349	81,172
SVM 8	Meilleure précision de classification pour un ensemble de tests (défaut VCg)	Précision de chaque classe sur l'ensemble de test (%)	Classe.1(Faible)	06	83.33	100	100	66.66	100
			Classe.2(Moy.)	05	100	100	80	100	60
			Classe.3(Haut)	06	50	83.33	100	83.33	100
		Taux de précision (%)			76.47	**94.11**	94.11	78.57	88.23
	Précision de classification moyenne pour les ensembles de test (%)				65,865	**81,174**	79,996	73,526	78,219

IV. 7. Comparaison entre les indicateurs :

Cette étude vise à évaluer plusieurs indicateurs de diagnostic des défauts dans le comportement FRA et à comparer leur capacité à diagnostiquer les défauts et leur compatibilité avec les classificateurs SVM. Notre analyse a montré que toutes les fonctionnalités avaient des résultats satisfaisants pour détecter et localiser les défauts, les fonctionnalités 1 et 2 (IFA, IAR, ASLE) obtenant des résultats idéaux. Cependant, la caractéristique 1 présentait des limites dans la détermination de l'étendue du défaut en raison de similitudes dans certaines de ses données. D'autre part, la caractéristique 2 (ASLE) a montré des différences dans les données pour différents niveaux de défaut et avait une plus grande précision dans la détermination de l'étendue du défaut. Sur la base de ces résultats, ASLE peut être utilisé comme un indicateur fiable pour détecter le type, l'emplacement et l'étendue des défauts d'enroulement du transformateur. Cependant, la combinaison d'indicateurs peut fournir des résultats plus complets, car certains indicateurs peuvent couvrir les points faibles des autres. Un développement ultérieur de ces indicateurs avec la méthode SVM est nécessaire pour un diagnostic précis des défauts.

IV.8. Comparaison des résultats :

Afin de vérifier l'efficacité de l'algorithme SVM utilisé dans la méthode de diagnostic proposée dans cette étude, nous avons mis en œuvre la méthodologie en utilisant trois classificateurs couramment utilisés : *Random Forest (RF), k-Nearest Neighbor (kNN), DecisionTree (DT) (en anglais).*

Ces classificateurs ont été appliqués exclusivement aux bases de données composées de la deuxième caractéristique (ASLE), qui ont montré les meilleurs résultats à toutes les étapes de diagnostic dans le chapitre précédent. Nous avons utilisé les mêmes procédures de validation croisée utilisées avec SVM, en utilisant la méthode *outer–inner–cv (en anglais)* avec 5 itérations pour chaque processus de vérification. Le taux de précision moyen a ensuite été calculé. Les figures.IV.15, IV.16 et IV.17 affichent les résultats de classification pour les trois méthodes (KNN, RF et DT) et les comparent aux résultats SVM précédents à toutes les étapes de détection.

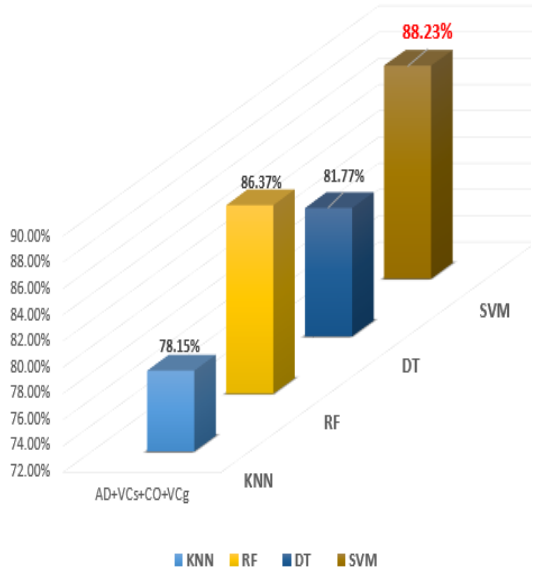


Figure IV.15. Résultats des classificateurs KNN, RF et DT vs SVM pour déterminer le type de défaut.

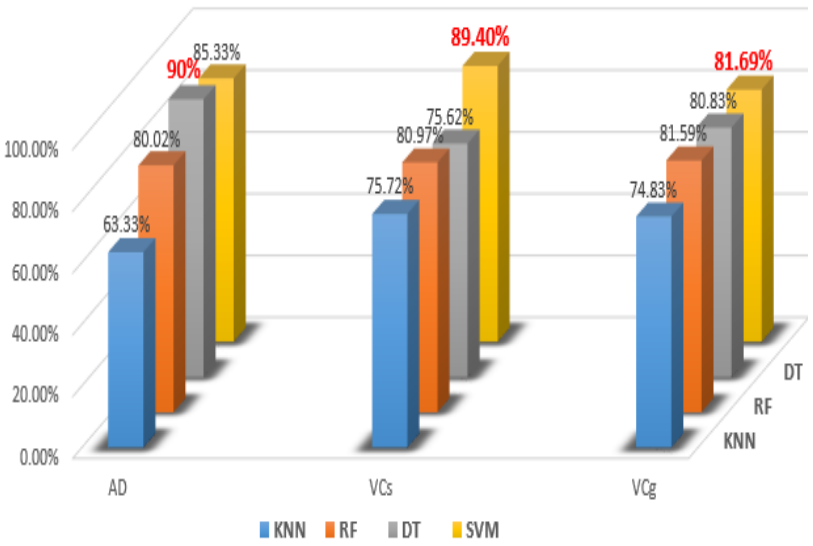


Figure IV.16. Résultats des classificateurs KNN, RF et DT vs SVM pour déterminer la gravité de défaut.

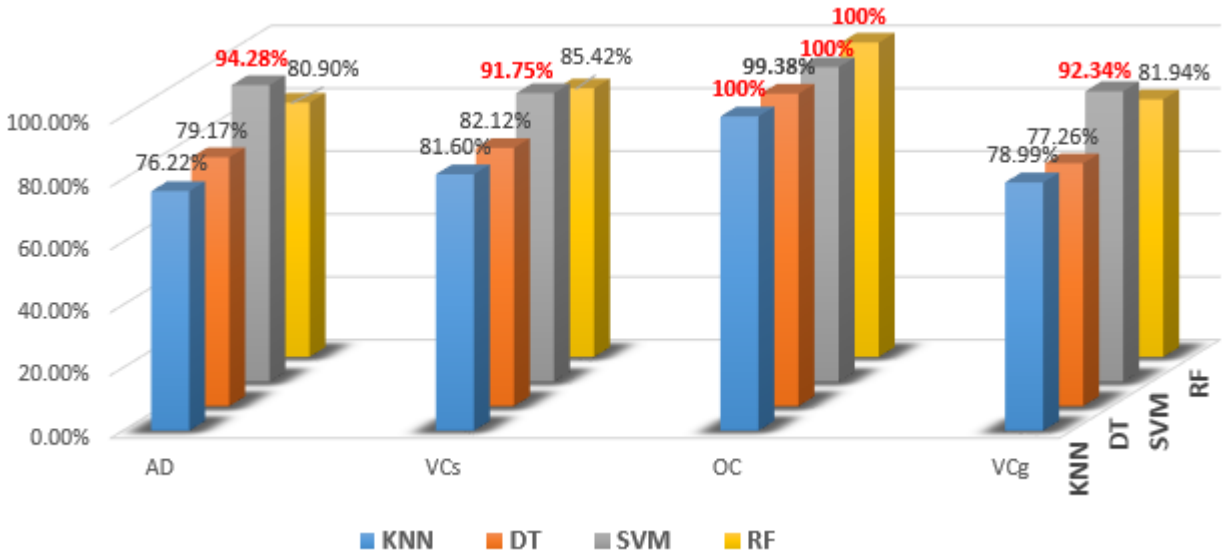


Fig.IV.17. Résultats des classificateurs KNN, RF et DT vs SVM pour déterminer l'emplacement de défaut.

Selon les résultats présentés dans les figures précédentes., nous remarquons que les trois classificateurs ont donné des résultats acceptables, en particulier *Random Forest (RF),* qui avait une précision moyenne minimale de 80,02% à toutes les étapes de détection. Comme il est courant, ce classificateur offre des performances robustes chaque fois que le nombre d'échantillons d'apprentissage

est important, comme c'était le cas avec la base de données pour déterminer le type de défaut, mais malgré ses résultats compétitifs, enlever cependant, le classificateur SVM a fourni des résultats impressionnants et a prouvé sa supériorité sur les autres méthodes à toutes les étapes de la détection : type, emplacement et étendue. Cela explique pourquoi nous nous y sommes appuyés dans la méthodologie de diagnostic proposée.

IV.9. Conclusion :

Dans ce chapitre, une nouvelle méthodologie a été proposée pour détecter le type de défauts de transformateur et déterminer leurs emplacements et leur étendue. Cette méthodologie est basée sur une machine à vecteurs de support multicouche (SVM) avec la technique de diagnostic avancée FRA pour déterminer tous les emplacements et l'étendue des défauts pour lesquels elle s'est entraînée.

La méthodologie a été vérifiée en construisant une base de données complète qui contient quatre défauts communs du modèle d'enroulement du transformateur à différents l'emplacement et niveaux, puis, en utilisant le SVM en trois étapes, nous avons pu diagnostiquer les types de défauts et déterminer leur emplacement et leur étendue avec haute précision.

Les données sont cinq caractéristiques extraites des mesures FRA par 5 indicateurs (IFR, IAR, ASLE, DABS, IMSE,CC), et l'objectif est de déterminer le meilleur indicateur qui peut évaluer avec précision les changements qui se produisent dans les signaux FRA, les résultats ont montré à travers le processus de vérification que la méthode basée sur SVM utilisant la propriété 2 (indicateur ASLE) Il permet de distinguer précisément les types de défauts simulés sur le modèle d'enroulement (AD, VC_g, VCs, CO) et de détecter leur localisation et étendue par rapport au reste des indicateurs.

Selon les résultats obtenus, l'approche proposée a montré un haut niveau de précision dans la détection des défauts, cependant, pour vérifier son efficacité, il sera nécessaire de l'appliquer aux données de défaut du modèle d'enroulement réel dans le chapitre suivant.

Chapitre V :

Diagnostic des défauts d'enroulement du transformateur à l'aide de FRA et SMOTE-SVM

V.1. Introduction :

Après les bons résultats obtenus en testant la méthodologie de diagnostic proposée sur des données expérimentales pour les défauts d'enroulement, dans ce chapitre, la capacité de la méthodologie à traiter des données de défauts réels sera testée. Il sera donc appliqué à un modèle d'enroulement de transformateur réel isolé qui a été utilisé pour simuler trois types de défauts d'enroulement (déplacement axial (AD), déplacement radial (RD) et court-circuit (CC)).

La méthodologie proposée a été appliquée avec les mêmes étapes précédentes, mais avec quelques développements pour améliorer ses performances et résoudre certains des problèmes qui existent dans la réalité. L'un de ces problèmes est le déséquilibre des échantillons de classe dans les bases de données, qui peut conduire à des résultats biaisés. Pour résoudre ce problème, des classificateurs binaires SVM ont été utilisés intégré avec technique de suréchantillonnage minoritaire synthétique « en anglais : *Synthetic minority over-sampling technique* (SMOTE) ».

Dans ce qui suit, le modèle d'enroulement utilisé sera décrit et des détails seront fournis sur la façon de simuler les trois défauts sur celui-ci. Les étapes d'application de la méthodologie de diagnostic seront également expliquées, avec ses résultats présentés et comparés.

V.2. Technique De Sur-Echantillonnage Minoritaire Synthétique :

La technique de sur-échantillonnage synthétique des minorités (*Synthetic minority over-sampling technique* (SMOTE) en anglais) a été introduite pour la première fois par Niths dans Chawla (2002) et est la méthode d'échantillonnage la plus populaire, qui crée de nouveaux exemples de classes minoritaires en copiant de manière aléatoire des données, car l'algorithme synthétise de nouvelles instances de classes minoritaires dans l'espace des caractéristiques plutôt que des données. Espace [233]. La création de nouveaux échantillons synthétiques dans SMOTE repose sur la définition de deux paramètres : le nombre de plus proches voisins (k) et le taux de sur-échantillonnage. Initialement, un échantillon pour la classe minoritaire x1 est sélectionné, puis de nouveaux échantillons synthétiques sont générés à partir des caractéristiques continues $X_{nouveau}$ en trois étapes [234] : Premièrement, calculez la distance entre x1 et l'un de ses plus proches voisins $x2, x1 - x2$;Deuxièmement, la distance obtenue à la première étape est multipliée par un nombre aléatoire δ compris entre 0 et 1, $\delta\ (x1 - x2)$; Enfin, la valeur obtenue à la deuxième étape est ajoutée à la valeur du vecteur de caractéristiques d'origine $X_{nouveau} = x1 + \delta\ (x1 - x2)$. Le nombre de $X_{nouveau}$ échantillons à générer est déterminé par le taux de sur-échantillonnage.

V.3. Tests expérimentaux :

V.3.1. Caractéristiques de l'enroulement étudié :

Pour valider la méthodologie proposée, nous devions l'appliquer avec des données de bobinage réelles. Pour cela, neuf doubles disques similaires ont été fabriqués (***Annexe II***) selon les spécifications mentionnées dans le Tableau V.1. Ces doubles disques ont été empilés le long d'un axe vertical et reliés par des conducteurs souples en cuivre à les extrémités du disque. Une fois que tous les doubles disques sont connectés, l'ensemble se comporte comme un enroulement de transformateur déjà isolé, comme illustré à la Fig.V.1, mais permet essentiellement la réalisation des trois défauts (AD, RD, CC) n'importe où dans l'enroulement. Un cylindre creux en aluminium a été placé à l'intérieur de l'enroulement pour modéliser le plan de masse, ce modèle est accepté tel que discuté et utilisé dans de nombreux articles précédents [235-238], également dans cette configuration, il était nécessaire d'avoir accès aux nœuds internes pour faciliter la réalisation de défauts, Par conséquent, toutes les expériences ont été réalisées en l'absence d'huile.

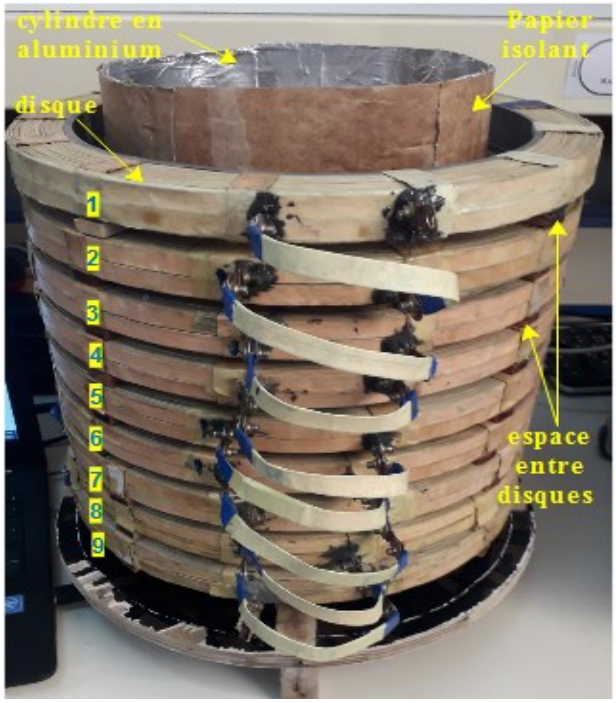


Figure V. 1. Modèle d'enroulement

Tableau V.1. Les caractéristiques géométriques du modèle d'enroulement

Les caractéristiques géométriques	
Diamètre extérieur de l'enroulement	340 mm
Diamètre intérieur de l'enroulement	305 mm
Épaisseur de cuivre	0.7 mm
Longueur d'enroulement	270 mm
Espace entre les disques	10 mm
Le nombre de tours dans chaque paire de disques	98 tours

V.3.2. Test FRA de l'enroulement :

V.3.2.1. Equipement de test :

Dans cette thèse, le test FRA a été appliqué en utilisant :

- LCR Mètre (Modèle : 8105 G) de précision DC [20Hz~5MHz]
- Ordinateur : pour visualiser et traiter les données.
- Instrument de mesure : GW Instek LCR-12 pour LCR Mètre.

- RS-232C a été utilisé comme norme pour contrôler l'instrument de mesure et afficher les résultats des tests sur un PC.

V.3.2.2. Les procédures de la mesure :

Pour obtenir la réponse en fréquence de l'enroulement, un signal d'entrée alternatif bas (<10 V), "$V_{entreé}$", avec une fréquence variable de 5 kHz à 5 MHz (avec des pas de 5 kHz) a été injecté à une extrémité de l'enroulement. Et mesurer le courant de sortie, "$I_{sortée}$", à l'autre extrémité de l'enroulement, comme indiqué sur la Fig.V.2, Les mesures ont été prises pour des fréquences supérieures à 5 kHz en raison de l'absence de noyau magnétique dans le cas étudié. L'impédance de réponse en fréquence obtenue de $I_{sortée}$ à $V_{entreé}$, est tracée comme amplitude et comme phase dans la plage de fréquences précédente comme indiqué dans *Eq.V.1* et *Eq.V.2* :

$$\left|FRA_{imp}\right|_{dB} = 20log_{10}\left|\frac{V}{I}\right| \quad \text{V. 1}$$

$$\angle FRA_{imp} = \angle \frac{V}{I} \quad \text{V. 2}$$

Après avoir effectué le test, la signature de réponse en fréquence de l'enroulement dans son état sain a été obtenue (Figure.V.3). Cette signature est comme l'empreinte digitale d'un enroulement, et tout écart par rapport à son comportement indique un éventuel défaut. Ces écarts apparaîtront lorsque des défauts seront introduits ultérieurement.

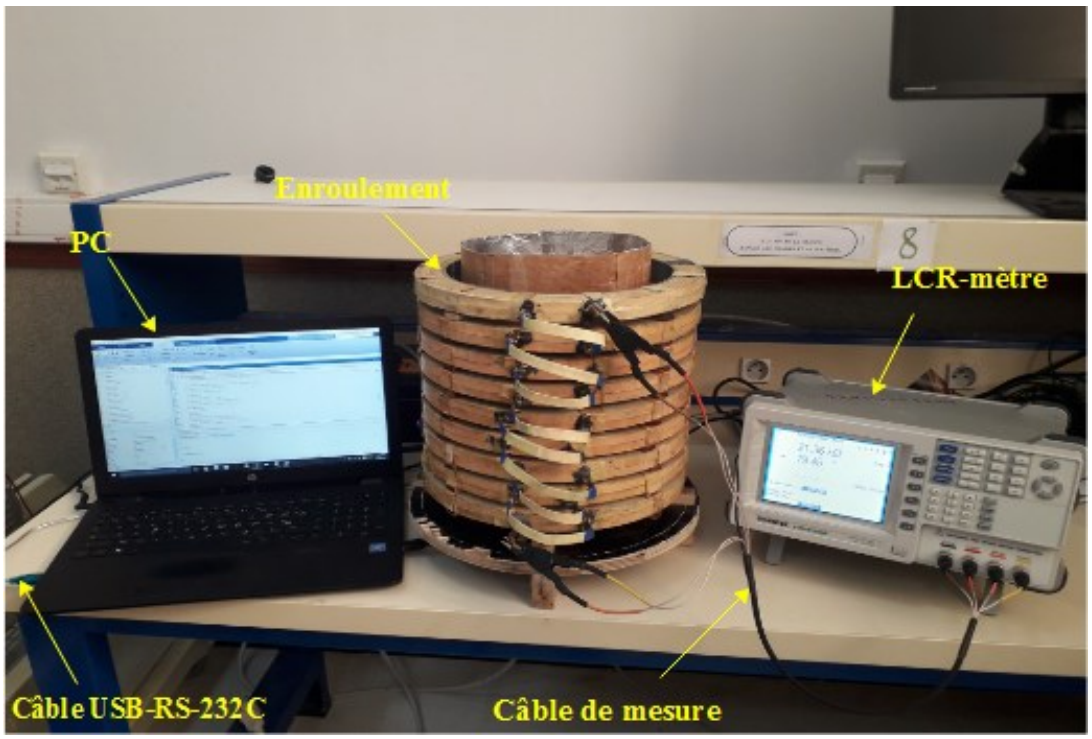


Figure V.2. Configuration de test d'analyse de réponse en fréquence (FRA) pour l'enroulement [239]

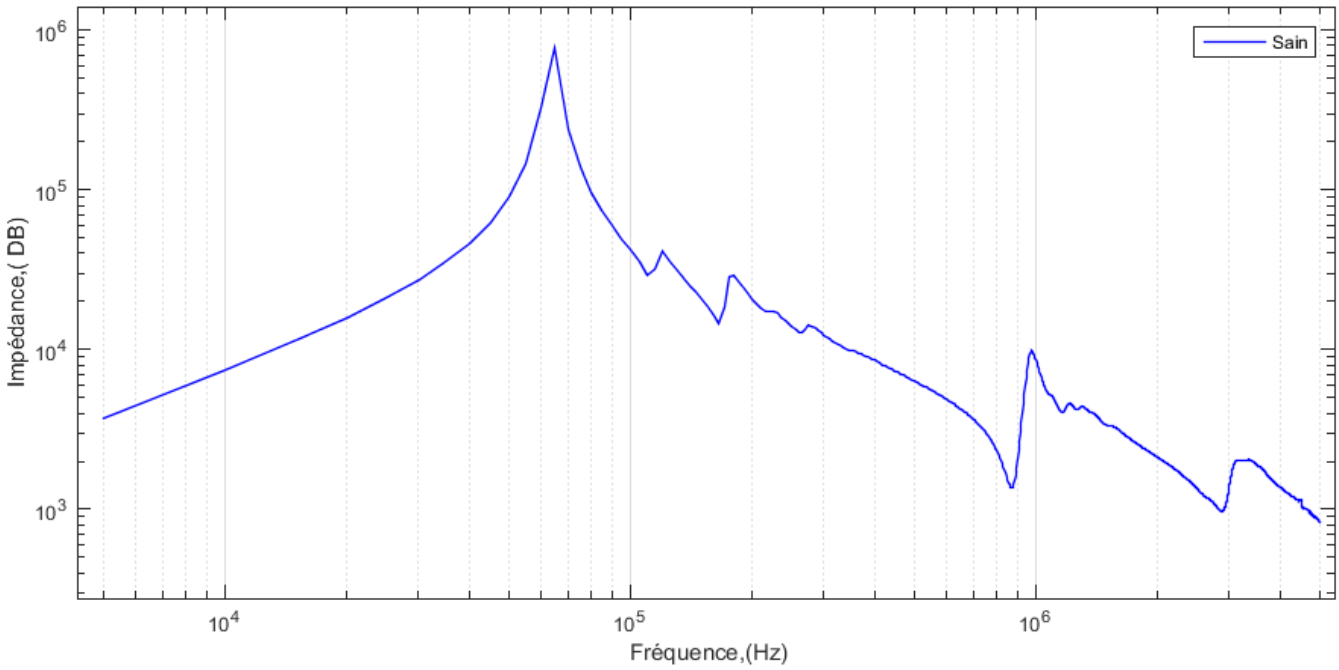


Figure V.3. La réponse FRA à l'état sain de l'enroulement

V.3.3. Application des défauts sur l'enroulement :

Après avoir obtenu la signature de référence (état sain), nous utilisons ce modèle de bobinage pour simuler trois types de défauts courants avec des niveaux et des emplacements différents. Les défauts simulés sont les suivants :

V.3.3.1. Défaut de déplacement axial (AD) :

Le défaut AD a été appliqué au l'enroulement en déplaçant les disques verticalement comme le montre la Fig.V.4, c'était neuf fois à chaque emplacement possible avec des niveaux de 1 % à 22 %, qui peuvent être calculés par :

$$P_{\text{niveau de défaut}} = \frac{\Delta h}{h} \times 100\ (\%) \qquad \text{V.3}$$

Où :

$\Delta \boldsymbol{h}$: la hauteur de déplacement et $\boldsymbol{h}$: la hauteur totale de l'enroulement.

La configuration expérimentale détaillée du défaut dans tous les cas qui ont été réalisés est présentée dans le Tableau V. 2. Ces données peuvent limiter tous les cas possibles du défaut en termes de localisation et de niveau et créer une base de données complète pour ce défaut. Les courbes FRA mesurées sous le défaut AD, illustrées à la Figure.V.5, montrent dans quelle mesure le défaut affecte le comportement de la signature référence, car cet effet commence aux basses fréquences et devient plus prononcé avec l'augmentation du taux défaut.

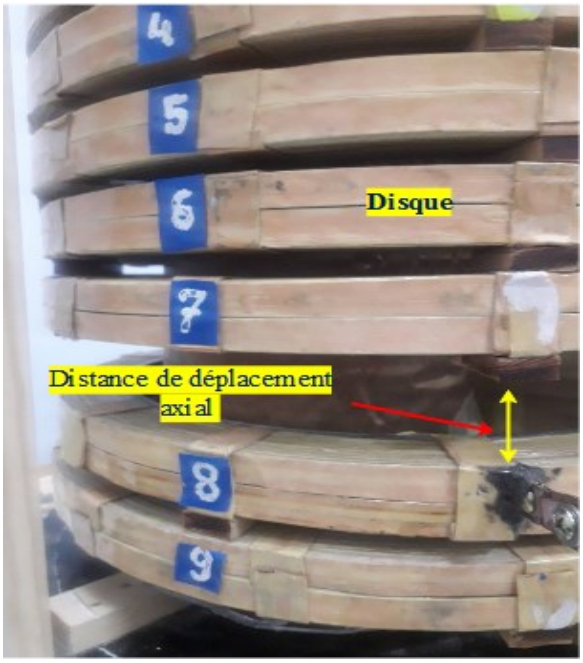


Figure V. 4. Défaut AD appliqué à modèle l'enroulement

Tableau V.2. Les détails expérimentaux pour appliquer le défaut AD

Les cas	Emplacement	AD (cm)
1	Disques 1-2	0.5cm
2	Disques 2-3	1cm
3	Disques 3-4	1.5cm
4	Disques 4-5	2 cm
5	Disques 5-6	2.5cm
6	Disques 6-7	3cm
7	Disques 7-8	4cm
8	Disques 8-9	5cm
		6cm

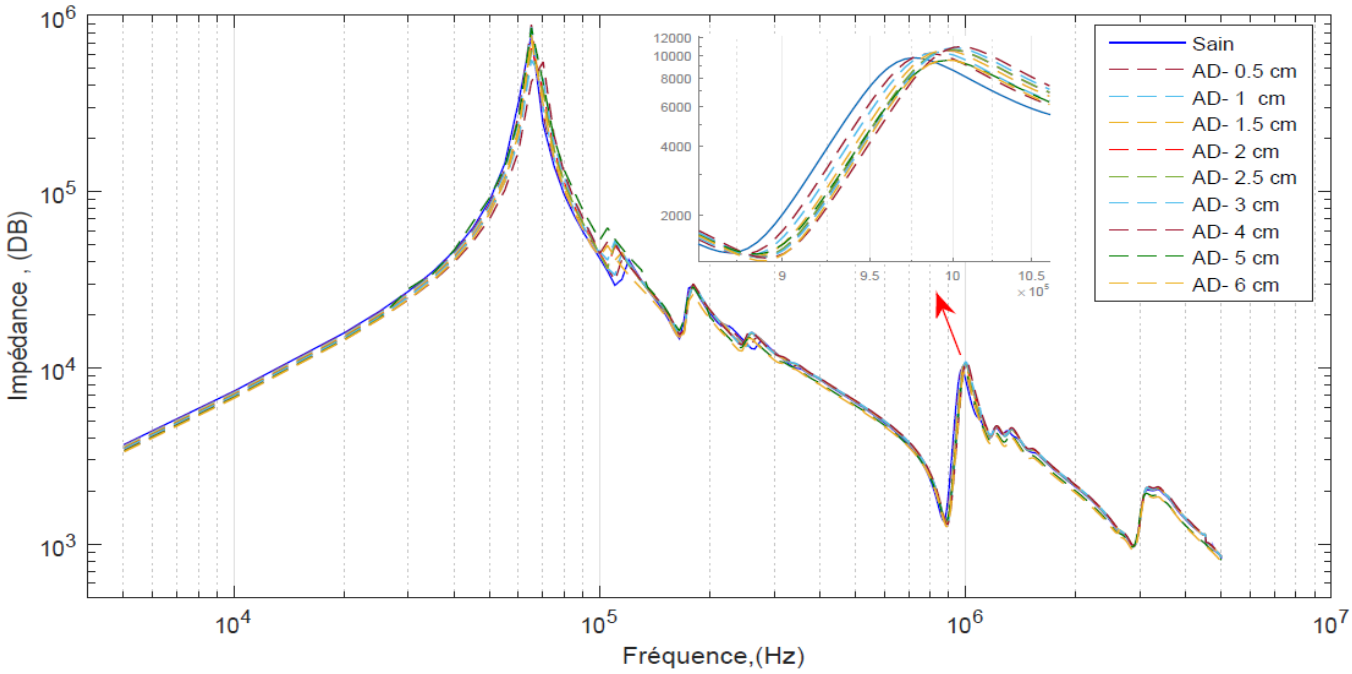


Figure V.5. Les courbes de réponse en fréquence d'AD entre le disque 3 et le disque 4

V.3.3.2. Défaut de déplacement radial (RD) :

Le défaut a été introduit dans l'enroulement en déplaçant horizontalement les disques, comme le montre la Fig.V.6. Cette procédure a été répétée 33 fois sur plusieurs disques et à différents niveaux. Le Tableau. V.3 présente les détails expérimentaux globale d'application du défaut. De plus, la comparaison des modèles FRA entre les cas intacts et défectueux de la Fig.V.7 révèle à quel point le défaut affecte les fréquences de résonance à mesure que le niveau défaut augmente.

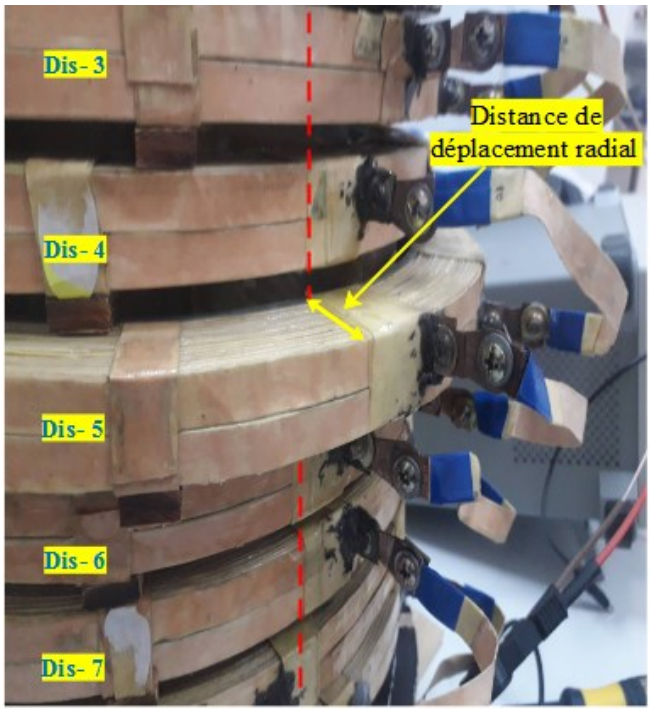


Figure V. 6. Défaut RD appliqué à modèle l'enroulement

Tableau V.3. Les détails expérimentaux pour appliquer le défaut RD.

les cas	Emplacement	RD (cm)
1	Disque 1	0.5 cm
2	Disque 2	1 cm
3	Disque 3	1.5cm
4	Disque 5	2 cm
5	Disque 7	2.5cm
		3 cm
		4 cm

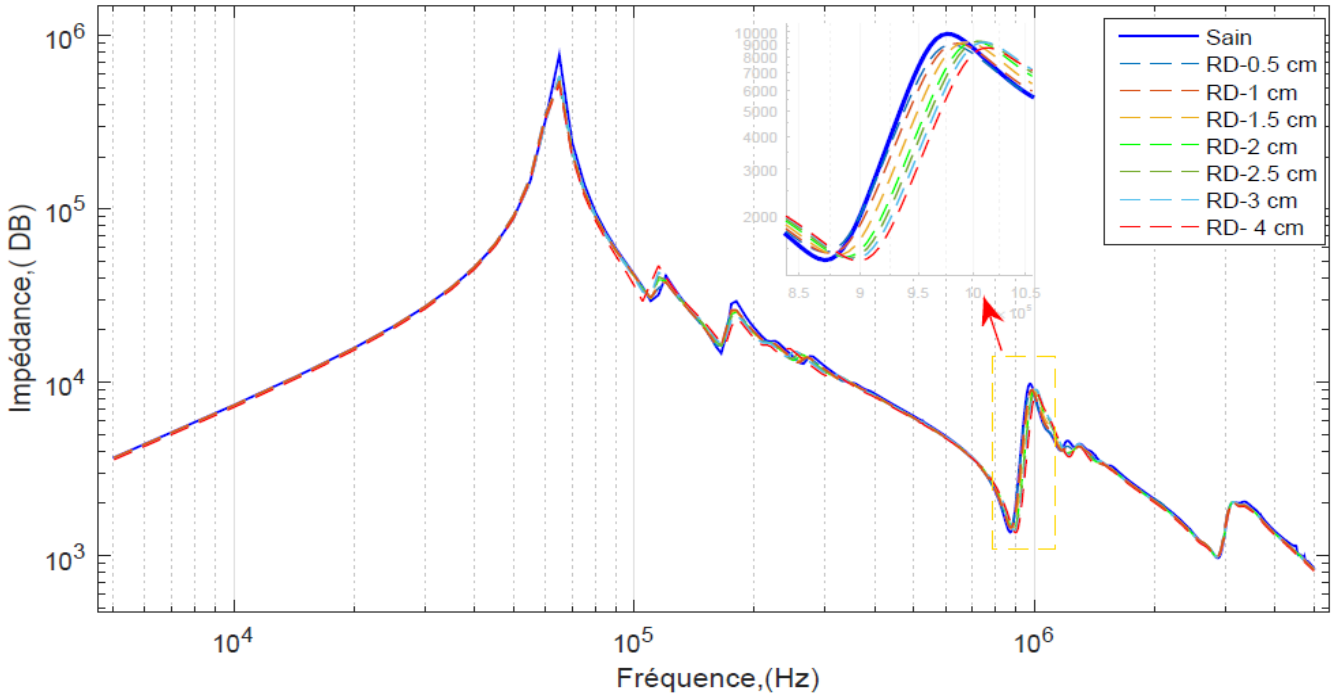


Figure V. 7. Les courbes de réponse FRA de RD défaut (disque 5)

V.3.3.3. Défaut de Court-circuit (CC) :

Les disques dans l'enroulement sont connectés avec des conducteurs en cuivre entre chacun des deux disques par des bornes (robinets), et afin d'appliquer ce défaut à l'enroulement, les bornes ont été connectés directement à travers le conducteur, comme illustré à la Figure V. 8. Cela n'a été essayé que dix fois. Le défaut de court-circuit peut être détecté même par inspection visuelle et la raison en est l'effet évident et significatif dans certaines parties des bandes de fréquences FRA, comme le montre la Figure V.9.

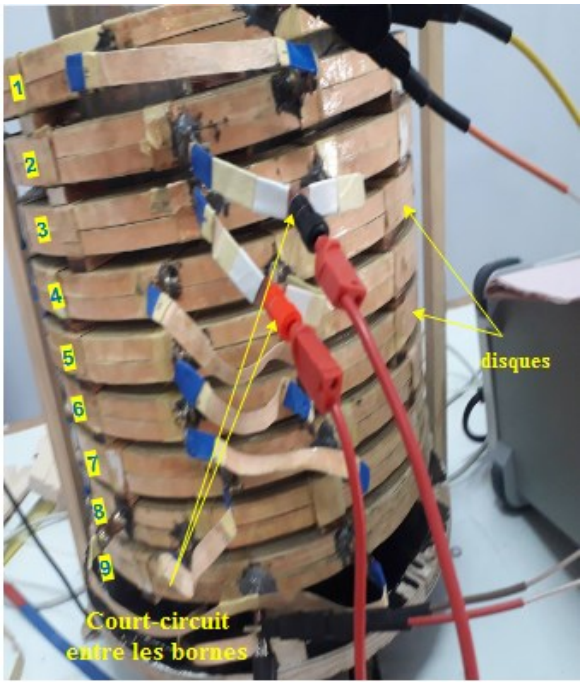


Figure V. 8. Défaut CC appliqué au modèle d'enroulement

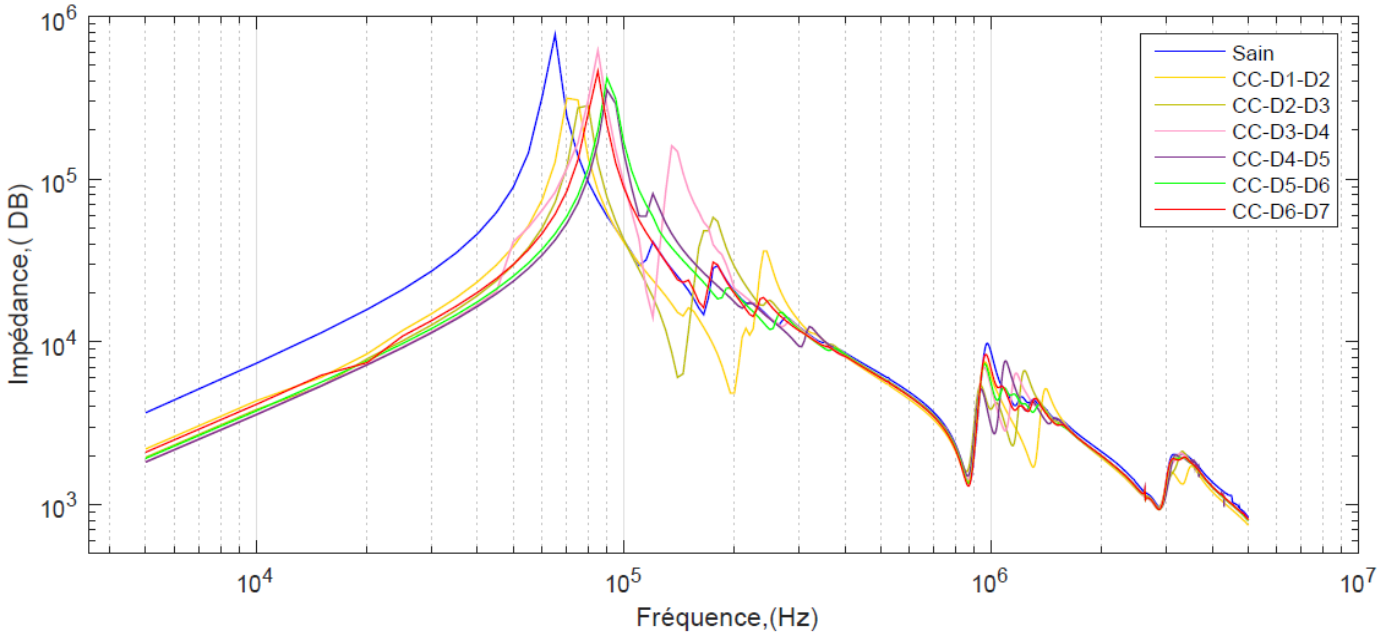


Figure V.9. Courbes de réponse en fréquence du CC

V.4. Méthodologie proposée :

La méthodologie proposée dans ce chapitre reprend les mêmes étapes que la méthodologie utilisée dans le chapitre précédent, mais avec quelques améliorations pour résoudre le problème de déséquilibre dans les bases de données, Nous nous sommes donc appuyés sur le classificateur binaire SVM intégré avec la technique du pré-processeur de données SMOTE., comme nous expliquée dans le chapitre précédent, la méthodologie proposée comporte deux étapes dont deux principales : premièrement, le

traitement du signal et la création les bases des données, et deuxièmement, étape de diagnostic des pannes. Ces étapes peuvent être résumées dans le schéma suivant (Fig. V. 10) :

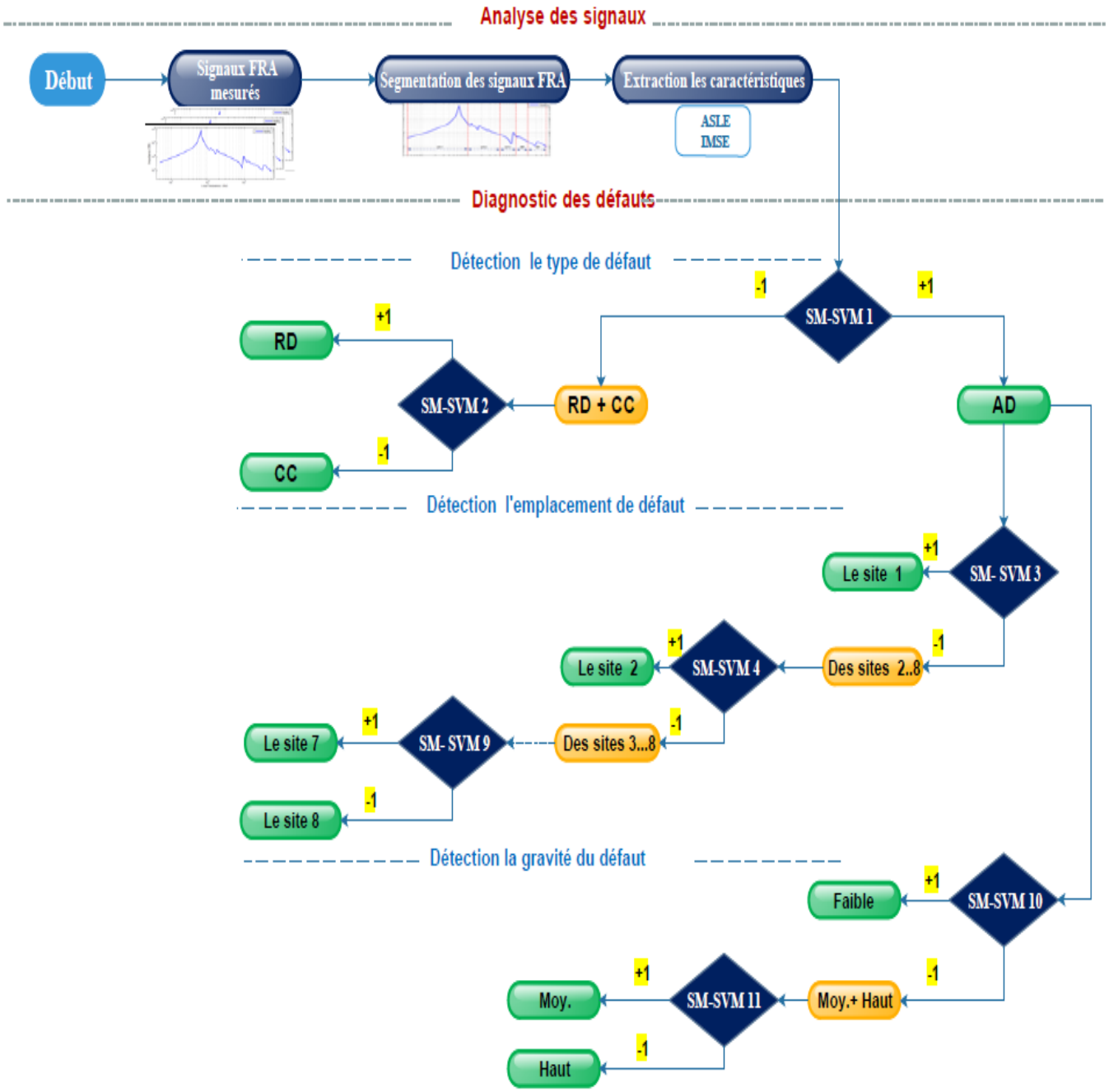


Figure V.10. La structure générale de la méthodologie [239]

V.4.1. Extraction les caractéristiques des signatures FRA :

Dans ce chapitre, nous nous sommes appuyés sur seulement deux indicateurs qui ont obtenu de bons résultats dans la détection des défauts dans le chapitre précédent, qui sont la somme absolue de l'erreur logarithmique (ASLE) et de l'indice de l'erreur quadratique moyenne (IMSE). Quant à la raison, nous n'avons pas choisi l'indicateur IRF, IRA malgré l'obtention de bons résultats par rapport à (IMSE), en raison de la différence du nombre de pics et de creux avec le changement du niveau de défauts, ce qui

entraîne une différence dans le nombre de caractéristiques d'un défaut à l'autre, nous voyons donc que ce type n'est pas adapté aux données réelles de FRA.

Comme indiqué précédemment, les caractéristiques sont extraites en divisant la bande de fréquence et en calculant la variance entre les signaux mesurés dans des conditions défectueuses et un signal de référence pris dans des conditions saines à l'aide d'indices statistiques. Dans ce chapitre, nous avons expérimenté la division de la bande de fréquence en cinq parties pour augmenter la précision de l'interprétation du signal et le nombre de caractéristiques extraites.

V.4.2. Création des bases de données :

Après avoir extrait les caractéristiques des signaux FRA, une base de données est créée pour chaque classificateur, car nous nous appuyons sur des classificateurs binaires qui ne spécifient qu'un seul type, emplacement ou niveau. Dans le cas de la détection de sites, chaque base de données a été constituée à partir des échantillons (9 échantillons) qui ont été testés sur chaque site par rapport aux échantillons des sites restants, ce qui crée un déséquilibre dans ces groupes. En ce qui concerne les bases de données de détermination du niveau défaut, les neuf échantillons testés sur chaque site ont été divisés en trois catégories (3 : Faible, 3 : Moyenne, 3 : Haut), puis des échantillons pour chaque catégorie ont été prélevés sur tous les sites testés.

Le tableau.V.4 indique le nombre d'échantillons des classes positives (+1) (Pos.), le nombre d'échantillons des classes négatives (-1) (Nég.), le nombre total d'échantillons (Totale), les valeurs positives et négatives. Ratio (Rapport de déséquilibre).

Tableau V.4. Détails des bases de données.

Diagnostic:	*Bases des données*	*Pos.*	*Neg.*	*Totale*	*rapport de déséquilibre (%)*
Le type de défaut	SM-SVM 1	72	43	115	63 : 37
	SM-SVM 2	33	10	43	77 : 23
L'emplacement de Défaut	SM-SVM 3	09	63	72	12.5:87.5
	SM-SVM 4	09	54	63	14 : 86
	SM-SVM 5	09	45	54	17 : 83
	SM-SVM 6	09	36	45	20 : 80
	SM-SVM 7	09	27	36	25 : 75
	SM-SVM 8	09	18	27	33 : 67
	SM-SVM 9	09	09	18	50 : 50
La gravité de défaut	SM-SVM 10	24	48	72	33 : 67
	SM-SVM 11	24	24	48	50 : 50

V.4.3. Les étapes diagnostic de défaut :

Après traitement du signal, extraction des caractéristiques et création de les base de données, le type, l'emplacement et le niveau des défauts sont détectés en trois étapes au moyen des classificateurs SMOTE-SVM :

Étape 1 : Le type de défauts est déterminé à l'aide de l'un des classificateurs SMOTE-SVM 1 et SMOTE-SVM 2 dans un processus séquentiel, par exemple, si le résultat de SMOTE-SVM 1 est +1, ce qui signifie le type défaut AD, ou le résultat de -1 signifie soit Le type défauts est RD ou CC, et pour spécifier lequel, exécutez SMOTE-SVM 2.

Dans cette thèse, nous n'avons eu besoin que de deux classificateurs, car nous n'avons que trois défauts. Dans le cas où l'on a affaire à un plus grand nombre de défauts, le nombre de classificateurs binaires peut être augmenté de la même manière.

Étape 2 : Après avoir découvert le type de défaut, nous déterminons l'emplacement. Par exemple, si le résultat du classificateur SMOTE-SVM 1 est la classe +1, c'est-à-dire le type défaut AD, nous exécutons SMOTE-SVM 3_9 pour l'emplacement et SMOTE-SVM 10_11 pour le niveau défaut. La position est déterminée par le fonctionnement séquentiel des classificateurs : SMOTE-SVM 3, SMOTE-SVM 4, …. Jusqu'à SMOTE-SVM 9, car chaque classificateur sélectionne une position, par exemple, si le classificateur SMOTE-SVM 3 donne un résultat : +1, ce qui signifie que le défaut est en position 1 entre le premier et le deuxième disque. Quant au résultat : -1, cela signifie que le défaut est dans les emplacements restants et qu'il doit exécuter le prochain classeur et ainsi de suite.

Étape 3 *:* Comme expliqué précédemment, après avoir détecté le type défaut, nous exécutons les classificateurs d'emplacement et de niveau car ils utilisent des bases de données séparées. Dans cette étape, nous exécutons les classificateurs SMOTE-SVMs-10_11 afin de déterminer l'étendue, si le résultat du premier classificateur est +1 cela signifie que défaut est de niveau 1 (Faible), Pour un résultat de -1, cela signifie que le niveau de défaut est de niveau 2 ou 3 (Moyen ou Haut), donc SMOTE-SVM_11 doit être en cours d'exécution.

V.4.4. Procédures d'entrainement :

Les mêmes procédures de l'entérinement appliquées sur SVM multi-classes au chapitre 4 ont été effectuées sur tous les classificateurs SMOTE-SVM. Mais c'était une amélioration dans la détermination des valeurs optimales pour (C, g), c'était sur deux plages (larges et étroites) à travers deux étapes, où dans la première étape, nous avons effectué un test initial pour rechercher les valeurs optimales initiales pour $log_2 C$ et log_2 g en utilisant la méthode de recherche des paramètres de grille (Grid-Parameter-Search en anglais) dans les plages larges proposées $log_2 C = \{-15, 2... 15\}$ et $log_2 g = \{-15, -14, ... 15\}$. Dans la deuxième étape, après avoir trouvé les valeurs initiales optimales des paramètres comme (C', g') à partir

de plage large, pour la deuxième fois, la méthode de recherche des paramètres de grille est appliquée à des plages étroites de $log_2 C$ = {c'-0,75, . . ., c'+0,75}, et $log_2 g$ = {g'- 0,75, . . ., g'+0.75}.
Après avoir trouvé les valeurs optimales final de ($log_2 C$, $log_2 g$) Le modèle SMOTE-SVM est entraînée et testé sur ces valeurs, et répétant ça cinq fois avec différentes ensembles d'entrainement et de test.

Il convient de noter que les données ont été divisées au hasard en deux ensembles : l'ensemble de données d'entraînement (70 % des échantillons total) et l'ensemble de données de test (les 30 % restants). La méthode de validation croisées imbriquées (« Nested cross-validation » en anglais) a également été utilisée tout au long de la validation processus.

V.4.5 Évaluation des performances :

En raison du déséquilibre dans les ensembles de données, il est courant que la précision de la mesure de performance, qui représente la proportion de cas correctement classés, puisse conduire à des modèles sous-optimaux [240]. Par conséquent, pour confirmer les résultats, L'aire sous la courbe (ou Area Under the Cure, AUC en anglais) a été adopté comme deuxième critère d'évaluation des classificateurs. L'objectif de l'AUC est de traiter les situations où vous avez une distribution d'échantillon asymétrique. Le score AUC est compris entre [0, 1] et signifie la probabilité que les scores donnés par le classificateur classent une occurrence positive choisie au hasard plus haut que la négative. Il mesure le compromis entre vrai positif et faux positif. La fonction *AUC* prend à la fois les vrais résultats de l'ensemble de test et la probabilité de la valeur prédite pour la classe positive. La précision, quant à elle, est donnée comme indiqué ci-dessous :

$$Précision = \frac{VN+VP}{VN+VP+FN+FP} \quad \text{V.4}$$

$$Erreur = \frac{FN+FP}{VN+VP+FN+FP} \quad \text{V.5}$$

Où :

VP et ***VN*** **:** sont respectivement Vrai positif et Vrai négatif.

FP et ***FN*** **:** sont respectivement Faux positif et Faux négatif.

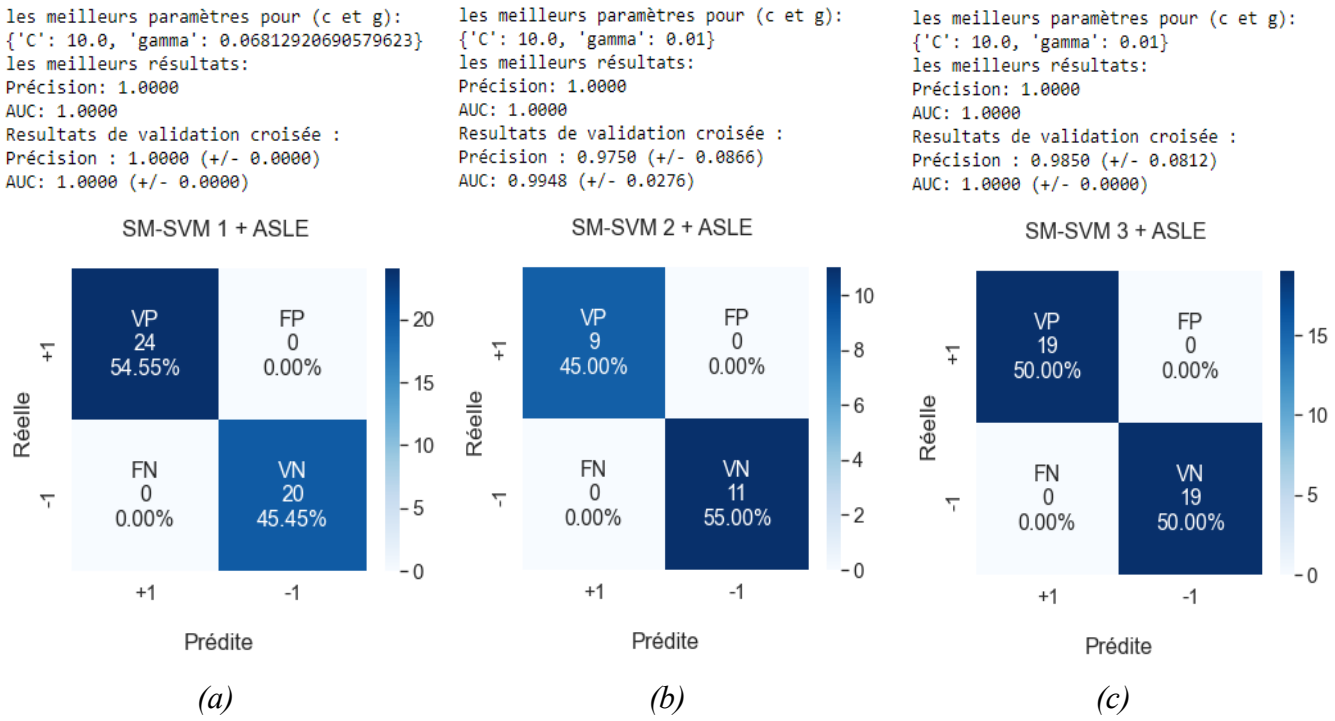
V.5. Résultats Expérimentaux :

Au début, dans le but de savoir dans quelle mesure les classificateurs normaux peuvent gérer des bases de données déséquilibrées, nous avons évalué la méthodologie proposée en utilisant des classificateurs SVM binaires normal avec les mêmes étapes de réglage des paramètres décrites ci-dessus, et avec la même validation croisée en utilisant la méthode de validation croisées imbriquées. Les résultats moyens des validations sont présentés dans le Tableau V.5.

Tableau V.5. Résultats de classification obtenus par SVM

Déterminez-le :	*Classificateur*	*Résultats SVM normal (%)*			
		Les caractéristiques :			
		1 : (ASLE)		*2 : (IMSE)*	
		AUC	*Precision*	*AUC*	*Precision*
Le type	*SVM 1*	1.0000 (+/- 0.0000)	0.9886 (+/- 0.0458)	1.0000 (+/- 0.0000)	0.9944 (+/- 0.0333)
		{'C': 10.0, 'g': 0.01}		'C': 10.0, 'g': 0.068129206979623}	
	SVM 2	0.9800 (+/- 0.1200)	0.8452 (+/- 0.0238)	1.0000 (+/- 0.0000)	0.7333 (+/- 0.2942)
		{'C': 10.0, 'g': 0.01}		{'C': 10.0, 'g': 0.0014677992676220704}	
Emplacement	*SVM 3*	0.9167 (+/- 0.3113)	0.8636 (+/- 0.1676)	0.8411 (+/- 0.3646)	0.8636 (+/- 0.1466)
		{'C': 10.0, 'g': 0.0681292090579623}		{'C': 10.0, 'g': 0.01}	
	SVM 4	0.9375 (+/- 0.2795)	0.8944 (+/- 0.0111)	0.8236 (+/- 0.2884)	0.8833 (+/- 0.0711)
		{'C': 10.0, 'g': 0.01}		{'C': 10.0, 'g': 0.06812920690579623}	
	SVM 5	0.8929 (+/- 0.2681)	0.8819 (+/- 0.0139)	0.9643 (+/- 0.1464	0.8236 (+/- 0.3368)
		{'C': 10.0, 'g': 0.4641588833612782}		{'C': 10.0, 'g': 0.06812920690579623}	
	SVM 6	0.8333 (+/- 0.3333)	0.8571 (+/- 0.0000)	0.0833 (+/- 0.2887)	0.8214 (+/- 0.1237)
		{'C': 10.0, 'g': 0.4641588833612782}		{'C': 1e-15, 'g': 1e-07}	
	SVM 7	0.8750 (+/- 0.4330)	0.8167 (+/- 0.0333)	1.0000 (+/- 0.0000)	0.7333 (+/- 0.1333)
		{'C': 10.0, 'g': 0.01}		{'C': 10.0, 'g': 0.06812920690579623}	
	SVM 8	0.9583 (+/- 0.1863)	0.7583 (+/- 0.4099)	0.9028 (+/- 0.2022)	0.7583 (+/- 0.4099)
		{'C': 10.0, 'g': 0.06812920690579623}		{'C': 10.0, 'g': 0.4641588833612782}	
	SVM 9	1.0000 (+/- 0.0000)	0.7222 (+/- 0.2485)	1.0000 (+/- 0.0000)	0.8333 (+/- 0.5092)
		{'C': 10.0, 'g': 0.01}		{'C': 1e-15, 'g': 0.0014677992676220704}	
La gravité	*SVM 10*	0.9604 (+/- 0.1094)	0.8821 (+/- 0.2185)	0.7269 (+/- 0.3757)	0.7273 (+/- 0.2099)
		{'C': 10.0, 'g': 0.06812920690579623}		{'C': 10.0, 'g': 21.544346900318867}	
	SVM 11	0.8521 (+/- 0.2823)	0.7232 (+/- 0.2434)	0.7917 (+/- 0.3461)	0.7589 (+/- 0.1620)
		{'C': 10.0, 'g': 0.06812920690579623}		{'C': 10.0, 'g': 0.01}	

Ensuite, nous nous sommes concentrés sur la méthode SMOTE-SVM proposée avec la méthode de réglage et de vérification mentionnée précédemment. Les résultats de classification obtenus sont présentés sous forme de matrices de confusion (Figure V.11 et Figure V.12) pour la meilleure précision de classification pour tous les classificateurs SMOTE-SVM avec les caractéristiques 1 (ASLE) et 2 (IMSE) plus les résultats moyenne de 5 doubles vérifications et les meilleurs paramètres (C , $gamma$) obtenus à l'aide de la méthode Grid-Parameter-Search, les matrices montrent le nombre d'échantillons qui a été testé et prédit juste ou faux dans chaque catégorie et à travers lequel nous pouvons calculer la précision de classification à l'aide de l'équation .V. 4.



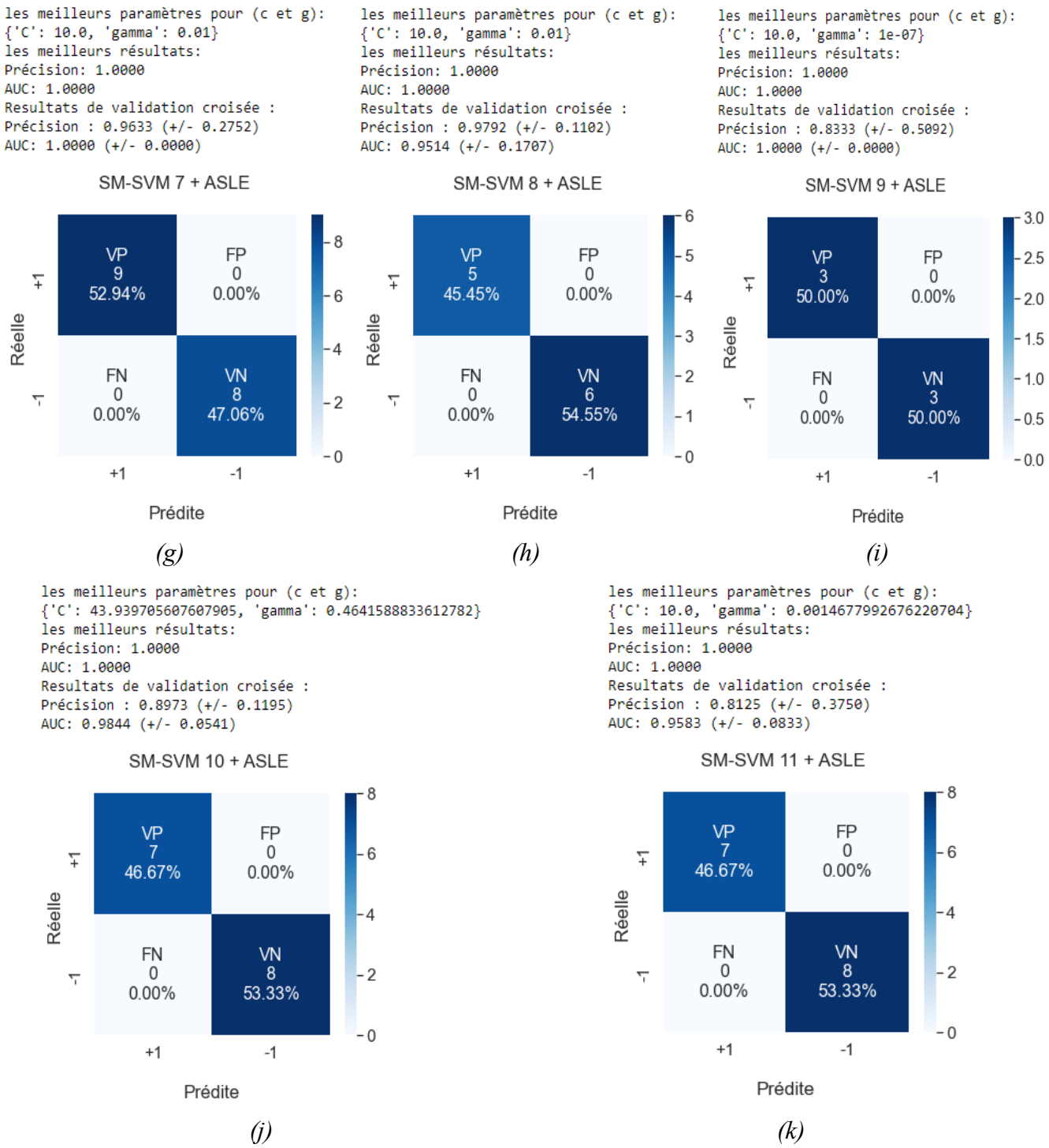
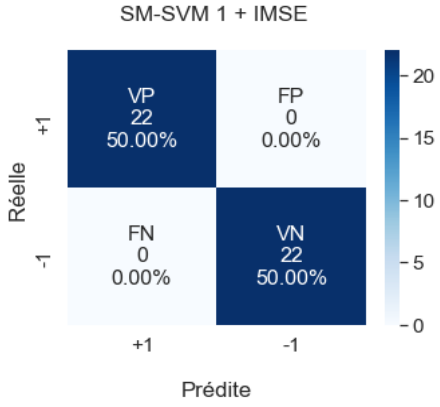


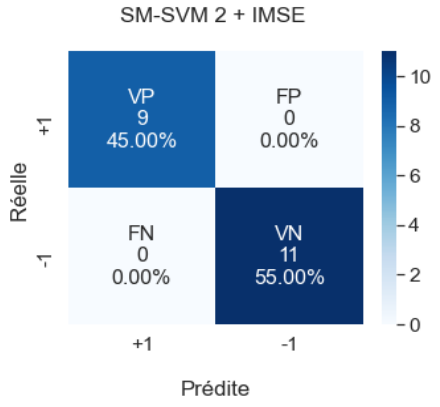
Figure V.11. *a/b/c/d/e/f/g/h/i/j/k*. Les matrices de confusion pour SMOTE-SVMs avec ASLE

```
les meilleurs paramètres pour (c et g):
{'C': 10.0, 'gamma': 0.06812920690579623}
les meilleurs résultats:
Précision: 1.0000
AUC: 1.0000
Resultats de validation croisée :
Précision : 1.0000 (+/- 0.0000)
AUC: 1.0000 (+/- 0.0000)
```



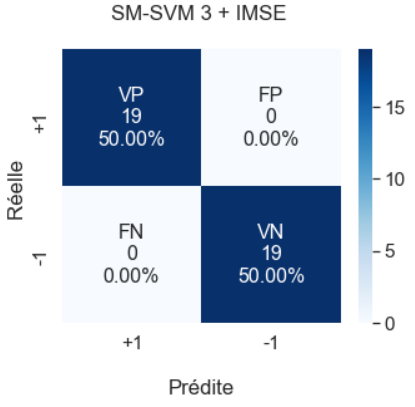
(a)

```
les meilleurs paramètres pour (c et g):
{'C': 1e-15, 'gamma': 0.06812920690579623}
les meilleurs résultats:
Précision: 1.0000
AUC: 1.0000
Resultats de validation croisée :
Précision : 1.0000 (+/- 0.0000)
AUC: 1.0000 (+/- 0.0000)
```



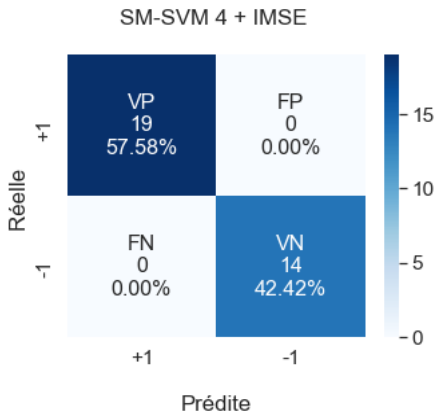
(b)

```
les meilleurs paramètres pour (c et g):
{'C': 10.0, 'gamma': 0.06812920690579623}
les meilleurs résultats:
Précision: 1.0000
AUC: 1.0000
Resultats de validation croisée :
Précision : 0.9479 (+/- 0.1281)
AUC: 0.9917 (+/- 0.0456)
```



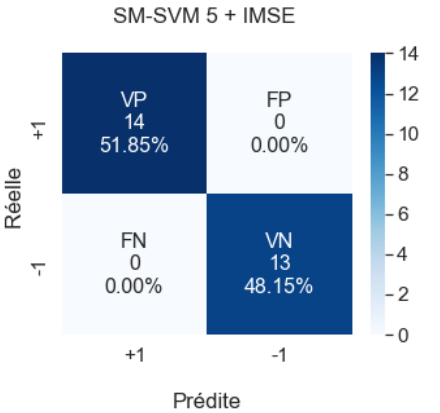
(c)

```
les meilleurs paramètres pour (c et g):
{'C': 10.0, 'gamma': 0.06812920690579623}
les meilleurs résultats:
Précision: 1.0000
AUC: 1.0000
Resultats de validation croisée :
Précision : 0.9400 (+/- 0.1190)
AUC: 0.9952 (+/- 0.0178)
```



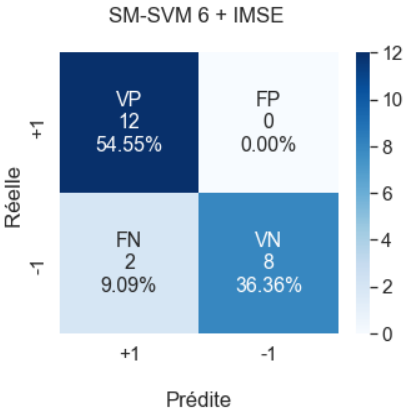
(d)

```
les meilleurs paramètres pour (c et g):
{'C': 10.0, 'gamma': 0.4641588833612782}
les meilleurs résultats:
Précision: 1.0000
AUC: 1.0000
Resultats de validation croisée :
Précision : 0.8942 (+/- 0.1775)
AUC: 0.9464 (+/- 0.1676)
```



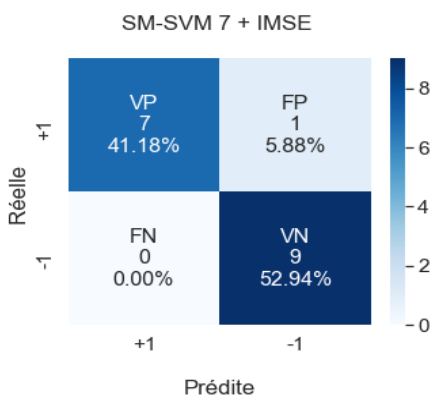
(e)

```
les meilleurs paramètres pour (c et g):
{'C': 10.0, 'gamma': 0.4641588833612782}
les meilleurs résultats:
Précision: 0.9091
AUC: 0.9000
Resultats de validation croisée :
Précision : 0.7273 (+/- 0.0000)
AUC: 0.8833 (+/- 0.1000)
```



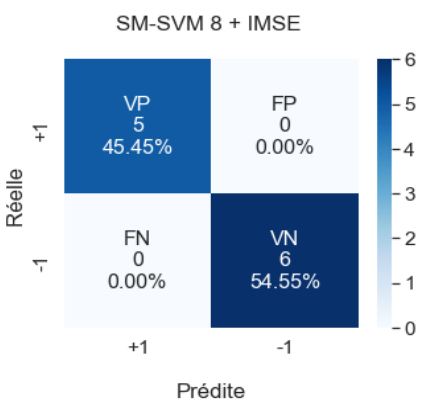
(f)

```
les meilleurs paramètres pour (c et g):
{'C': 10.0, 'gamma': 0.06812920690579623}
les meilleurs résultats:
Précision: 0.9412
AUC: 0.9375
Resultats de validation croisée :
Précision : 0.8264 (+/- 0.1740)
AUC: 0.9167 (+/- 0.1213)
```



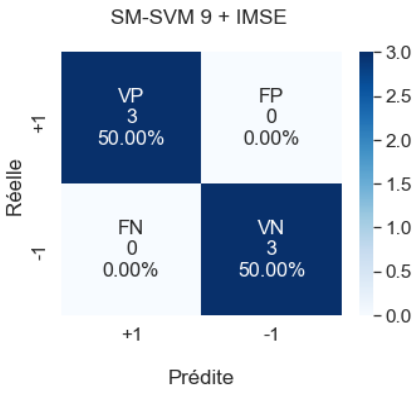
(g)

```
les meilleurs paramètres pour (c et g):
{'C': 10.0, 'gamma': 21.544346900318867}
les meilleurs résultats:
Précision: 1.0000
AUC: 1.0000
Resultats de validation croisée :
Précision : 0.8444 (+/- 0.1423)
AUC: 0.9352 (+/- 0.1348)
```



(h)

```
les meilleurs paramètres pour (c et g):
{'C': 10.0, 'gamma': 0.01}
les meilleurs résultats:
Précision: 1.0000
AUC: 1.0000
Resultats de validation croisée :
Précision : 0.8667 (+/- 0.4422)
AUC: 1.0000 (+/- 0.0000)
```



(i)

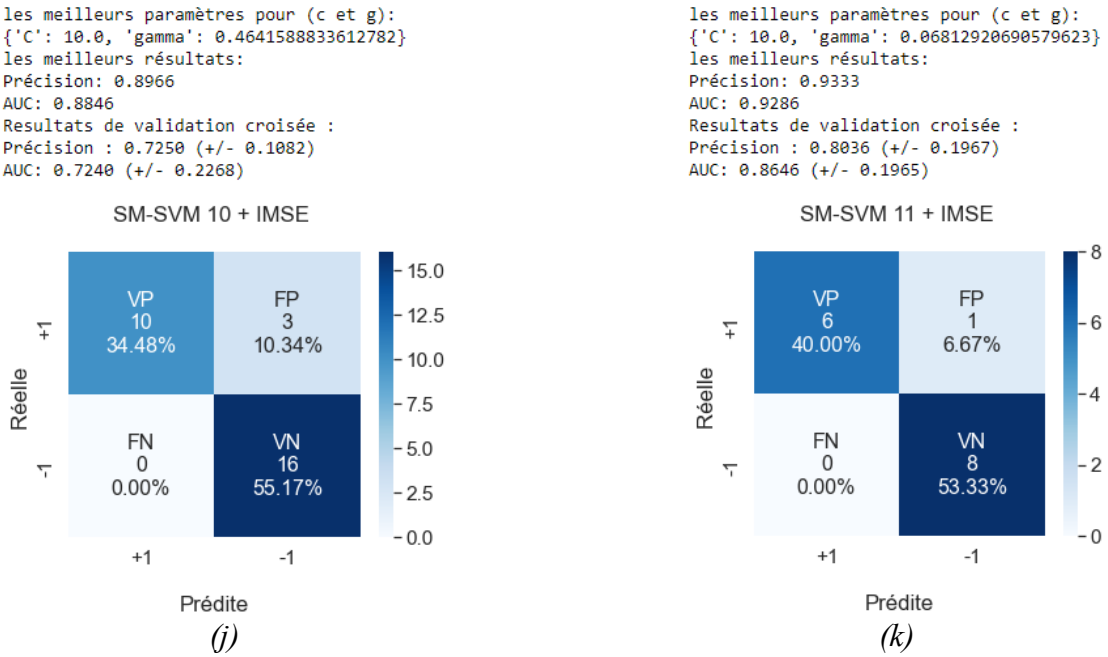


Figure V.12. *a/b/c/d/e/f/g/h/i/j/k*. Les matrices de confusion pour SMOTE-SVMs avec IMSE

Comparé à SVM, SMOTE-SVM montre de meilleurs résultats en termes de précision et d'AUC. A partir de ces résultats, nous pouvons clairement remarquer les limitations du SVM normal pour traiter les problèmes de déséquilibre de distribution des données entre les classes dans les bases de données. La faible performance de SVM est due au fait que la séparation hyperplan apprise par SVM est proche de la classe minoritaire, ce qui fait que le compilateur est biaisé vers la classe majoritaire négative par rapport à la classe minoritaire positive. Contrairement à SMOTE-SVM, les méthodes de sur échantillonnage SMOTE augmentent le nombre d'échantillons positives en itérant aléatoirement les données de sorte que le nombre d'échantillons positives soit égal au nombre dans la catégorie négative. Il semble donc y avoir une amélioration du modèle SMOTE-SVM en termes de précision et d'AUC, comme l'indiquent les résultats.

Les résultats ont montré que les classificateurs SMOTE-SVM ont réussi à identifier le type de défauts avec une très grande précision avec les classificateurs SVM 1 et SVM 2 et avec les deux caractéristiques (ASLE, IMSE), et cela a été confirmé par les résultats du 5 processus de vérification croisée. Les matrices de confusion dans Figure V.11.a-b et Figure V.12.a-b liées au meilleur résultat obtenu montrent le nombre d'échantillons qui ont été testés dans chaque catégorie, qui affiche le nombre d'échantillons testés de chaque classe et ils sont très proches contrairement à ce qu'ils seraient dans un SVM normal.

La même performance a été dans la localisation de défaut, qui est l'étape la plus difficile en raison du manque d'échantillons minoritaires (+1) par rapport à la majorité (-1), mais les classificateurs SM-SVMs 3-9 ont également obtenu de très bons résultats au-dessus du SVM normal, comme le montrent dans les Figures V.11.c-i et V.12.c-i.

Quant à l'étape de détermination du niveau défaut, qui a été effectuée par SMOTE-SVM-10_11, les résultats étaient bons bien que les performances des classificateurs aient légèrement diminué par rapport à l'étape de détermination du type et de l'emplacement, en raison de la proximité des niveaux de défaut testés.

Les résultats des deux classificateurs sont présentés dans des matrices de confusion sur la Figure V.11 et la Figure V.12 avec les caractéristiques 1 et 2, à travers lesquelles on remarque, Par exemple, le classificateur SMOTE-SVM-10 + IMSE n'a pas réussi à classer correctement 3 échantillons, ce qui représente le nombre de fausses prédictions, mais a réussi à classer correctement 26 échantillons, ce qui représente le nombre de prédictions correctes.

Sur la base de l'analyse des résultats obtenus, il est évident que les résultats de classification les plus précis ont été obtenus en mettant en œuvre des classificateurs SMOTE-SVM ou des classificateurs SVM normaux utilisant la caractéristique 1 (ASLE). Cependant, il convient de noter que les résultats obtenus grâce à l'utilisation de la caractéristique 2 (IMSE) sont considérés comme étant également favorables et satisfaisants. Au vu de ces résultats, on peut conclure que l'indice ASLE est un indicateur très fiable pour l'interprétation des signaux FRA.

V.6. Comparaison des résultats :

La technique de sur-échantillonnage de minorité artificielle (SMOTE) adoptée dans cette thèse n'est pas considérée comme le seul moyen de remédier au déséquilibre dans les bases de données, mais pour confirmer la raison de notre choix de cette technique, nous avons essayé de combiner deux techniques d'apprentissage déséquilibré avec le classificateur SVM , appelé Sous-échantillonnage aléatoire et Sur-échantillonnage aléatoire (Random Under-Sampling (RUS), Random Over-Sampling (ROS) en anglais) avec les ensembles des base de données précédents pour déterminer le type, l'emplacement et le niveaux des défauts s, nous avons appliqué les mêmes étapes de réglage des paramètres utilisées avec la méthode SMOTE-SVM et évalué ses performances par méthode validation croisées imbriquées , avec 5 itérations pour chaque validation, puis a calculé la précision moyenne et l'AUC. Enfin, le Tableau.V.6 présente les résultats obtenus par SVM en utilisant les méthodes « RUS » et « ROS » et les compare aux résultats SMOTE-SVM précédents avec les meilleurs résultats indiqués en gras.

Tableau V.6. Résultats de classification pour un SVM intégré avec trois méthodes de prétraitement des données.

Déterminez-le :	***Classificateur***	***Déséquilibre Méthodes d'apprentissage***	***Résultats***	
			Caractéristique 1 (ASLE)	
			AUC	***Précision***
		ROS	0.9986 (+/- 0.0062)	0.9470 (+/- 0.0970)

Le type	***SVM 1***	**RUS**	1.0000 (+/- 0.0000)	0.9385 (+/- 0.1794)
		SMOTE	**1.000** (+/- 0.0000)	**1.000** (+/- 0.0000)
	SVM 2	**ROS**	**1.0000** (+/- 0.0000)	**0.9600** (+/- 0.1833)
		RUS	0.8000 (+/- 0.8000)	0.8333 (+/- 0.4714)
		SMOTE	0.9948(+/- 0. 0276)	0.9750(+/- 0. 0866)
Emplacement	***SVM 3***	**ROS**	0.9889 (+/- 0.0281)	0.9526 (+/- 0.1447)
		RUS	1.0000 (+/- 0.0000)	0.8667 (+/- 0.4422)
		SMOTE	**1.0000** (+/- 0. 0000)	**0.9850**(+/- 0. 0812)
	SVM 4	**ROS**	0.9624 (+/- 0.0936)	0.8798 (+/- 0.1772)
		RUS	0.9056 (+/- 0.0682)	0.8333 (+/- 0.4714)
		SMOTE	0.9119(+/- 0. 0510)	**0.9917**(+/- 0.1929)
	SVM 5	**ROS**	0.9735 (+/- 0.1330)	0.8593 (+/- 0.1837)
		RUS	1.0000 (+/- 0.0000)	0.8667 (+/- 0.5333)
		SMOTE	**0.9622**(+/- 0. 2125)	**0.9267**(+/- 0. 1809)
	SVM 6	**ROS**	0.9533 (+/- 0.1794)	0.8364 (+/- 0.1585)
		RUS	0.8000 (+/- 0.4899)	0.6000 (+/- 0.4989)
		SMOTE	**1.0000**(+/- 0. 0000)	**0.9440**(+/- 0. 2455)
	SVM 7	**ROS**	0.9125 (+/- 0.3544)	0.9083 (+/- 0.2251)
		RUS	0.8000 (+/- 0.4899)	0.6333 (+/- 0.2000)
		SMOTE	**1.0000**(+/- 0. 0000)	**0.9633**(+/- 0. 2752)
	SVM 8	**ROS**	0.8889 (+/- 0.2434)	0.8900 (+/- 0.2548)
		RUS	0.8333 (+/- 0.4714)	0.8333 (+/- 0.3333)
		SMOTE	**0.9514**(+/- 0. 1707)	**0.9792**(+/- 0. 1102)
	SVM 9	**ROS**	**1.0000** (+/- 0.0000)	**0.8333** (+/- 0.3333)
		RUS	0.8750 (+/- 0.2500)	0.8750 (+/- 0.2500)
		SMOTE	**1.000** (+/- 0.0000)	**0.8333** (+/- 0. 5092)
La gravité du défaut	***SVM 10***	**ROS**	0.8875 (+/- 0.2051)	0.8321 (+/- 0.2795)
		RUS	0.8750 (+/- 0.1863)	0.8275 (+/- 0.0990)
		SMOTE	**0.9844** (+/- 0. 0541)	**0.8473** (+/- 0. 1195)
	SVM 11	**ROS**	0.8060 (+/- 0.1785)	0. 7652(+/- 0. 2455)
		RUS	0. 7440 (+/- 0.5399)	0.7031(+/- 0.4714)
		SMOTE	**0.9583** (+/- 0.0833)	**0.8105** (+/- 0. 3750)

Selon les résultats obtenus, on peut voir que la technique "RUS" a obtenu des résultats légèrement inférieurs par rapport aux techniques "ROS" et "SMOTE", et la raison en est que cette technique est basée sur le principe d'exclusion d'échantillonnage pour créer un équilibre entre les catégories, ce qui entraîne une réduction du nombre d'échantillons, ce qui affecte négativement la précision de la classification.

Quant à la technique « ROS », qui repose sur le principe de création de nouveaux échantillons pour atteindre l'équilibre, elle a obtenu des résultats très satisfaisants avec tous les classificateurs, Cependant, malgré ces résultats compétitifs, nous constatons la supériorité de la technique SMOTE sur le reste des techniques, notamment dans l'étape de détermination du niveau de défaut, ce qui justifie notre choix de cette technique dans nos travaux.

V.7. Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons pratiquement vérifié la capacité de la méthodologie de diagnostic proposée dans la section précédente de la thèse à déterminer le type de défaut en la testant sur trois défauts réels (AD, RD, CC) qui ont été effectués pratiquement sur un enroulement de transformateur isolé. Qui a été spécialement fabriqué à cet effet, en outre, une évaluation de l'emplacement et de l'étendue du défaut a été effectuée pour le défaut AD.

L'approche proposée dans ce chapitre est légèrement améliorée pour résoudre le problème de déséquilibre dans les bases de données, donc pour ça, on a combiné la machine à vecteurs de support (SVM) avec la méthode de prétraitement des données SMOTE pour classer les signatures FRA.

Cette méthode a été testée à plusieurs fois, et selon les résultats obtenus, l'efficacité de l'approche proposée a été confirmée pour déterminer le type, l'emplacement et l'étendue des défauts d'enroulement du transformateur avec une très grande précision et surmonter le problème de déséquilibre dans les bases de données par rapport à la SVM normal ou intégration avec d'autres méthodes de prétraitement des données. De plus, les résultats ont montré la fiabilité de l'indice ASLE dans l'interprétation des signatures FRA mieux que d'autres caractéristiques.

Malgré la réussite de cette méthode et son efficacité prouvée, nous avons également proposé dans cette thèse un nouveau système intelligent basé sur des capteurs de distance pour surveiller l'état des enroulements. Dans le chapitre suivant, ce système intelligent sera détaillé et testé pratiquement sur un modèle de l'enroulement.

Chapitre VI :

Système de surveillance intelligent pour l'état des enroulements du transformateur de puissance

VI.1. Introduction :

Comme nous l'avons mentionné dans la deuxième partie de la thèse qu'en raison de la force électromagnétique élevée (FEM) qui résulte des courants forts circulant dans les bobines du transformateur qui conduisent à l'apparition de défauts mécaniques aux enroulements du transformateur tels que le déplacement axial ou l'inclinaison de les enroulements dus aux efforts axiaux et les déformations du bobinage dues aux efforts radiaux, il est donc important de surveiller régulièrement l'état de ces enroulements pour détecter toute déformation ou détérioration avant que cela ne devienne un problème majeur.

La surveillance périodique de l'intégrité de l'état des enroulements de transformateur en ligne à l'aide de méthodes de diagnostic traditionnelles est très complexe, mais avec l'émergence récente de capteurs comme outil efficace pour surveiller les décharges partielles [241-244], le gaz [245,246], la température [247-249] dans les transformateurs de puissance Certaines études ont suggéré l'utilisation de capteurs pour surveiller l'état des enroulements.

Dans [250], les techniques d'analyse optique de domaine temporel de Brillouin (AODTB) et de Réflectométrie optique Raman dans le domaine temporel (RORDT) ont été utilisées pour détecter la déformation et mesurer la température de l'enroulement. Semblable à [251], cet article propose une nouvelle méthode de détection de contrainte d'enroulement de transformateur basée sur des capteurs à fibre optique installés le long du conducteur d'enroulement. Dans [252], des Capteurs ultra large bande (ULB) ont été utilisés pour détecter et estimer la distorsion radiale et le déplacement axial dans l'enroulement du transformateur, et les résultats de mesure ont montré que la méthode proposée peut réussir à détecter le défaut, mais elle ne peut pas quantifier précisément les défauts. Des capteurs de vibration ont également été utilisés pour détecter la déformation dans les enroulements de transformateur, par exemple, dans [253-255], ces capteurs détectent les vibrations causées par la déformation et peuvent fournir des informations sur l'emplacement et la gravité de la déformation. Les études [256,257] ont également utilisé Capteurs à réseau de Bragg sur fibre (FBG) pour surveiller les contraintes statiques et dynamiques sur les enroulements du transformateur.

Dans cette partie de la thèse, un nouveau système intelligent a été proposé qui effectue une surveillance périodique des enroulements du transformateur en ligne. Ce système s'appuie sur des capteurs de distance, car ces capteurs détectent tout simple déplacement axial ou radial de l'enroulement. Ce système peut également envoyer une alerte aux superviseurs pour signaler la présence d'un défaut nécessitant la réparation.

Le système proposé sera expliqué et testé pratiquement sur un modèle d'enroulement, et les résultats seront évalués dans les sous-titres suivantes.

VI.2. Système de surveillance proposé :

VI.2.1. Composants du système de surveillance proposé :

a) Capteur de distance laser :

Un capteur de distance laser est un appareil qui utilise un faisceau laser pour déterminer la distance à un objet. Il est également connu sous le nom d'appareils de mesure de distance laser, et avec son développement récent, il est devenu possible de l'utiliser dans des environnements difficiles, tels que ceux à risque d'explosion en raison de la présence de gaz, de chaleur élevée ou de poussière. Ces capteurs reposent sur plusieurs méthodes de mesure de distance telles que : la triangulation optique, la corrélation de phase et la technologie du temps de vol (anglais : Time of Flight, TOF).

Le principe du temps de vol (TOF) est la forme de fonctionnement la plus courante. Dans ce mode de fonctionnement, une impulsion du faisceau laser est envoyée vers l'objet à mesurer. Ce faisceau est rétréci à l'aide d'un système de lentilles. Lorsque le faisceau frappe l'objet, il se réfléchit sur la surface vers le capteur. Le capteur mesure le temps nécessaire au faisceau pour se rendre à la cible et en revenir et l'utilise pour calculer la distance [258].

Il existe deux façons de régler la lumière ; Onde continue (OC) et impulsion courte (IC), mais en raison de l'incertitude de l'effet de la lumière laser continue sur les propriétés physiques de l'huile isolante dans les transformateurs, nous nous sommes appuyés sur des capteurs de distance à laser pulsé.

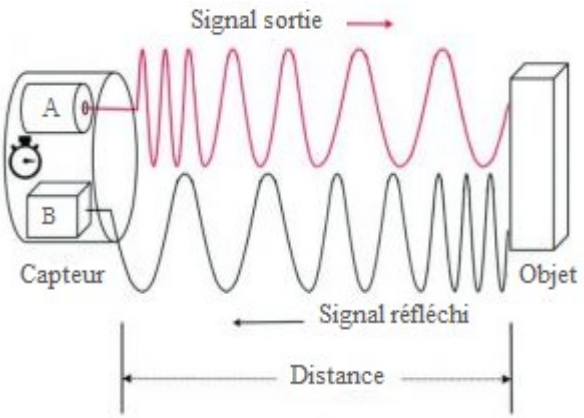


Figure IV.1. Le schéma de principe d'un capteur de temps de vol (TOF) [259]

Les capteurs laser pulsés émettent de courtes rafales de lumière laser à haute intensité à une vitesse allant jusqu'à 250 000 fois/sec, et après avoir atteint la cible à mesurer après la distance à mesurer, une partie de l'énergie sera réfléchie. Le laser pulsé réfléchi et appelé un écho [258]. L'écho revient au télémètre et est reçu par un détecteur photoélectrique. Selon l'intervalle de temps entre le signal d'onde principal et le signal d'écho, la distance de la cible à mesurer peut-être calculée [260] :

$$S = \frac{1}{2}\, ct \qquad \text{VI. 1}$$

Où :

S : distance mesurée en mètres

c : vitesse de la lumière dans l'air (299 792 458 m/sec)

t : est la durée de l'aller-retour entre A et B en sec.

Ici, dans cette étude pour expérimenter ce système, nous avons utilisé le capteur **VL6180X** pour le calcul de distance. Ce type est un package 3 en 1 qui comprend un émetteur IR, un capteur de lumière ambiante et un capteur de distance, communique via l'interface I^2C, dispose d'un régulateur de 2,8 V, mesure la distance jusqu'à 25 cm Il est également programmable via deux GPIO.

Parmi ses avantages, il utilise une horloge précise pour mesurer le temps nécessaire à la lumière pour se refléter sur n'importe quelle surface. Il est également plus précis et résistant au bruit. Il fonctionne également à une température allant jusqu'à ~ 85 degrés Celsius. (*Voir **Annexe III***)

b) Arduino :

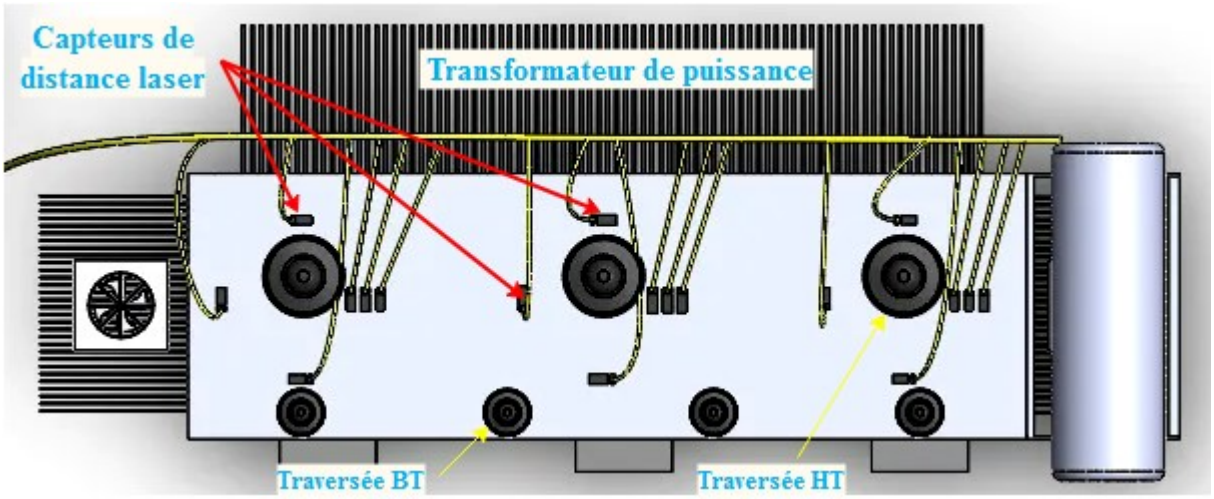
Pour contrôler ce capteur, il est directement connecté à Arduino via l'interface de communication I^2C, de nombreux capteurs peuvent être contrôlés avec un Arduino, donc dans cette étude, nous avons utilisé Arduino Nano (ATmega328) pour contrôler 6 capteurs de distance.

c) Autres composants : Relais 5 V, voyant LED, alarme, câbles de connexion.

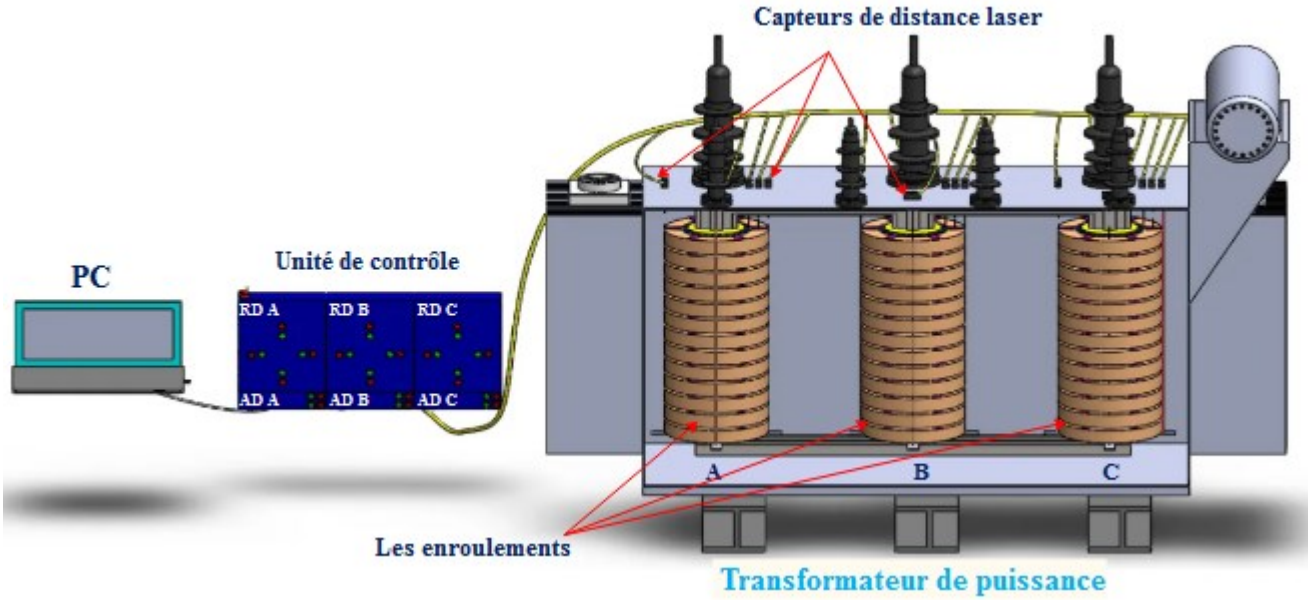
VI.2.2. Installation du système de surveillance sur le transformateur de puissance :

Le système de surveillance proposé se compose de deux parties distinctes, la première partie comprend des capteurs de distance, qui peuvent être installés sur la surface du réservoir perpendiculairement à chaque enroulement, comme indiqué sur les Figures VI.2. a et b, cette approche permet d'atténuer l'effet de la pression et de la température sur les capteurs. Il est également possible d'installer ces capteurs à l'intérieur du transformateur au-dessus de chaque enroulement, mais dans ce cas, la température et la pression doivent être prises en compte lors du choix des capteurs appropriés, en particulier dans les transformateurs immergés dans l'huile.

La deuxième partie du système de surveillance est l'unité de contrôle située à l'extérieur du transformateur. Cette unité contient le système de contrôle des capteurs (Arduino), des voyants indiquant le bon fonctionnement, des voyants d'avertissement et une alarme. Le contrôleur est alimenté par une alimentation 220V et connecté à un PC pour la programmation et l'affichage des données.



a)



b)

Figure VI.2. L'installation du système de surveillance sur le transformateur de puissance.
a) Vue de dessus

b) Vue de l'intérieur

VI.2.3. Principe de fonctionnement du système surveillance :

En général, le système proposé fonctionne pour surveiller et signaler tout mouvement axial ou radial des enroulements du transformateur. Les détails de ceci sont qu'après avoir installé les capteurs de distance sur le transformateur pour surveiller les enroulements, l'étape suivante c'est programmer l'Arduino qui contrôle ces capteurs, car cela comprend le réglage des paramètres des capteurs pour mesurer la distance périodiquement et le réglage de la plage de mesure pour chaque capteur.

Dans le cas où l'un des capteurs surveille une distance hors la plage spécifiée, cela indique que la partie surveillée s'est déplacée, ce qui indique la possibilité d'un défaut, de sorte que le système allume automatiquement le voyant rouge et le dispositif d'alarme pour alerter les superviseurs.

De plus, avec les données affichées sur le PC, les superviseurs peuvent déterminer l'emplacement et le niveau de ce déplacement.

VI.3. Essais expérimentaux :

Dans cette partie, le système proposé est pratiquement testé sur un modèle d'enroulement isolé, où les défauts de déplacement axial et radial seront appliqués sur le modèle d'enroulement et la capacité du système proposé à les diagnostiquer sera testée. Mais avant cela, le système proposé sera testé avec l'état sain de l'enroulement du transformateur.

VI.3.1. Transformateur à l'état sain :

Avant d'appliquer le système de contrôle au modèle d'enroulement réel, nous expliquerons comment le système fonctionne avec une représentation 3D. La Figure VI.3, représente un enroulement de transformateur à l'état normal composé d'un enroulement basse tension (BT) et d'un enroulement haute tension (HT).

Cet enroulement est surveillé en installant 4 capteurs dans quatre directions différentes pour surveiller le déplacement radiatif de l'enroulement haute tension et deux capteurs pour surveiller le déplacement axial de l'enroulement (un pour l'enroulement BT et l'autre pour l'enroulement HT), en plus à installer des réflecteurs en verre sous l'enroulement pour réfléchir la lumière laser comme indiqué sur la Figure VI.4.

L'unité de contrôle contient des voyants lumineux verts, qui indiquent l'état sain, c'est-à-dire l'absence de défaut, et il reste allumé dans l'état normal du transformateur. Quant aux voyants rouges, qui indiquent l'état défectueux et s'activent lorsqu'un défaut survient, comme le dispositif d'alarme installé en haut de l'unité.

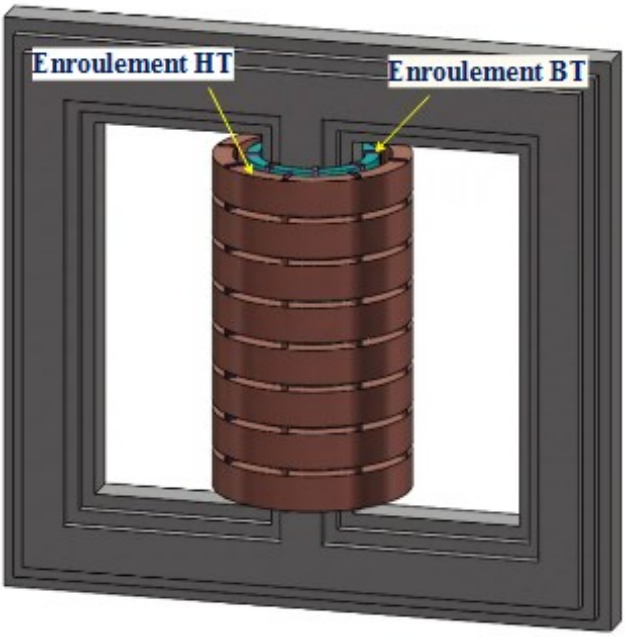


Figure VI.3. Modèle d'enroulement 3D

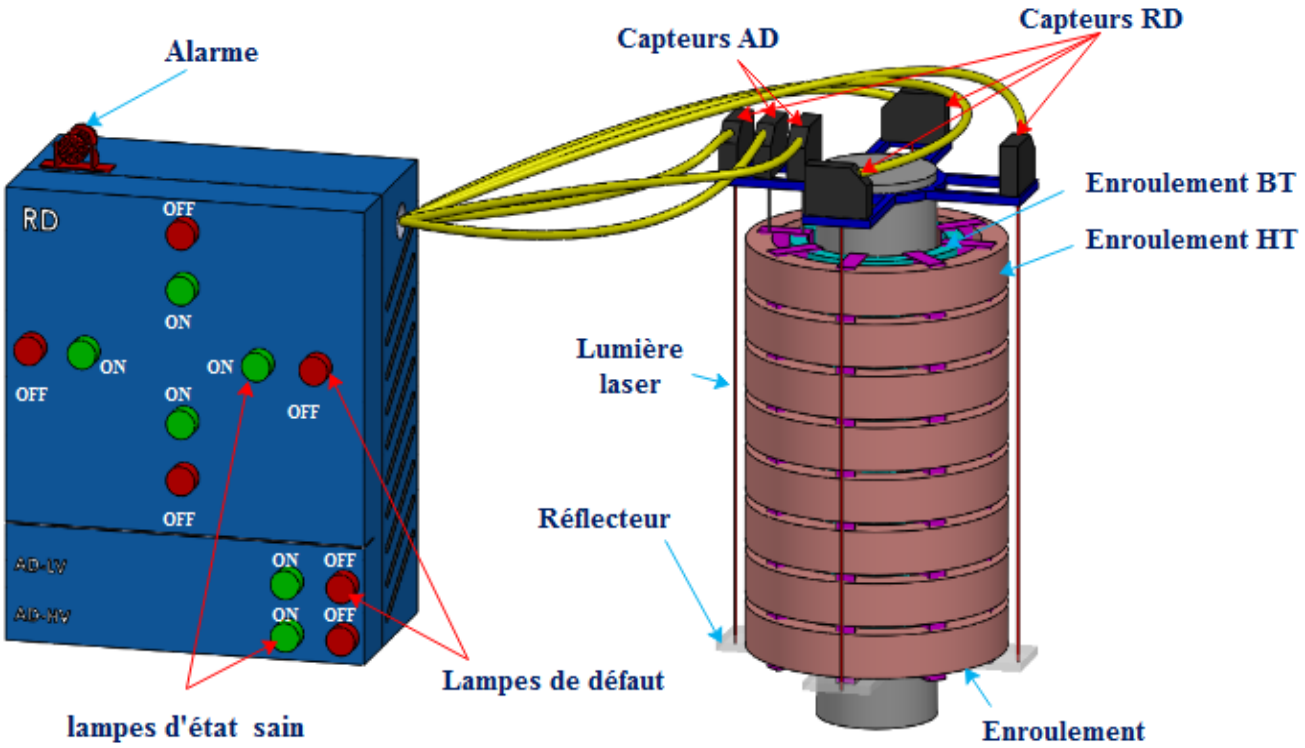


Figure VI.4. Modèle 3D de l'installation du système de surveillance sur l'enroulement

Pour appliquer pratiquement ce qui a été expliqué précédemment, nous avons fabriqué un modèle d'enroulement de 4 disques, comme indiqué sur la Figure VI.5. Les capteurs de distance ont été installés sur un support spécial perpendiculaire à l'enroulement pour surveiller le déplacement axial des enroulements basse et haute tension, ainsi que le déplacement radial (RD), comme indiqué sur la Figure VI.6.

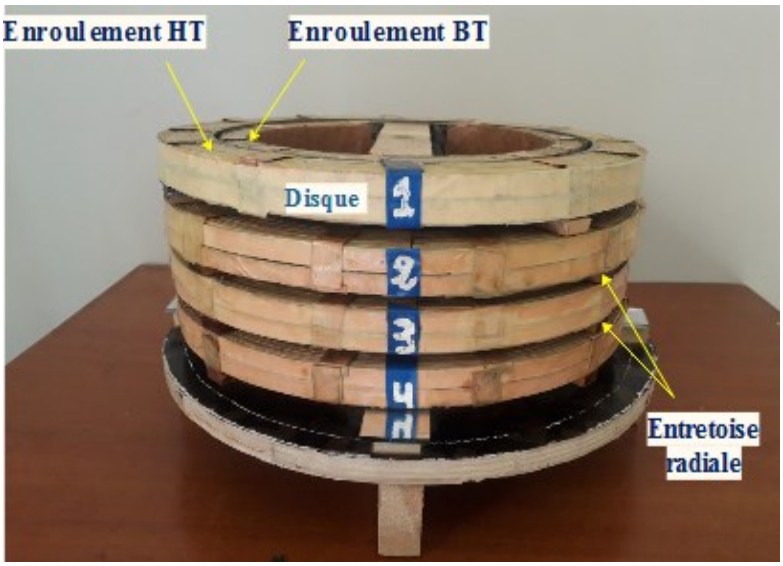


Figure VI.5. Le modèle d'enroulement utilisé

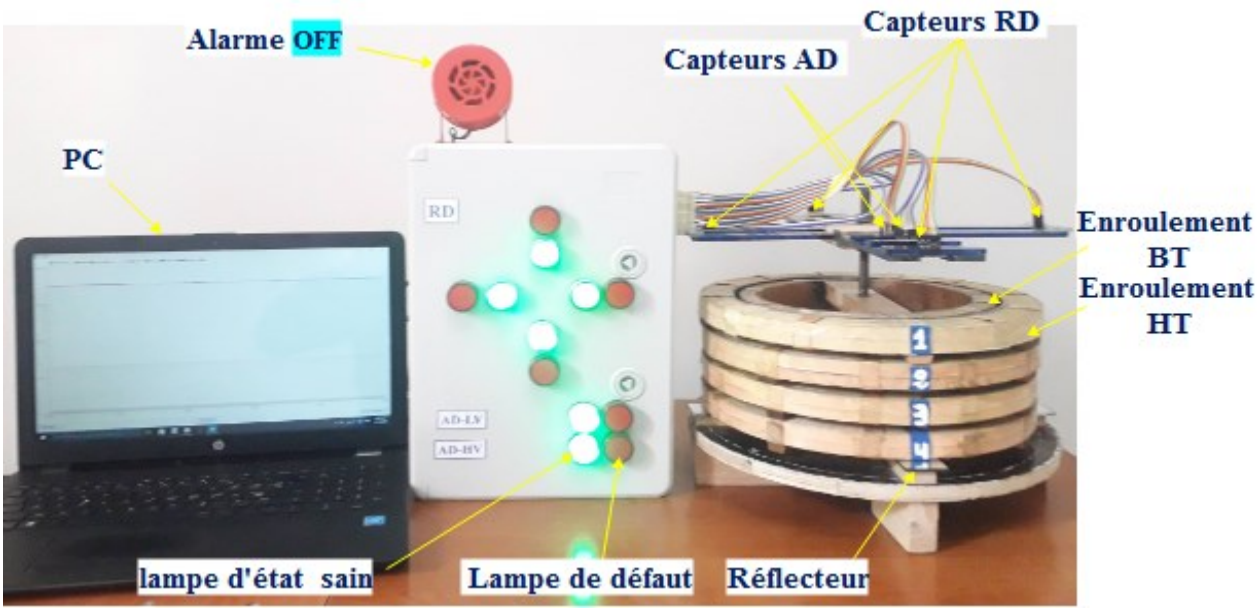


Figure VI.6. Test du système de surveillance avec l'état normal de l'enroulement

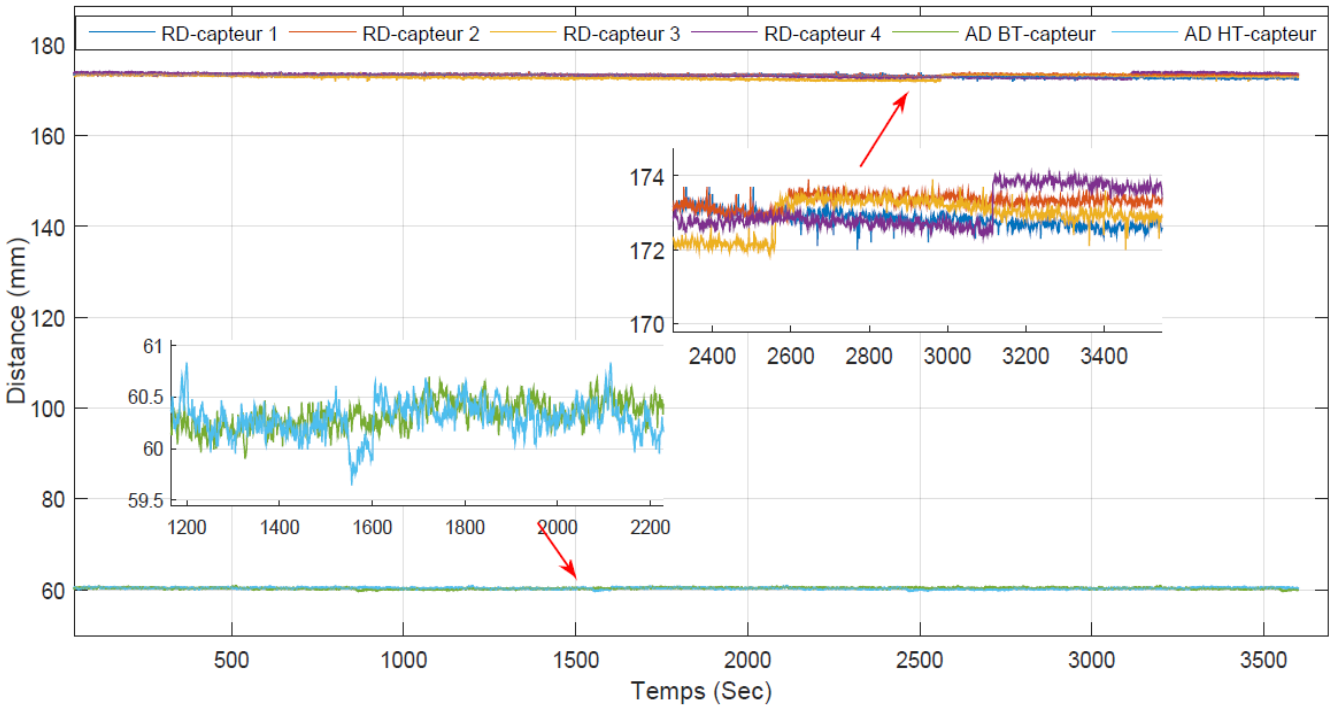


Figure VI.7. Les courbes de distance pour chaque capteur dans l'état d'enroulement normal

Les capteurs ont été programmés pour faire une mesure chaque 5 seconde et pour surveiller l'enroulement sur une durée de 1 heure, d'après la Figure VI.7 qui montre la courbe graphique pour chaque capteur, on remarque que tous les capteurs donnent une distance légèrement variable ($\pm$ 0.5 mm capteurs AD et $\pm$ 1 mm capteurs RD) et cela est lié à la précision du capteur, mais cette petite différence est acceptable et peut être contrôlée par programmation et n'affecte pas le processus de diagnostic.

Nous pouvons conclure graphiquement qu'il n'y a pas de défauts et que l'enroulement est dans un état normal, en observant qu'il n'y a pas de changements brusques dans le comportement d'une courbe. De

plus, l'activation continue des voyants verts par l'unité de contrôle nous donne une indication que la bobine est dans un état normal, ainsi nous pouvons éviter le suivi graphique pour connaître l'état de l'enroulement.

VI.3.2. Transformateur en présence de défaillances :

VI.3.2.1. Défaut de déplacement axial (AD) dans l'enroulement BT :

Après s'être assuré que le système de surveillance fonctionne avec l'état normal de l'enroulement, nous allons le tester avec le déplacement axial de l'enroulement basse tension.Ce défaut se produit dans les transformateurs réels généralement en raison de l'influence des forces électromagnétiques axiales sur les enroulements qui peuvent provoquer le déplacement axial (AD) de l'enroulement [261-262] comme le montre la forme Figure VI.8.

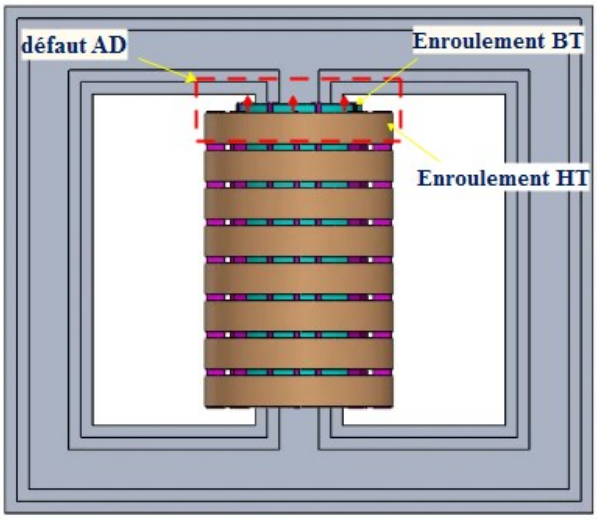


Figure VI.8. Un modèle 3D d'enroulement en défaut AD-BT

La représentation 3D dans la FigureVI.9 simuler comment le système de surveillance monté sur l'enroulement peut traiter le défaut de déplacement dans l'enroulement basse tension.

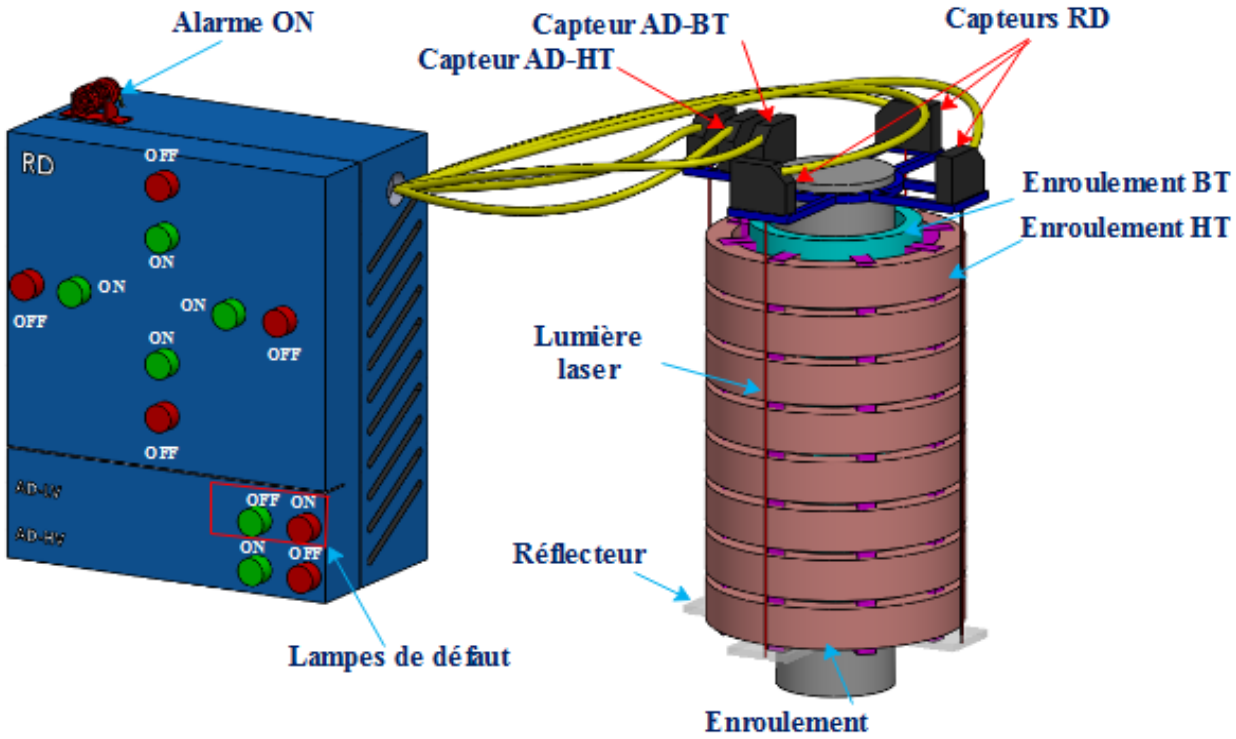


Figure VI.9. Modèle 3D pour simuler l'application du système de surveillance à un enroulement défectueux

Dans ce cas. Le capteur responsable de la surveillance de l'enroulement BT doit détecter la nouvelle distance d'enroulement et l'envoyer à l'unité de contrôle, qui à son tour la compare avec la gamme présélectionnée. Toute distance en dehors de la gamme spécifiée, invite automatiquement l'unité de contrôle à éteindre le voyant vert et à activer le voyant rouge et la sonnerie d'alarme pour avertir d'un défaut.

Pour appliquer cela dans ce travail, tout en conservant le même réglage précédent, nous avons simulé ce défaut sur le modèle d'enroulement en déplaçant l'enroulement basse tension verticalement à une hauteur de 20 mm, où l'enroulement a été surveillé pendant 1 heure et le défaut a été appliqué dans 30^{e} minutes avec une mesure effectuée toutes les 5 seconde, comme indiqué sur les Figures VI.10 et 11.

De plus, le capteur a été programmé dans la gamme $\pm$ 10 mm de la distance normale pour l'enroulement .

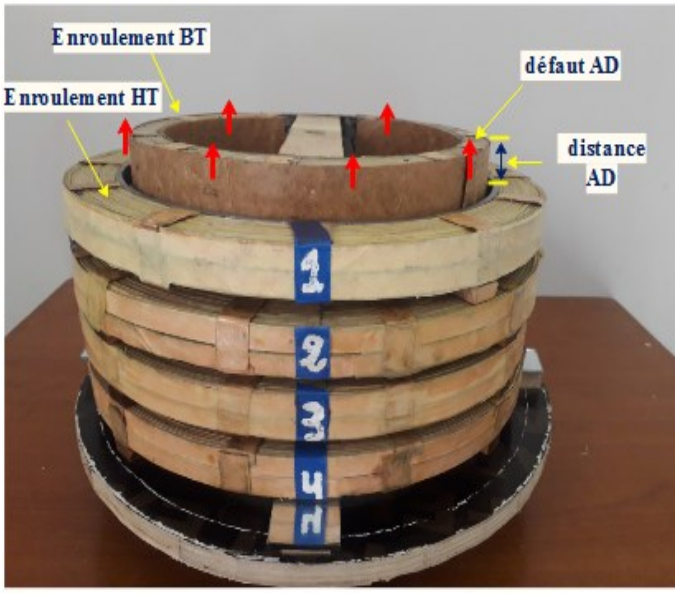


Figure VI.10. Application défaut AD à l'enroulement BT

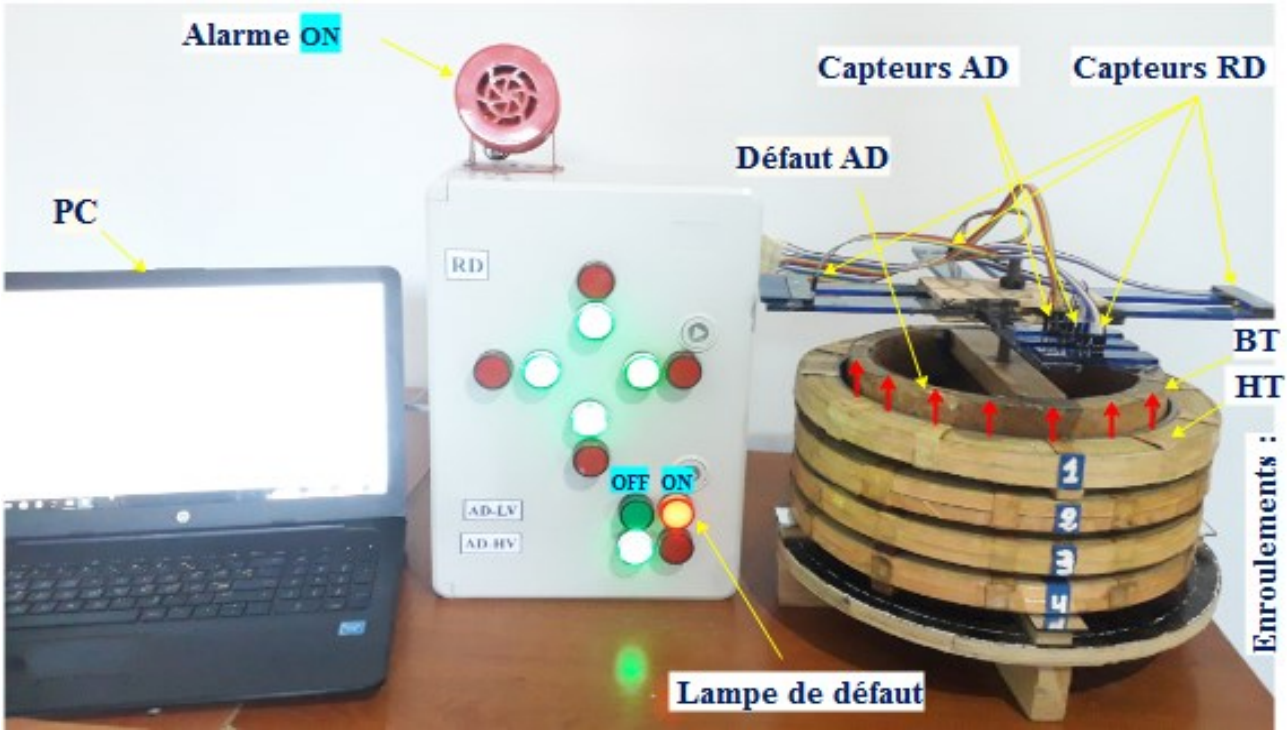


Figure VI.11. Test du système de surveillance avec défaut AD dans l'enroulement BT

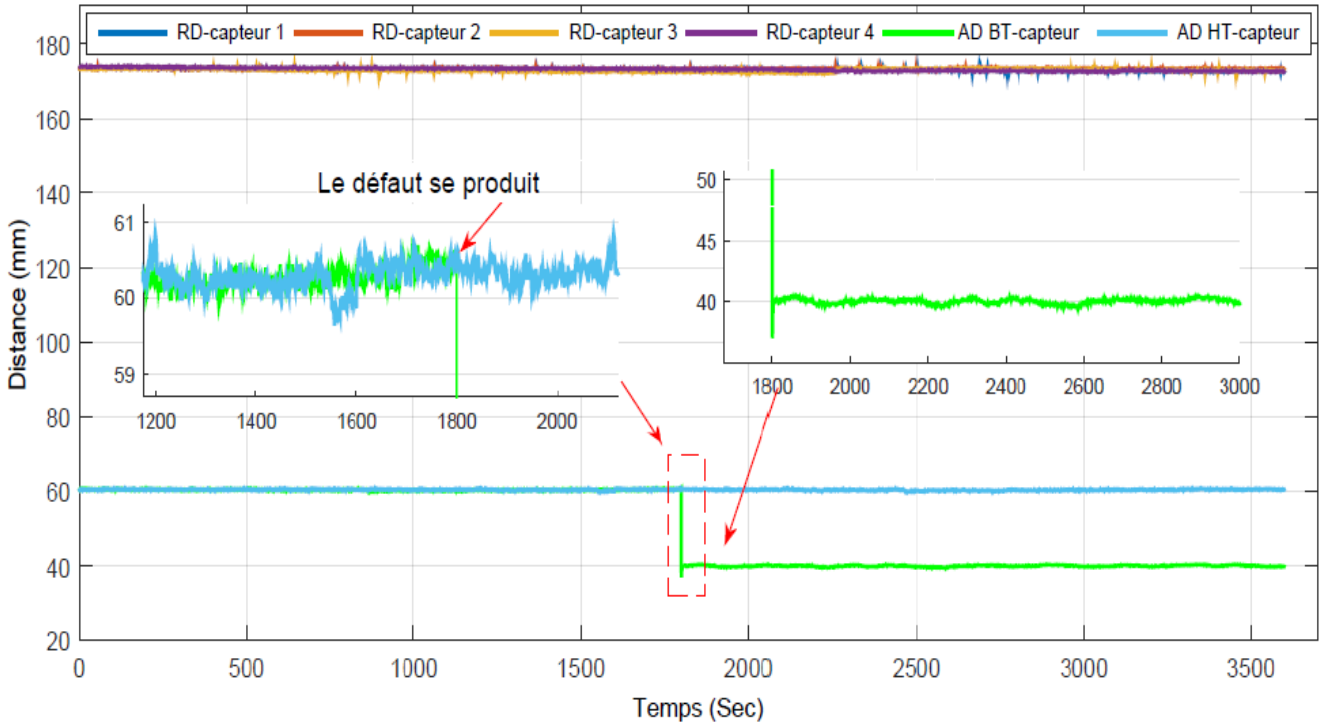


Figure VI.12. Les courbes de distance pour chaque capteur dans l'état AD-BT d'enroulement

On remarque sur la Figure VI.12 que tous les capteurs fonctionnent normalement jusqu'à l'application de panne (à la 30ème minute), où le capteur surveillant l'enroulement BT (AD-BT-capteur) a réussi à suivre avec précision le changement de position de bobine, cette nouvelle distance détectée est considéré en hors de la gamme spécifiée, ce qui a conduit le système intelligent à en allumant automatiquement le voyant rouge et la sonnerie d'alarme, comme indiqué sur la Figure VI.11.

VI.3.2.2. Défaut de déplacement axial (AD) dans l'enroulement HT :

Après l'efficacité du système de surveillance proposé dans le diagnostic du premier défaut (AD-BT), nous allons le tester avec le même défaut mais sur l'enroulement HT. Ce déplacement peut être partiel (une section de l'enroulement) ou un enroulement complet, et il peut également être vers le bas en raison de la rupture des entretoises d'isolation entre les disques d'enroulement comme indiqué sur la Figure VI.13.

Avant d'appliquer au modèle d'enroulement, nous expliquerons avec une représentation 3D (FigureVI.14) comment il doit être le système de surveillance des enroulements doit traiter ce type de défaillance.

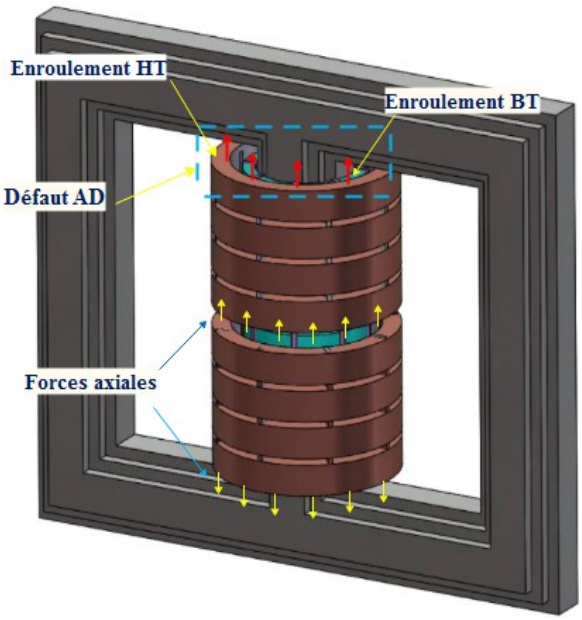


Figure VI.13. Un modèle 3D d'enroulement en défaut AD-HT

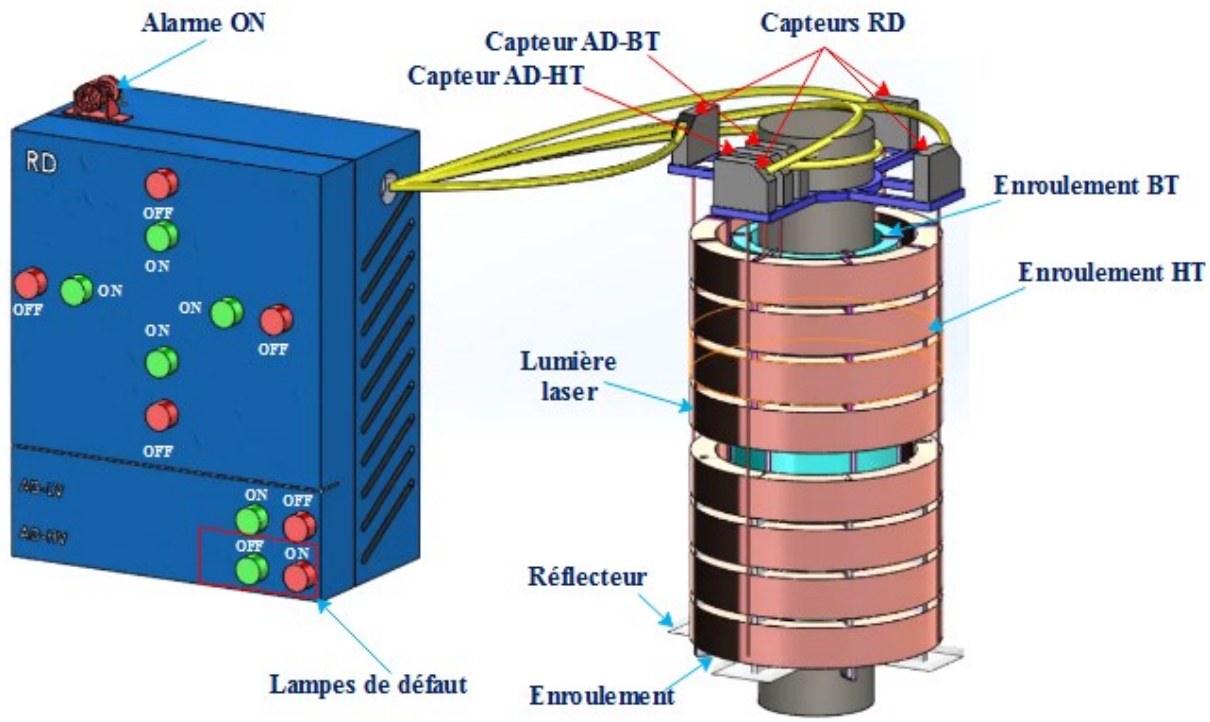


Figure VI.14. Modèle 3D pour simuler l'application du système de surveillance à un enroulement HT défectueux (défaut AD)

Le système de surveillance détecte ce défaut, avec utilisée même principe de diagnostic utilisé pour le défaut AD-BT. Où, le capteur responsable de surveiller l'enroulement HT (AD-HT-capteur) détecte alors tout mouvement axial de l'enroulement et sa nouvelle distance, et par la suite, le système de surveillance déclenche une alarme et affiche un voyant rouge pour indiquer la présence d'un défaut.

Pratiquement, nous avons expérimenté cela sur le modèle d'enroulement, où le défaut a été simulée en déplaçant l'enroulement HT axialement de 20 mm, comme le montre la Figure VI.15.

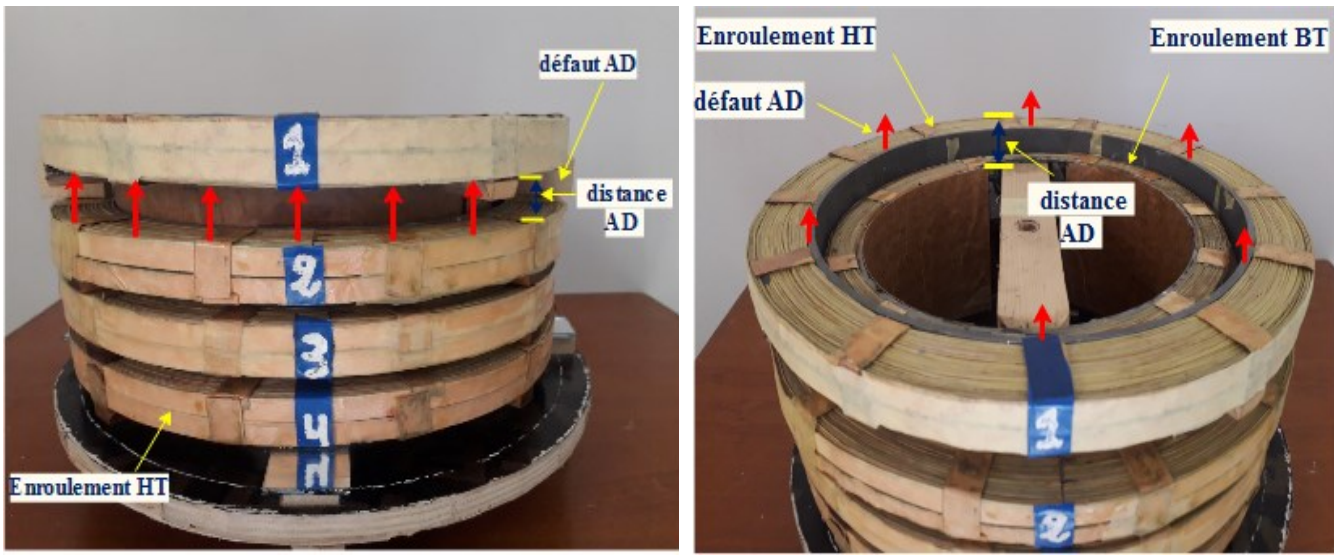


Figure VI.15. Application défaut AD à l'enroulement HT

Avec les mêmes étapes, l'enroulement a été surveillé pendant la même durée et le défaut ont été testés au moment de l'observation. Et puisque les enroulements BT et HT sont au même niveau, le capteur a également été programmé dans une gamme de $\pm$ 10 mm de la distance d'enroulement normale.

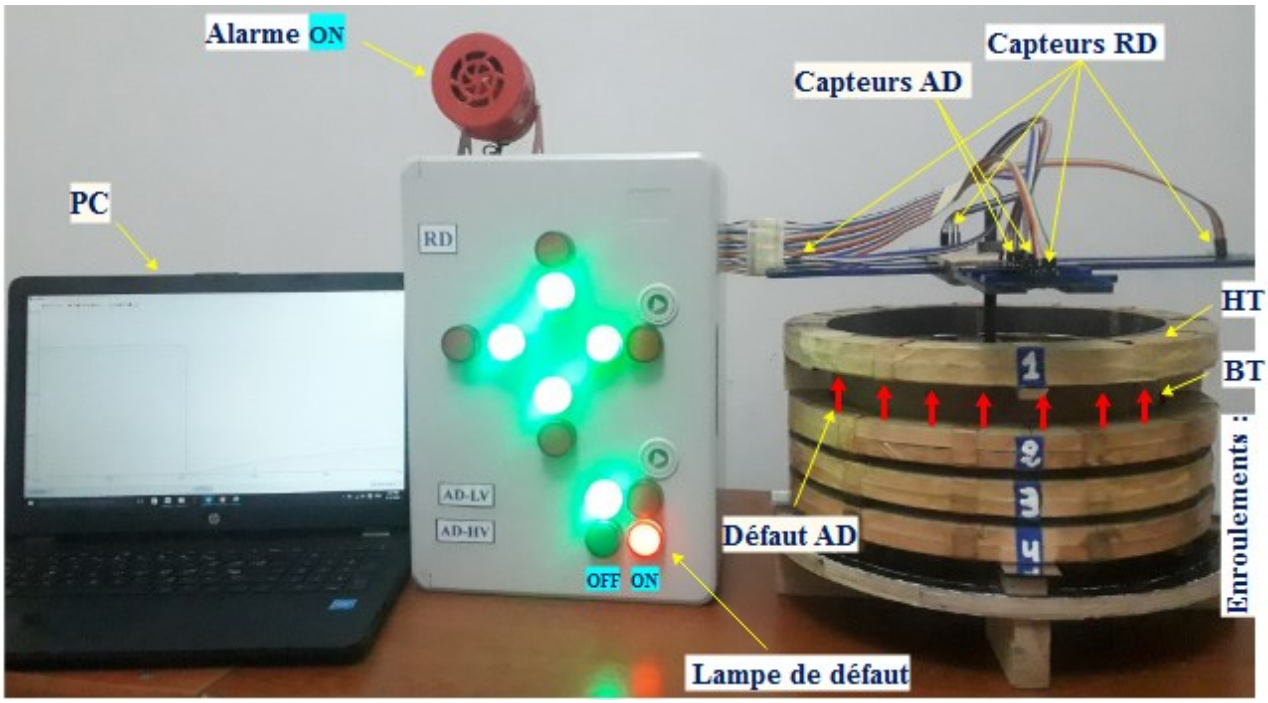


Figure VI.16. Test du système de surveillance avec défaut AD dans l'enroulement HT

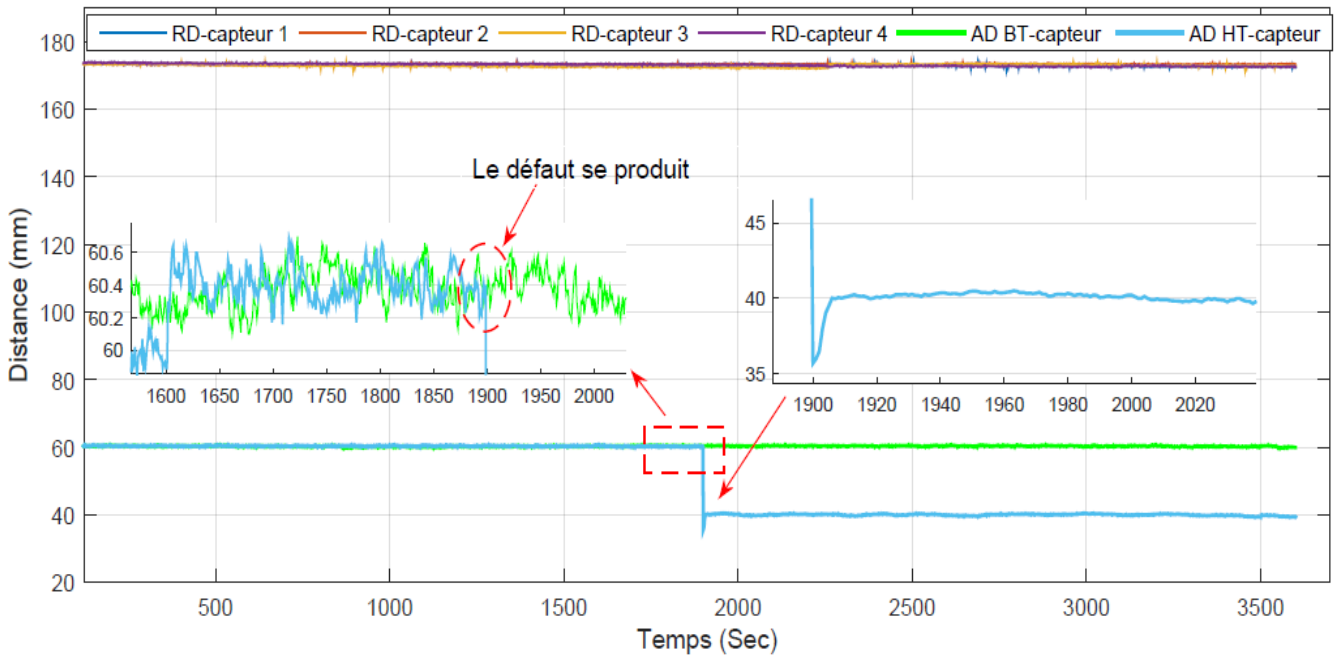


Figure VI.17. Les courbes de distance pour chaque capteur dans l'état AD-HT d'enroulement

Les résultats graphiques illustrés sur la Figure VI.17 indiquent la réaction positive du capteur spéciale pour surveiller l'enroulement haute tension (AD-HT-capteur) lors de la détermination de la nouvelle

distance, qui a dépassé la gamme spécifiée, ce qui a conduit à l'activation automatiquement du voyant de défaut et de l'alarme, comme indiqué sur la Figure VI.16.

VI.3.2.3. Défaut de déplacement Radial (RD) :

Le défaut de déplacement radial ou on peut les appeler aussi la déformation radiale sont un défaut très courant dans les transformateurs de puissance, qui se produit souvent en raison de forces radiales, comme le montre la Figure VI.18.

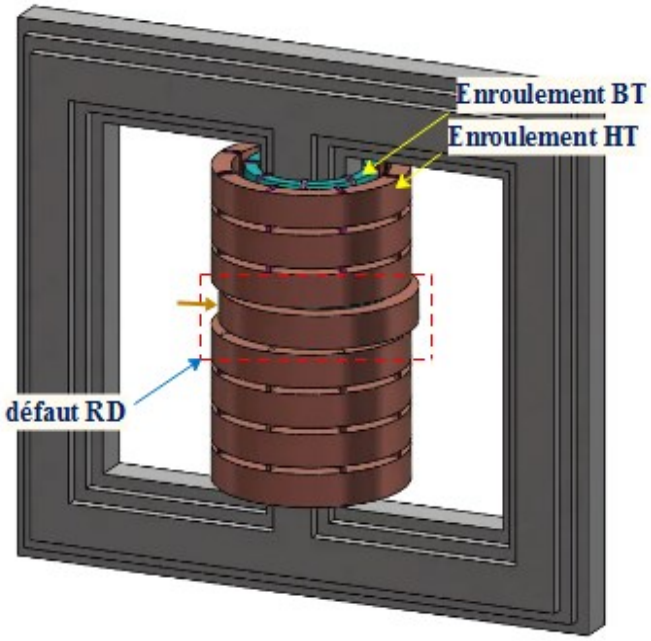


Figure VI.18. Un modèle 3D d'enroulement en défaut RD

La surveillance de ce type de défaut nécessite l'installation de quatre capteurs répartis dans les quatre directions comme indiqué sur la Figure VI.19. Le rôle de ces capteurs est de mesurer la distance entre eux et les réflecteurs en verre installés sous l'enroulement.

Avec la pré-programmation des capteurs sur une certaine plage, le système de surveillance considère toute valeur mesurée en hors la gamme spécifiée comme une indication du déplacement radial d'un disque ou de plusieurs disques, et le système de surveillance l'indique en allumant la lampe rouge et le dispositif d'alarme automatiquement pour alerter les superviseurs.

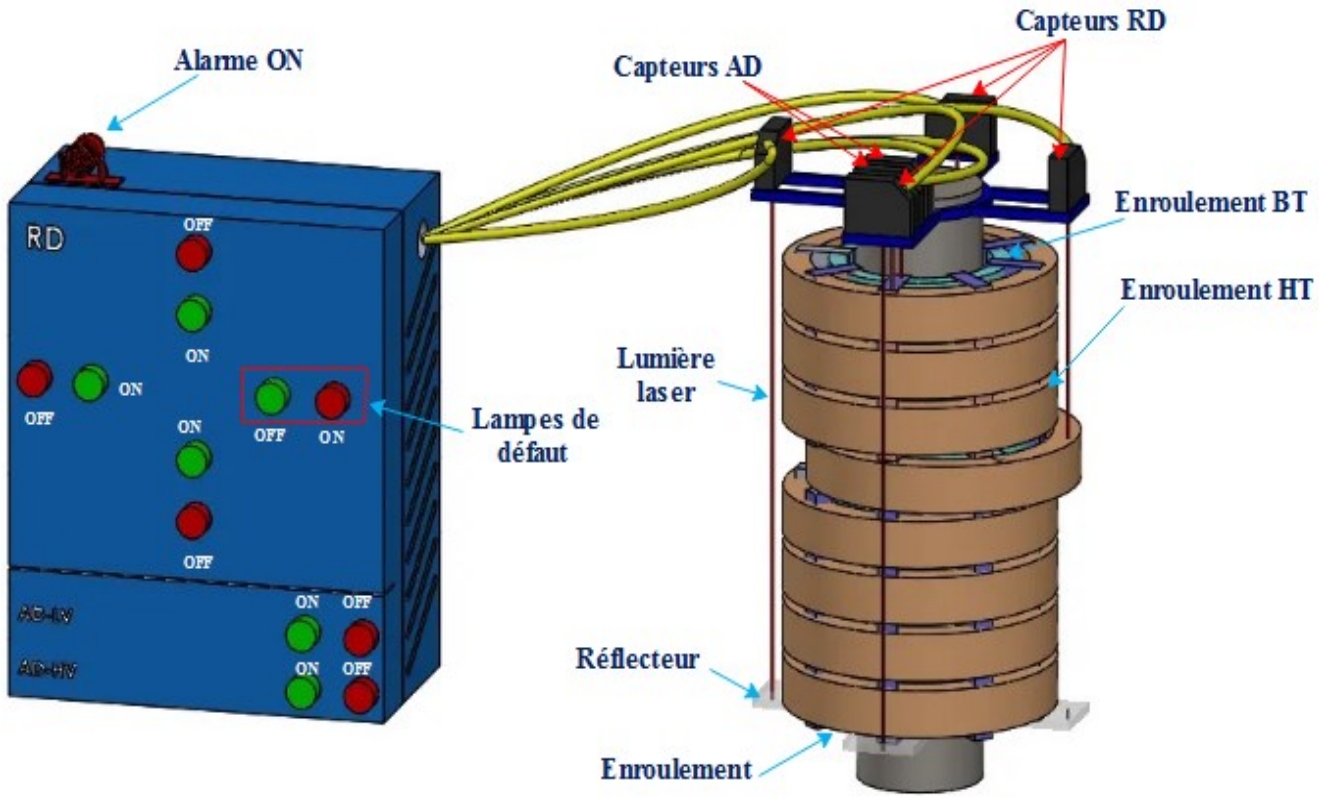


Figure VI.19. Modèle 3D pour simuler l'application du système de surveillance à un enroulement défectueux (défaut RD)

Nous l'avons appliqué pratiquement au modèle d'enroulement utilisé, où le défaut a été appliqué en déplaçant radialement un disque de l'enroulement haute tension comme indiqué sur la Figure VI.20. Ensuite, en conservant les mêmes étapes de diagnostic précédentes, l'enroulement a été surveillé et le défaut lui ont été causés pendant le processus de surveillance, tandis que nous avons défini la gamme de distance en programmation sur $d_{RD-capteur} > 15.5$ cm.

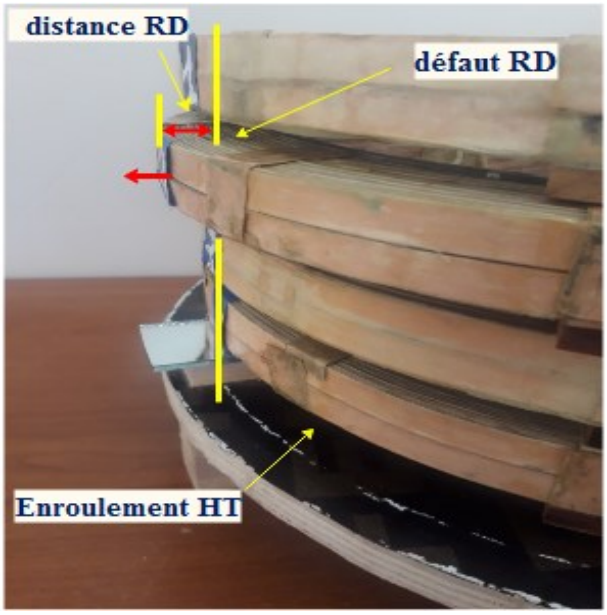


Figure VI.20. Application défaut RD à l'enroulement HT

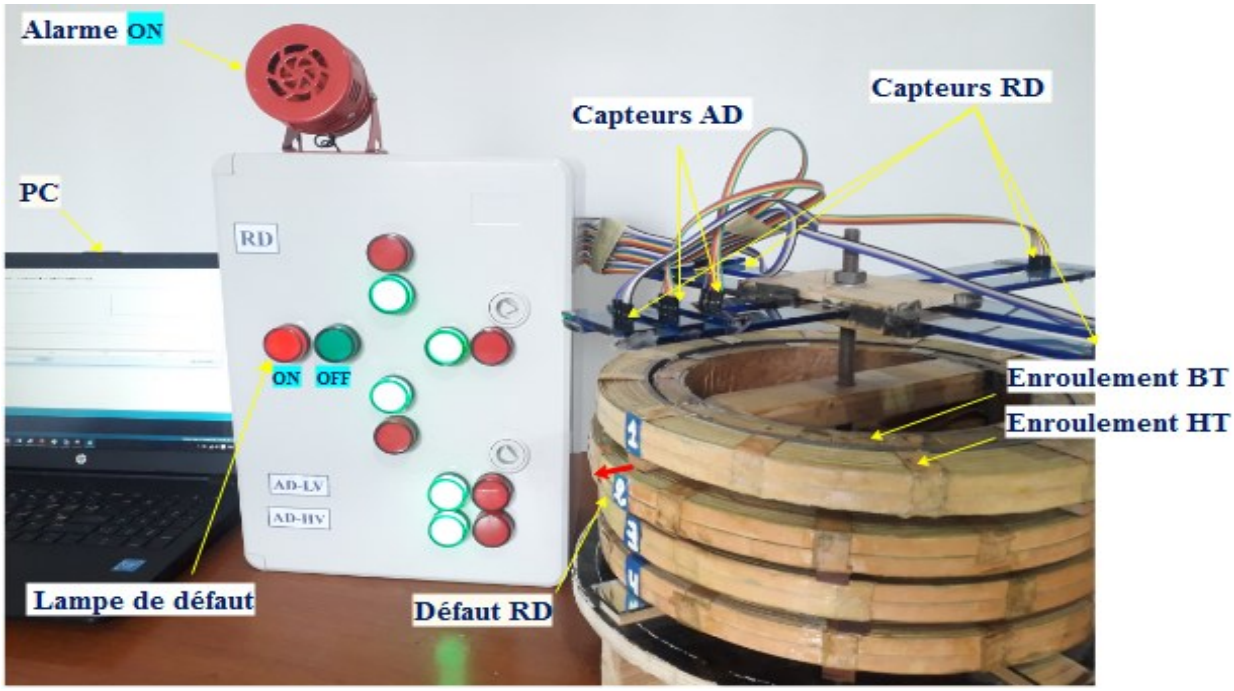


Figure VI.21. Test du système de surveillance avec défaut RD

Nous remarquons à partir des résultats graphiques de la Figure VI.22, que les valeurs de distance du capteur (RD-capteur 1) sont diminuées de 17.3 cm à 9 cm, ce qui indique que l'un des disques a coupé la lumière laser du capteur. Cette valeur de distance hors de la gamme spécifiée a incité le système de surveillance à nous avertir d'un défaut par activation automatiquement la lampe rouge et la sonnerie d'alarme, Comme le montre la Figure VI.21.

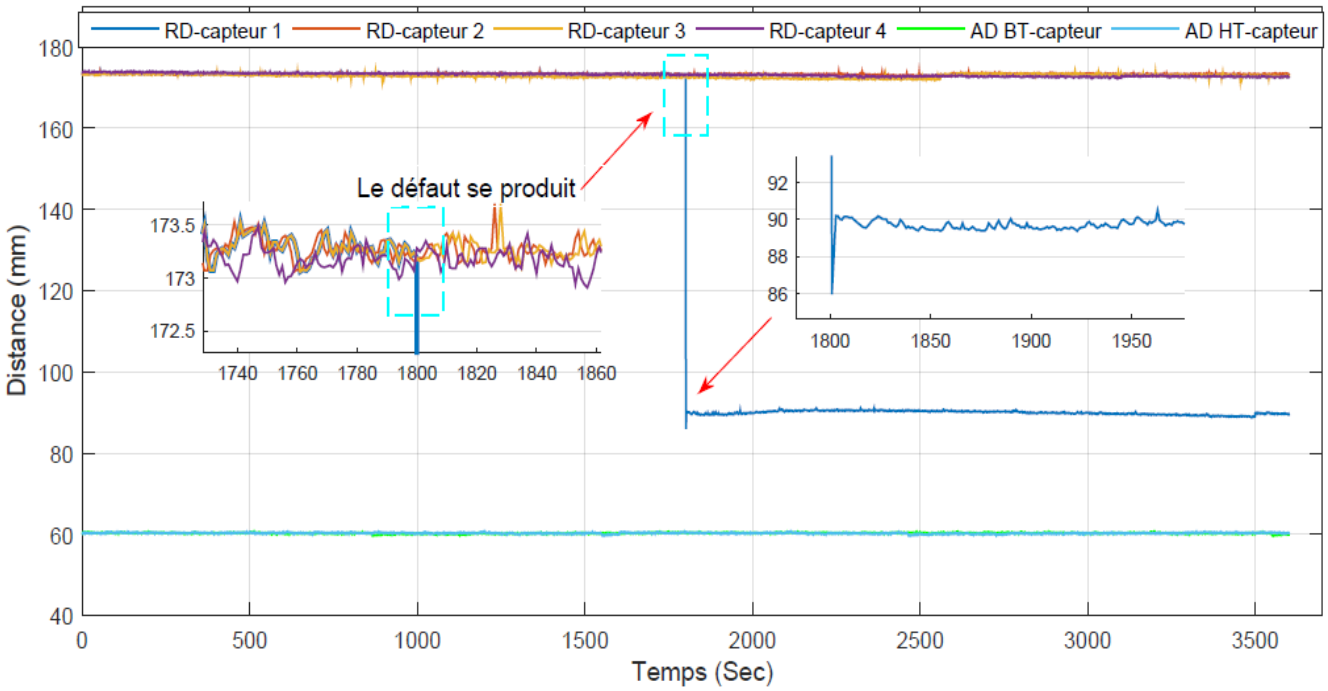


Figure VI.22. Les courbes de distance pour chaque capteur dans l'état défaut RD

VI.3.2.3.1. Localisation du défaut de déplacement radial (RD) :

De plus, les superviseurs peuvent connaître l'emplacement du défaut dans l'enroulement en connaissant les caractéristiques géométriques de l'enroulement. Étant donné que les disques et les entretoises d'isolation entre eux ont une épaisseur similaire même dans les réels transformateurs, nous pouvons calculer la hauteur d'enroulement et la hauteur de chaque disque séparément.

La distance mesurée par le capteur dans l'état normal de l'enroulement est la somme de la hauteur de l'enroulement ($h_{enroulement}$) et de la distance entre le haut de l'enroulement et l'emplacement où le capteur est installé *(d)*. Considérant que cette dernière distance est constante et ne change pas, toute nouvelle distance est la somme de la distance constante entre le capteur - le haut de la bobine (d) et la distance du disque défectueux au haut de l'enroulement (d_n).

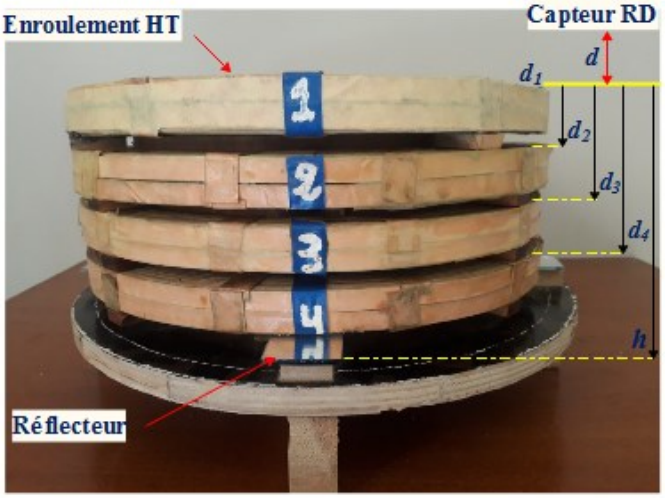


Figure VI.23. Les distances qu'un capteur RD peut mesurer

$$d_{RD-\text{capteur n}} = d + d_n \qquad \text{VI. 2}$$

Par exemple, dans notre travaille, si nous considérons que tous les disques ont une épaisseur de 20 mm et que chaque entretoise mesure 10 mm, alors nous concluons que la hauteur d'enroulement est de 110 mm et quant à la hauteur de l'installation du capteur à partir du haut de l'enroulement, qui est de d = 60 mm, le résultat du capteur est donc censé être de $d_{RD-\text{capteur n}} = 170$ mm. Par exemple, si le RD-capteur 1, comme cela a été fait précédemment, a une distance de $d_{RD-\text{capteur 1}} = 90$ mm, cela indique qu'il s'agit de la distance du second disque, car :

$$d_{RD-\text{capteur 1}} = d + d_2 = 90 \text{ mm}$$

Le tableau VI.1 donne la distance par défaut de chaque disque aux capteurs en fonction des caractéristiques géométriques du modèle de l'enroulement utilisé. En fonction de ces données, on peut déterminer la position de déplacement dans l'enroulement.

Tableau VI.1. Les informations référence pour déterminer l'état d'enroulement

d_n	d	$d_{RD-\text{capteur n}}$	Indiquer
d_1 = 0 mm	60 mm	60 mm	RD-Disque 1
d_2 = 30 mm		**90 mm**	**RD-Disque 2**
d_3 = 60 mm		120 mm	RD-Disque 3
d_4 = 90 mm		150 mm	RD-Disque 4
h =110 mm		170 mm	cas normal

VI.4. Conclusion :

Dans ce chapitre, un système de surveillance intelligent pour les transformateurs de puissance a été proposé. Ce système peut détecter les défauts de déplacement axial et radial dans les enroulements de transformateur avec une grande précision. L'efficacité du système de surveillance proposé a été validée en l'expliquant théoriquement et en testant pratiquement sur un modèle d'enroulement réel. Grâce à des tests expérimentaux, le système a prouvé sa capacité à faire la distinction entre les enroulements sains et défectueux et à détecter tout changement géométrique dans l'enroulement résultant de défauts de déplacement axial (AD) dans les enroulements BT et HT et à déterminer leur niveau, ainsi que résultant du défaut de déplacement radial (RD) et déterminer son emplacement avec une grande précision.

L'un des avantages de ce système proposé est qu'il fonctionne en ligne, ce qui nous permet de surveiller périodiquement l'état des enroulements, et aussi d'alerter automatiquement les superviseurs en cas de panne. Malgré les résultats positifs, nous avons besoin de plus d'essais sur des réels transformateurs à future pour garantir l'efficacité du système proposée.

CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES :

Conclusion générale et perspectives

Conclusion générale :

En conclusion, cette thèse a présenté deux solutions différentes pour le diagnostic des défauts dans les transformateurs de puissance, la solution initiale utilise une approche hybride intégrant la technique FRA et des algorithmes d'AI. Le second, est un système intelligent pour surveiller l'état des transformateurs de puissance d'enroulement en ligne.

Pour y parvenir, nous avons d'abord mené une recherche bibliographique sur les défauts courants qui surviennent dans les transformateurs de puissance, et nous avons constaté que les problèmes mécaniques sont les plus influents, puis avec une autre recherche sur les techniques de diagnostic de défauts utilisées dans les transformateurs de puissance, nous avons conclu selon la majorité d'études récentes que la technique FRA est la plus convaincante, fiable et récemment utilisée dans la détection de ce type de défauts, mais le problème de cette technique dans l'interprétation de leur résultats.

Large utilisation récemment de l'AI dans les machines électriques nous a incités à réfléchir à son inclusion dans la surveillance de l'état des transformateurs de puissance, nous avons donc proposé une méthodologie hybride qui combine la technologie FRA avec l'algorithme de classification SVM. L'idée de la méthodologie proposée est basée sur la collecte de données FRA à partir du transformateur, le traitement des données à l'aide de techniques d'extraction de caractéristiques (indicateurs numériques) et la création d'une base de données complète, puis l'application d'algorithmes d'AI pour classer différents types de défauts et déterminer leur emplacement et sévérité.

Notre test de l'efficacité de la méthodologie proposée s'est déroulé en deux étapes, théoriquement (simulations) et pratiquement, où au début, nous l'avons testée dans le quatrième chapitre sur des données représentatives de quatre défauts (AD, CO, VCs, VCg) obtenues par simulation sur un modèle de bobinage, et les résultats ont montré le efficacité de la méthodologie pour déterminer le type, l'emplacement et la gravité des défauts avec une très grande précision, Nous avons également comparé les performances du classificateur SVM avec trois classificateurs communs (DT, KNN, RF) ,et nous avons trouvé la supériorité du classificateur SVM, et c'est ce qui a prouvé la raison de nos tests de ce classificateur.

Après avoir obtenu des résultats encourageants lors des premières expérimentations, nous avons décidé de valider notre proposition de méthodologie en l'appliquant à des données de défauts réelles (AD, RD, CC) obtenues à partir d'un modèle en enroulement spécialement préparé pour cette étude. Cependant, nous avons dû résoudre le problème du déséquilibre dans les bases de données, un problème inévitable si nous voulons appliquer cette méthodologie dans de vrais transformateurs. Pour répondre à ce problème, nous avons fait évoluer un peu la méthodologie en nous basant sur le classificateur binaire SVM et en l'intégrant à l'outil de prétraitement des données SMOTE tout en gardant la même approche de diagnostic.

Conclusion générale et perspectives

Les résultats de la méthodologie améliorée ont montré une grande précision dans la détermination du type, de l'emplacement et de la gravité des défauts, même avec des données réelles. Pour plus de fiabilité, dans l'étude nous avons également comparé les performances du classificateur SVM normal et du SVM-SMOTE amélioré, les résultats ont montré la supériorité de ce dernier dans le traitement du problème de déséquilibre.

Dans ce travail, ils ont utilisé plusieurs indicateurs numériques pour extraire les caractéristiques des données FRA, et l'objectif était de choisir le meilleur indicateur capable de déterminer avec précision la différence entre les signaux FRA. Les résultats ont conclu que les classificateurs ont obtenu de bons résultats avec l'indice (ASLE) par rapport au reste des indicateurs, et nous pouvons compter sur lui comme un indicateur fiable à l'avenir pour interpréter les données FRA.

La dernière partie de la thèse s'est concentrée sur la deuxième solution proposée pour diagnostiquer les défauts des transformateurs, qui est un système intelligent qui s'appuie sur des capteurs de distance pour surveiller périodiquement le mouvement des enroulements du transformateur. Cette idée est nouvelle et n'a pas été utilisée auparavant dans les transformateurs. L'efficacité du système a été testée sur un modèle d'enroulement, et les résultats ont révélé sa capacité à faire la distinction entre les enroulements sains et défectueux avec une grande précision.

Dans l'ensemble, les résultats de cette thèse indiquent que les deux solutions peuvent améliorer la fiabilité et l'efficacité des transformateurs en permettant une détection précoce des défauts. La première approche peut également contribuer à encourager l'utilisation de l'AI dans les transformateurs. Cependant, d'autres recherches peuvent être menées à l'avenir pour développer ces deux approches, et c'est ce qui sera répertorié dans la prochaine titre.

Perspectives :

Un certain nombre de travaux sont ciblés pour des recherches futures (*Inshallah*), à la fois en termes d'amélioration des approches proposées ou à leur application, ils seront donc brièvement énumérés comme suit :

- Il est prévu d'appliquer l'approche proposée pour le diagnostic des pannes basée sur la technologie FRA et SVM-SMOTE dans un transformateur réel et en ligne. Ce sera un excellent ajout au domaine du diagnostic des pannes dans les transformateurs de puissance. D'autant plus que la technique FRA peut être réalisée en ligne, et donc que des mesures sont effectuées périodiquement, ces mesures permettent d'étoffer les bases de données dans le temps, même si elles sont déséquilibrées, car le classificateur proposé peut traiter des déséquilibres dans les données.

- De plus, il est prévu d'améliorer l'approche proposée, où un travail sera fait pour développer le classificateur proposé dans notre travail pour identifier les anomalies qui signifient des défauts inconnus non inclus dans les bases de données, cette détection peut être en définissant le seuil pour les classificateurs.
- À l'avenir, l'accent sera également mis sur le développement de la modélisation du transformateur de puissance. La modélisation idéale du transformateur permettra de simuler d'éventuels défauts, et c'est ce qui nous aide à créer des bases de données représentatives des défauts sans leur apparition sur le transformateur réel.
- Quant au système de surveillance intelligent, il sera testé dans le futur sur de vrais transformateurs secs et immergés pour étudier l'étendue des capteurs affectés par le champ électromagnétique, la pression et la température, et leur effet sur l'huile d'isolation.

Annexes :

Annexe I :

Tableau 1. Spécifications de l'huile de transformateur de la norme ASTM [263]

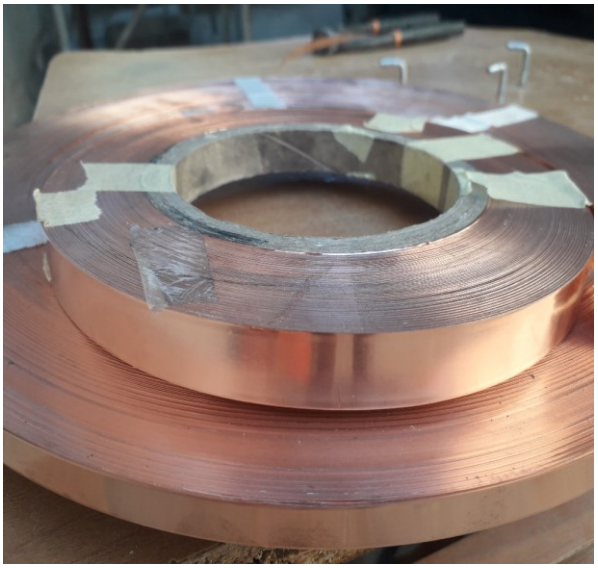
Caractéristique	ASTM spécification
Densité à 29,5°C (g/cm^3)	$0.55 - 0.89$
Viscosité à 27°C (cst)	$9.3 - 27$
Point de trouble (°C)	$7 - 15$
Point d'écoulement (°C)	$-8\ , -6$
Point d'éclair (°C)	$140 - 155$
Indice d'acide ($mgKOH/g\ d'huile$)	$0.01 - 0.03$
Rigidité diélectrique (kV)	$25 - 40$
Point d'ébullition (°C)	$120 - 230$
pH	$5.5 - 8.2$
Densité spécifique à 20°C	$0.89 - 0.91$
Indice de saponification ($mgKOH/g\ d'huile$)	$150 - 244$
Indice de peroxyde ($meq/g\ d'huile$)	$5 - 10$
Indice d'iode ($g100/g$)	$55 - 120$
Acide gras libre ($mgKOH/g\ d'huile$)	$0.01 - 0.08$
Facteur de dissipation diélectrique maximum à 90°C	0.002
Chaleur spécifique ($J/g°C$)	$1.67 - 2.1$
Conductivité thermique ($W/m\ °C$)	$0.1 - 0.5$
Coefficient de dilatation ($/°C$)	$0.0005 - 0.001$

ASTM : Société américaine pour les essais et les matériaux

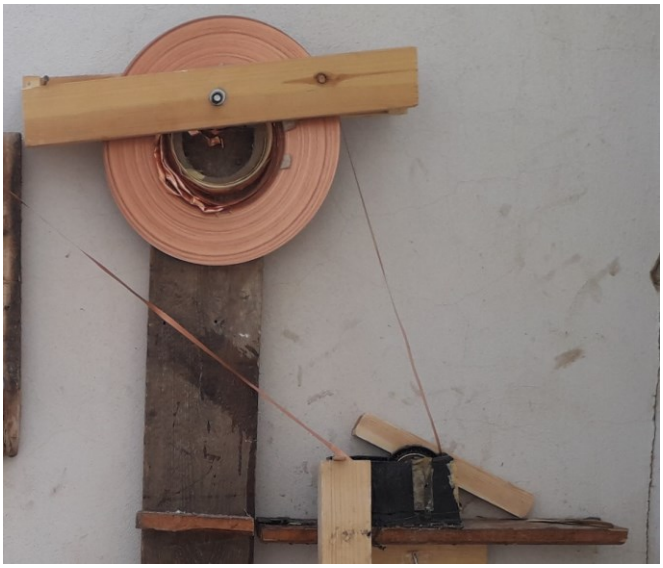
Annexe II :

1. Les étapes de fabrication l'enroulement :

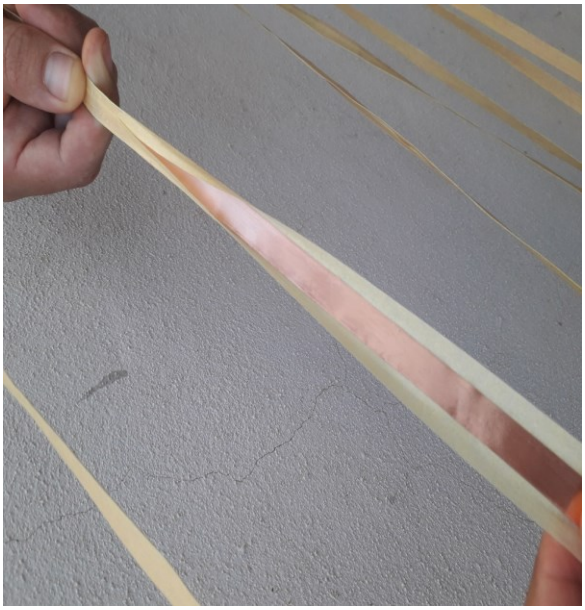
Dans ce travail, un modèle d'enroulement a été fabriqué pour simuler des défauts. Le processus de fabrication a été réalisé en plusieurs étapes, qui sont résumées ci-dessous :



1) Au début, nous avons apporté du cuivre plat flexible non isolé d'une largeur de 1 cm



2) Dans la deuxième étape, les conducteurs en cuivre ont été isolés à l'aide de vernis



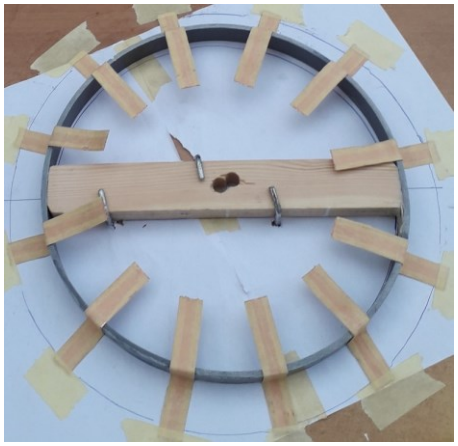
3) Après séchage du vernis, les conducteurs en cuivre ont été recouverts de papier isolant.



4) Pour fabriquer 9 disques, nous avons dû préparer environ 900 mètres de conducteurs en cuivre.



5) Ensuite, nous avons fabriqué les cadres des disques de l'enroulement avec largeur de 2 cm.

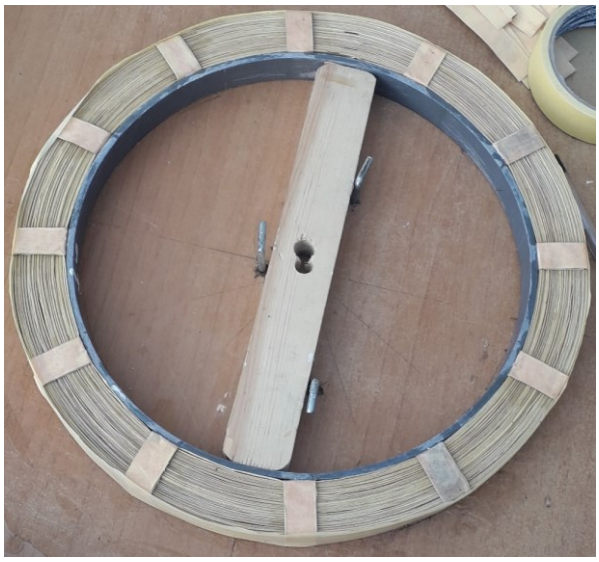




6) Pour fixer le conducteur en cuivre au cadre du disque, nous avons dû installer 12 sangles à l'extérieur du cadre du disque, en les isolant avec du vernis.



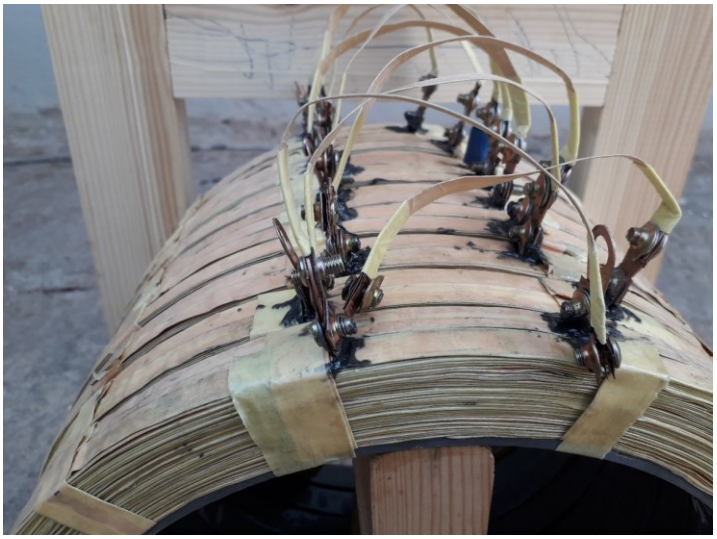
7) Ensuite, le conducteur en cuivre a été tourné parallèlement au cadre du disque de 98 tours



8) Disque d'enroulement après installation du conducteur en cuivre



9) Les débuts et terminaux des tous les disques étaient des conducteurs en cuivre.



10) Ensuite, nous avons installé des bornes en cuivre au début et à terminale de tous les disques, et elles ont été connectées avec des connecteurs en cuivre courts.

11) À la dernière étape, nous avons dû installer des entretoises en bois entre les disques et les empiler verticalement pour le préparer aux tests.



2. L'appareil de mesure LCR mètre, LCR-8105G :



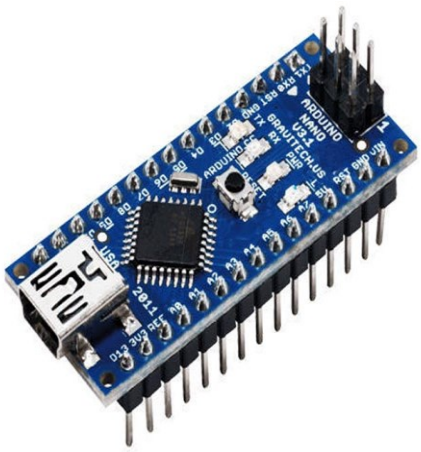
LCR mètre , LCR-8105G

Caractéristiques du LCR mètre :

- Fréquence de test large 20 Hz ~ 10 MHz
- Précision de base de 0,1 % et résolution de mesure à 6 chiffres
- Grand écran LCD avec interface intuitive
- Fonctions de mesure complètes avec moniteur DUT V/I
- Fonction PASS/FAIL (abs, % ou delta) avec alarme de jugement
- Mesure de la résistance DC
- Mode multi-étapes
- Interface RS-232C/GPIB standard

Annexe III :

- **Les composants du système de surveillance intelligent :**

Arduino Nano : 	**Caractéristiques :** Microcontrôleur : ATmega328 Tension de fonctionnement : 5 V Mémoire flash : 32 Ko dont 2 Ko utilisés par le bootloader SRAM : 2 Ko Vitesse d'horloge : 16 MHz Broches d'entrée analogiques : 8 EEPROM : 1 Ko Courant CC par broches d'E/S : 40 mA (broches d'E/S) Tension d'entrée : 7-12V Broches d'E/S numériques : 22 (dont 6 PWM) Sortie PWM : 6 Consommation électrique : 19 mA
Capteur VL6180X : 	**Caractéristiques :** Tension d'alimentation : 3,3 V ~ 5 V Courant de fonctionnement : < 5 mA Distance de mesure : 5-200 mm (maximale : 600 mm) Emetteur : laser invisible 940 nm (VCSEL) Adresse I2C : 0x29 Plage de température de fonctionnement : -20℃~85℃
Relais 5V : 	**Caractéristiques :** Tension d'alimentation : 3,75 V à 6 V Courant de repos : 2 mA Courant lorsque le relais est actif : ~70 mA Tension de contact maximale du relais : 250VAC ou 30VDC Courant maximum du relais : 10A
Voyant LED : 	**Caractéristiques :** Tension de fonctionnement : 220 ~ 230 V AC Couleur : Rouge et vert Courant maximal : 20 mA

Sirène d'alarme :	Caractéristiques :
	Tension de fonctionnement : 220V AC courant: 50 mA Taille du son: 120 dB Puissance: 25 w

Annexe IV :

Publications internationales :

- Ezziane, H., Houassine, H., Moulahoum, S., & Chaouche, M. S. (2022). A Novel Method to Identification Type, Location, and Extent of Transformer Winding Faults Based on FRA and SMOTE-SVM. Russian Journal of Nondestructive Testing, 58(5), 391-404.

  DOI : https://doi.org/10.1134/S1061830922050047

- Ezziane, H., Houassine, H., Moulahoum, S., & Chaouche, M. S. (2022). Classifying transformer winding fault type, location and extent using FRA based on support vector machine. Przegląd Elektrotechniczny, 98(1), 23-33

  DOI : 10.15199/48.2022.01.04

- Ezziane, H., Houassine, H., Moulahoum, S., & Amara, A. (2023). Evaluating the Severity of Transformer Winding Faults using FRA and Artificial Intelligence. Russian Electrical Engineering, 94(2), 138-142.

  DOI : https://doi.org/10.3103/S1068371223020050

- Ezziane, H., Houassine, H., & Moulahoum, S. (2022, May). Application of Support Vector Machine Classifier for Transformer Winding Faults Diagnosis. In 2022 19th International Multi-Conference on Systems, Signals & Devices (SSD) (pp. 1144-1149). IEEE.

  DOI : 10.1109/SSD54932.2022.9955840

Références :

Références

[1] Gockenbach, E., & Borsi, H. (2008, April). Condition monitoring and diagnosis of power transformers. In 2008 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (pp. 894-897). IEEE.

[2] Fofana, I., & Hadjadj, Y. (2016). Electrical-based diagnostic techniques for assessing insulation condition in aged transformers. Energies, 9(9), 679.

[3] Bigdeli, M., Vakilian, M., & Rahimpour, E. (2012). Transformer winding faults classification based on transfer function analysis by support vector machine. IET electric power applications, 6(5), 268-276.

[4] IEEE. C57.149-2012—Guide. (2012). The Application and Interpretation of Frequency Response Analysis for Oil-Immersed Transformers; IEEE: Piscataway Township, NJ, USA.

[5] Khalili Senobari, R., Sadeh, J., & Borsi, H. (2018). Frequency response analysis (FRA) of transformers as a tool for fault detection and location: A review. Electric Power Systems Research, 155, 172–183.

[6] De Andrade Ferreira, R. S., Picher, P., Ezzaidi, H., & Fofana, I. (2021). Frequency Response Analysis Interpretation Using Numerical Indices and Machine Learning: A Case Study Based on a Laboratory Model. IEEE Access, 9, 67051–67063.

[7] Picher, P. (2020). Advances in the interpretation of transformer Frequency Response Analysis (FRA). Cigre Technical brochure, Brochure, 812.

[8] Abeywickrama, N., Serdyuk, Y. V., & Gubanski, S. M. (2008). High-frequency modeling of power transformers for use in frequency response analysis (FRA). IEEE transactions on power delivery, 23(4), 2042-2049.

[9] Abu-Siada, A., & Aljohani, O. (2018). Detecting incipient radial deformations of power transformer windings using polar plot and digital image processing. IET Science, Measurement & Technology, 12(4), 492-499.

[10] Zhang, Z. W., Tang, W. H., Ji, T. Y., & Wu, Q. H. (2014). Finite-element modeling for analysis of radial deformations within transformer windings. IEEE Transactions on Power Delivery, 29(5), 2297-2305.

[11] Miyazaki, S., Tahir, M., & Tenbohlen, S. (2019). Detection and quantitative diagnosis of axial displacement of transformer winding by frequency response analysis. IET Generation, Transmission & Distribution, 13(15), 3493-3500.

[12] Kennedy, G. M., McGrail, A. J., & Lapworth, J. A. (2007, July). Using cross-correlation coefficients to analyze transformer sweep frequency response analysis (SFRA) traces. In 2007 IEEE Power Engineering Society Conference and Exposition in Africa-PowerAfrica (pp. 1-6). IEEE.

Références

[13] Rahimpour, E., & Tenbohlen, S. (2010). Experimental and theoretical investigation of disc space variation in real high-voltage windings using transfer function method. IET electric power applications, 4(6), 451-461.

[14] Behjat, V., & Mahvi, M. (2015). Statistical approach for interpretation of power transformers frequency response analysis results. IET Science, Measurement & Technology, 9(3), 367-375.

[15] Samimi, M. H., & Tenbohlen, S. (2016, November). The numerical indices proposed for the interpretation of the FRA results: A review. In VDE High Voltage Technology 2016 ; ETG-Symposium (pp. 1-7). VDE.

[16] Zhao, Z., Tang, C., Zhou, Q., Xu, L., Gui, Y., & Yao, C. (2017). Identification of power transformer winding mechanical fault types based on online IFRA by support vector machine. Energies, 10(12), 2022.

[17] Bigdeli, M. (2021). Performance of mathematical indices in transformer condition monitoring using k-NN based frequency response analysis. AUT Journal of Electrical Engineering, 53(1), 67-76.

[18] Bigdeli, M., Vakilian, M., & Rahimpour, E. (2012). Transformer winding faults classification based on transfer function analysis by support vector machine. IET electric power applications, 6(5), 268-276.

[19] Bagheri, S., Moravej, Z., & Gharehpetian, G. B. (2017). Classification and discrimination among winding mechanical defects, internal and external electrical faults, and inrush current of transformer. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 14(2), 484-493.

[20] Zhao, Z., Yao, C., Tang, C., Li, C., Yan, F., & Islam, S. (2019). Diagnosing transformer winding deformation faults based on the analysis of binary image obtained from FRA signature. IEEE Access, 7, 40463-40474.

[21] Liu, J., Zhao, Z., Tang, C., Yao, C., Li, C., & Islam, S. (2019). Classifying transformer winding deformation fault types and degrees using FRA based on support vector machine. IEEE Access, 7, 112494-112504.

[22] Bigdeli, M., Siano, P., & Alhelou, H. H. (2021). Intelligent Classifiers in Distinguishing Transformer Faults Using Frequency Response Analysis. IEEE Access, 9, 13981–13991.

[23] Del Vecchio, R., Del Vecchio, R. M., Poulin, B., Feghali, P., Shah, D., & Ahuja, R. (2017). Transformer design principles. CRC press.

[24] ABB AB.(2004). Transformer Handbook. Zurich.

[25] Bhaanuj Anand. (2014). power transformer, university of petroleum and energy studies, Dehradun.

[26] Devaux, F. (2020). The transformation of transformers: A short history of power transformers through the age. Transformers Magazine, 7(1), 126-131.

[27] IEC.International Electrotechnical Vocabulary. First edition .(1989).Chapter 421: Power transformers and reactors.

Références

[28] Nik Supian, N. M. A. (2013). Sensitivity study on influencing parameters of transformer thermal model with directed oil flow (Doctoral dissertation, Universiti Tun Hussein Onn Malaysia).

[29] Banović, M., & Sanchez, J. (2014). Classification of transformers family. Transformers Magazine, 1(1), 24-31.

[30] Papailiou, K. O. (Ed.). (2021). Springer Handbook of Power Systems. Springer Handbooks. doi:10.1007/978-981-32-9938-2

[31] Islam, A. (2012). Detection of mechanical deformation in old aged power transformer using cross correlation co-efficient analysis method.

[32] Djemaouni, A., Aliuoa, A., Boulassel, A. E., & Kessasra, R. (2020). Etude et analyse du procédé de la maintenance du transformateur de puissance de la centrale thermique de Jijel (Doctoral dissertation, Université de Jijel).

[33] Lefevre, A. (2006). Contribution à la modélisation électrique, électromagnétique et thermique des transformateurs: application à l'étude de l'échauffement sur charges non linéaires (Doctoral dissertation, Université de Nantes).

[34] Heathcote, M. J. (2007). Transformer construction. J & P Transformer Book, 105–318. doi:10.1016/b978-075068164-3/50006-5

[35] ENPAY A.S.: ENPAY transformer components, http:// www.enpay.com/icerik/power-transformer.cores (2020).

[36] Ramdane, Z., & Abd El Kader, H. (2011). localisation de défauts dans un transformateur de puissance (Doctoral dissertation, Université Mouloud Mammeri).

[37] Sanchez, J. (2011). Aide au diagnostic de défauts des transformateurs de puissance (Doctoral dissertation, Grenoble).

[38] Djemaouni, A., Aliuoa, A., Boulassel, A. E., & Kessasra, R. (2020). Etude et analyse du procédé de la maintenance du transformateur de puissance de la centrale thermique de Jijel (Doctoral dissertation, Université de Jijel).

[39] Yuriy Fradkin .(Nov 2018). TRANSFODMER 101 Economics of Transformer Design. Université à Minneapolis, Minnesota.

[40] Prytoluk, J. (2016). Diagnostika transformátorů-výrobní zkoušky.

[41] H.J. Sim and S.H. (May 16, 2012). Digby Electric Power Transformer Engineering chapter Power Transformers .CRC Press.

[42] Ibatullayeva, A. (2017). Power Transformers in Electrical Transmission and Distribution Grids (Bachelor's thesis, České vysoké učení technické v Praze. Vypočetní a informační centrum.).

[43] Karlsson, S. (2016). Power Transformer Monitoring and Diagnosis using Transformer Explorer.

[44] Gill, P. (2016). Electrical power equipment maintenance and testing. CRC press.

[45] Sharma, M. K. (2018). Power transformer maintenance.

Références

[46] Tee, S. J., Liu, Q., Wang, Z. D., Wilson, G., Jarman, P., Hooton, R., ... & Walker, D. (2015, August). Practice of IEC 60422 in ageing assessment of in-service transformers. In The 19th International Symposium on High Voltage Engineering, Pilsen, Czech Republic.

[47] Brochure, C. I. G. R. E. (2007). Ageing of cellulose in mineral-oil insulated transformers. CIGRE Task Force D, 1, 323.

[48] Schaut, A., Autru, S., & Eeckhoudt, S. (2011). Applicability of methanol as new marker for paper degradation in power transformers. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 18(2), 533-540.

[49] Heathcote, M. J. (1998). The J & P transformer book: a practical technology of the power transformer. Newnes.

[50] Prevost, T. A., & Oommen, T. V. (2006). Cellulose insulation in oil-filled power transformers: Part I-history and development. IEEE electrical insulation magazine, 22(1), 28-35.

[51] Masood, A., Zuberi, M. U., Alam, M. S., Husain, E., & Khan, M. Y. (2002). Practices of Insulating Materials in Instrument Transformers. In National Power Systems Conference, NPSC (pp. 500-504).

[52] Saha, T. K., & Purkait, P. (2017). Transformer insulation materials and ageing.

[53] Johnson, W.E. (2002). Power Transformer Maintenance and Application Guide. Palo Alto : EPRI.

[54] Banović, M., & Sanchez, J. (2014). Basics of power transformers. Transformers Magazine, 1(1), 12-15.

[55] Johnson, W.E. Power Transformer Maintenance and Application Guide. Palo Alto : EPRI, 2002.

[56] Soe, N. N., & Lwin, K. S. (2014). Advance OLTC control for improving power system voltage stability. International Journal of Scientific Engineering and Technology Research, 3(11), 2487-2493.

[57] Dohnal, D. (2009). On-load tap-changers for power transformers: A technical Digest. MR Publication, Regensburg, 126.

[58] Cigré, S. C. (1983). WG 12.05,“An international survey on failures in large power transformers in service,”. Electra, (88), 21-47.

[59] Norme NF EN 50160.(2011). Caractéristique de la tension fournie par les réseaux publics de distribution. CENELEC-AFNOR.

[60] Winders, J. J. (2005). Transformers: Basics Maintenance and Diagnostics. US Department of the Interior Bureau of Reclamation.

[61] Kumar, S., Islam, T., & Raina, K. K. (2017). Modelling of breather for transformer health assessment. IET Science, Measurement & Technology, 11(2), 194–203. doi:10.1049/iet-smt.2016.0259

Références

[62] Kumar, S., Kumar, L., Islam, T., & Raina, K. K. (2019). Condition monitoring of transformer breather using a capacitive moisture sensor. IEEE transactions on industrial electronics, 67(11), 9779-9789.

[63] Camtech, Gwalior. (December 2004). maintenance of distribution & power transformer. Centre for Advanced Maintenance Technology, Maharajpur, Gwalior.

[64] Qasmi, T. A. (2014). Power transformer protection–an outline. Transformers Magazine, 1(3), 42-49.

[65] Raj, R. P. (2013). Transformer Core Fault Detection and Control. Advances in Electronic and Electric Engineering, 3(4), 485-490.

[66] Hadjam, M., & Belazizia, H. (2012). Modélisation du transformateur de puissance.

[67] Amir, M. A., & Nassim, S. (2017). Application de la Logique Floue pour le Diagnostic des Transformateurs de Puissance par Analyse des Gaz dissous. Mémoire de magister département de Génie Electrique, Promotion Juin.

[68] Distribution Automation Handbook (prototype). Elements of power distribution systems. A / 02 September 2013. First revision. Disclaimer and Copyrights.

[69] Kaymaz, Ö. (2015). Investigation of oil flow and heat transfer in transformer radiator (Doctoral dissertation, Izmir Institute of Technology (Turkey)).

[70] Ibatullayeva, A. (2017). Power Transformers in Electrical Transmission and Distribution Grids (Bachelor's thesis, České vysoké učení technické v Praze. Vypočetní a informační centrum.).

[71] IEC 62032:2012 Standard | Guide for the Application, Specification and Testing of Phase-Shifting Transformers.

[72] IEC standard is IEC 61378- 2. First edition. (2001). Convertor transformers - Part 2 Transformers for HVDC applications.

[73] IEC 61378-1 Converter transformers – Part 1: Transformers for industrial applications, IEC, 2011.

[74] Hillary, W. D. A. G., Jayarathna, K. L. I. M. P. B., Ranasinghe, L. I., Samarakoon, S. M. B. P., Rathnayake, N. M. T. N., Lucas, J. R., & Samarasinghe, R. (2017, May). A tool for estimating remaining life time of a power transformer. In 2017 Moratuwa Engineering Research Conference (MERCon) (pp. 373-378). IEEE.

[75] Saber, N. Protection et maintenance d'un transformateur industrielle.

[76] Taslak, E., Arikan, O., Kumru, C. F., & Kalenderli, O. (2018). Analyses of the insulating characteristics of mineral oil at operating conditions. Electrical Engineering, 100, 321-331.

[77] Hadjkoulah Souad et Mourghad Hayette. (2019-2020). Etude expérimentale de l'impact de vieillissement sur la capacité de refroidissement d'huile neuve. régénérée et inhibée.

Références

[78] Thiviyanathan, V. A., Ker, P. J., Leong, Y. S., Abdullah, F., Ismail, A., & Jamaludin, M. Z. (2022). Power transformer insulation system: A review on the reactions, fault detection, challenges and future prospects. Alexandria Engineering Journal.

[79] Nilly, D. (2017). Le diagnostic d'état des transformateurs de puissance. Electromagnétisme.

[80] Velimir Lackovic, Char. Eng. (2012). Power Transformer Protection Course No: E06-003 Credit: 6 PDH. Continuing Education and Development, Inc. P: (877) 322-5800.

[81] Winders, J. J. (2005). Transformers: Basics Maintenance and Diagnostics. US Department of the Interior Bureau of Reclamation.

[82] Polanco, E. (2017). Power transformer protection (Doctoral dissertation, California State University, Sacramento).

[83] Operation and Maintenance for Power Transformers. (2008). ABB's 1ZCL000002EG User's Manual.

[84] Yasid, N. F. M., Yousof, M. F. M., Rahman, R. A., Zainuddin, H., & Ghani, S. A. (2019). The effect of short circuit fault on one winding to other windings in FRA. Int J Pow Elec & Dri Syst, 10(2), 585-593.

[85] Mitchell, S. D., & Welsh, J. S. (2017). Methodology to locate and quantify radial winding deformation in power transformers. High Voltage, 2(1), 17-24.

[86] Rosentino, A. J. P., Saraiva, E., Delaiva, A. C., Guimarães, R., Lynce, M., Oliveira, J. C., ... & Neves, W. (2011). Modelling and analysis of electromechanical stress in transformers caused by short-circuits. Renewable enegry and power quality journal ISSN.

[87] Smeets, R. (2017). Short-circuit withstand capability of power transformers-Part I. Transformers Magazine, 4(2), 78-83.

[88] Sathya, A., & Savadamuthu, U. (2019). Electromagnetic force and deformation in transformer winding. International Journal of Applied Engineering Research (IJAER), 14(3), 790-796.

[89] Conseil international des grands réseaux électriques. Comité d'études A2. (2008). Mechanical Condition Assessment of Transformer Windings Using Frequency Response Analysis, FRA. Cigre.

[90] Latif, J. I., Zaman, A. S., & Hasib, A. A. (2019). Performance Analysis of WDM Technique in Optical Fiber Link (Doctoral dissertation, East West University).

[91] Al-Ameri, S., Yousof, M. F. M., Ahmad, H., Alsubari, M., & Talib, M. A. (2017, September). Examining faulty transformer tap changer using frequency response analysis. In 2017 International Symposium on Electrical Insulating materials (ISEIM) (Vol. 1, pp. 259-262). IEEE.

[92] Metwally, I. A. (2011). Failures, monitoring and new trends of power transformers. IEEE potentials, 30(3), 36-43.

[93] Central Electricity Generating Board.(1982). Modern Power Station Practice. Pergamon. ISBN 0-08-016436-6.

Références

[94] Selvaraj, D. E., Prakash, A. S., Srinivas, R., Asis, A. A. C., & Gnanavadivel, J. (2012). A case study on basic requirements for the design of high voltage bushings. Int. J. Eng. Innovat. Technol, 2, 1.

[95] Murugan, Raji; Ramasamy, Raju (2019). Understanding the power transformer component failures for health index-based maintenance planning in electric utilities. Engineering Failure Analysis, 96(), 274–288.

[96] de Jesus Ribeiro, C., Marques, A. P., Azevedo, C. H. B., Souza, D. C. P., Alvarenga, B. P., & Nogueira, R. G. (2009, May). Faults and defects in power transformers-a case study. In 2009 IEEE Electrical Insulation Conference (pp. 142-145). IEEE.

[97] Ramkissor, R. (2009). An optimisation model for the management of transformers in the Eskom East Grid Transmission System (Doctoral dissertation).

[98] PE, W. H. B. (2003). Analysis of transformer failures. In 36th Annual Conference of International Association of Engineering Insurers–Stockholm.

[99] Zhang, X., & Gockenbach, E. (2008). Asset-management of transformers based on condition monitoring and standard diagnosis. IEEE Electrical Insulation Magazine, 24(4), 26-40.

[100] Tenbohlen, S., Vahidi, F., & Jagers, J. (2016, November). A worldwide transformer reliability survey. In VDE High Voltage Technology 2016; ETG-Symposium (pp. 1-6). VDE.

[101] Fofana, I., & Hadjadj, Y. (2016). Electrical-based diagnostic techniques for assessing insulation condition in aged transformers. Energies, 9(9), 679.

[102] N'cho, J. S., & Fofana, I. (2020). Review of fiber optic diagnostic techniques for power transformers. Energies, 13(7), 1789.

[103] Ashkezari AD et al (2011) Evaluating the accuracy of different DGA techniques for improving the transformer oil quality interpretation. In: Universities power engineering conference (AUPEC) 2011 21st Australasian.

[104] Singh, S., & Bandyopadhyay, M. N. (2010). Dissolved gas analysis technique for incipient fault diagnosis in power transformers: A bibliographic survey. IEEE Electrical insulation magazine, 26(6), 41-46.

[105] Transformers Diagnostic Services at ABB. (2018).Dissolved gas analysis and supervision of oil condition in power transformers and reactors, instrument transformers, circuit breakers and oil-insulated cables. SE-771 80 LUDVIKA, Sweden.

[106] [104] Sun, H. C., Huang, Y. C., & Huang, C. M. (2012). A review of dissolved gas analysis in power transformers. Energy Procedia, 14, 1220-1225.

[107] OMICRON electronics "Tests de diagnostic et surveillance des transformateurs de puissance"OMICRON L4247, 02 2022

[108] Zhang, X., & Gockenbach, E. (2008). Asset-management of transformers based on condition monitoring and standard diagnosis. IEEE Electrical Insulation Magazine, 24(4), 26-40.

Références

[109] Kennedy, G. M., McGrail, A. J., & Lapworth, J. A. (2007, July). Using cross-correlation coefficients to analyze transformer sweep frequency response analysis (SFRA) traces. In 2007 IEEE Power Engineering Society Conference and Exposition in Africa-PowerAfrica (pp. 1-6). IEEE.

[110] Nilly, D. (2017). Le diagnostic d'état des transformateurs de puissance. Electromagnétisme.

[111] Razzaq, A. S. A., Yousof, M. F. M., Al-Ameri, S. M., Talib, M. A., & Mshkil, A. J. (2022). Interpretation of inter-turn fault in transformer winding using turns ratio test and frequency response analysis. International Journal of Electrical and Electronic Engineering & Telecommunications, 11(3), 218-225.

[112] Transformers—Part, P. (2012). 18: Measurement of Frequency Response. IEC Standard, 60076-18.

[113] Grönström, N. (2020). Optimal Demagnetization of Transformer After Winding Resistance Measurements.

[114] Zhang, X., & Gockenbach, E. (2008). Asset-management of transformers based on condition monitoring and standard diagnosis. IEEE Electrical Insulation Magazine, 24(4), 26-40.

[115] Islam, M. M., Lee, G., & Hettiwatte, S. N. (2018). A review of condition monitoring techniques and diagnostic tests for lifetime estimation of power transformers. Electrical Engineering, 100, 581-605.

[116] Bagheri, M., Naderi, M. S., Blackburn, T., & Phung, T. (2013). Frequency response analysis and short-circuit impedance measurement in detection of winding deformation within power transformers. IEEE Electrical Insulation Magazine, 29(3), 33-40.

[117] Standard, A. N. S. I. Standard 62-1995, 1995, IEEE Guide for Diagnostic Field testing of Electric Power Apparatus-Part1: Oil Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors. IEEE, New York.

[118] Part, P. T. (2006). 5: Ability to withstand short circuit. IEC Publication, 60076-5.

[119] Kruger, M., Koch, M., Kraetge, A., & Rethmeier, K. (2008, April). New tools for diagnostic measurements on power transformers. In 2008 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (pp. 488-491). IEEE.

[120] Pütter, M., Rädler, M., & Unterer, B. (2014). Reliable demagnetization of transformer cores. OMICRON electronics.

[121] Amirouche, O. (2019, June). Moisture in power transformers DFR analysis–real cases studies on site. In 2019 IEEE 20th International Conference on Dielectric Liquids (ICDL) (pp. 1-4). IEEE.

[122] Singh, S., Kumar, A., Singh, S. K., & Jarial, R. K. (2015, June). Dielectric response analysis and diagnosis of oil-filled power transformers calculation of paper moisture in power transformer. In

2015 International Conference on Energy, Power and Environment: Towards Sustainable Growth (ICEPE) (pp. 1-4). IEEE.

[123] HIGHVOLT Prüftechnik Dresden GmbH. (05-2014).docx. Subject to change without prior notice . Dielectric Frequency Response Analyzer, Type DIRANA.

[124] Petchphung, P., Leelajindakrairerk, M., Pattanadech, N., Yutthagowith, P., & Aunchaleevarapan, K. (2008, April). The comparison study of PD measurement with conventional method and unconventional method. In 2008 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (pp. 32-36). IEEE.

[125] Markalous, S. M., Tenbohlen, S., & Feser, K. (2008). Detection and location of partial discharges in power transformers using acoustic and electromagnetic signals. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 15(6), 1576-1583.

[126] Kumar, A. S., Gupta, R. P., Udayakumar, K., & Venkatasami, A. (2008, April). Online partial discharge detection and location techniques for condition monitoring of power transformers: A review. In 2008 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (pp. 927-931). IEEE.

[127] Abdallah, J. M. (2017). Power transformers insulation material investigations: partial discharge. International Journal of Energy and Power Engineering, 9(11), 1352-1357.

[128] Rutgers, W. R., & Fu, Y. H. (1997). UHF PD-detection in a power transformer.

[129] Judd, M. D., Pryor, B. M., Kelly, S. C., & Hampton, B. F. (1999, August). Transformer monitoring using the UHF technique. In 1999 Eleventh International Symposium on High Voltage Engineering (Vol. 5, pp. 362-365). IET.

[130] Meira, M., Ruschetti, C. R., Álvarez, R. E., & Verucchi, C. J. (2018). Power transformers monitoring based on electrical measurements: State of the art. IET Generation, Transmission & Distribution, 12(12), 2805-2815.

[131] Senobari, R. K., Sadeh, J., & Borsi, H. (2018). Frequency response analysis (FRA) of transformers as a tool for fault detection and location: A review. Electric power systems research, 155, 172-183.

[132] Al-Ameri, S. M., Kamarudin, M. S., Yousof, M. F. M., Salem, A. A., Siada, A. A., & Mosaad, M. I. (2021). Interpretation of frequency response analysis for fault detection in power transformers. Applied Sciences, 11(7), 2923.

[133] Zárate, J., & Cardozo, F. (2015). Factores que influyen en el Análisis de respuesta en frecuencia de transformadores de potencia. FPUNE Scientific, (9).

[134] Dick, E. P., & Erven, C. C. (1978). Transformer diagnostic testing by frequuency response analysis. IEEE Transactions on Power Apparatus and systems, (6), 2144-2153.

Références

[135] Florkowski, M., & Furgał, J. (2003). Detection of transformer winding deformations based on the transfer function—Measurements and simulations. Measurement science and technology, 14(11), 1986.

[136] Wang, M., Vandermaar, A. J., & Srivastava, K. D. (2005). Improved detection of power transformer winding movement by extending the FRA high frequency range. IEEE Transactions on power delivery, 20(3), 1930-1938.

[137] Abeywickrama, K. N. B., Serdyuk, Y. V., & Gubanski, S. M. (2006). Exploring possibilities for characterization of power transformer insulation by frequency response analysis (FRA). IEEE transactions on power delivery, 21(3), 1375-1382.

[138] Hassig, M., Braunlich, R., Gysi, R., Alff, J. J., Der Houhanessian, V., & Zaengl, W. S. (2001, October). On-site applications of advanced diagnosis methods for quality assessment of insulation of power transformers. In 2001 Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (Cat. No. 01CH37225) (pp. 441-447). IEEE.

[139] Pleite, J., Gonzalez, C., Vazquez, J., & Lazaro, A. (2006, May). Power transformer core fault diagnosis using frequency response analysis. In MELECON 2006-2006 IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference (pp. 1126-1129). IEEE.

[140] IEEE. C57.149-2012—Guide for the Application and Interpretation of Frequency Response Analysis for Oil-Immersed Transformers; IEEE: Piscataway Township, NJ, USA, 2012.

[141] Cigré, W. G. (2008). A2/26,"Mechanical condition assessment of transformer windings using Frequency Response Analysis (FRA)". Electra, 228.

[142] Subedi, D. (2017). Lightning induced over-voltages in power transformer and voltage spikes in connected load.

[143] Vaessen, P. T. M., & Hanique, E. (1992). A new frequency response analysis method for power transformers. IEEE Transactions on Power Delivery, 7(1), 384-391.

[144] Dick, E. P., & Erven, C. C. (1978). Transformer diagnostic testing by frequuency response analysis. IEEE Transactions on Power Apparatus and systems, (6), 2144-2153.

[145] Li, J. (2008). High frequency power transformer modelling for frequency response analysis (FRA) diagnosis (Doctoral dissertation, The University of Manchester).

[146] Manual, O. F. U. (2009). Sweep frequency response analyzer for power transformer winding diagnosis. Omicron electronics, 1-114.

[147] Rahimpour, E., Christian, J., Feser, K., & Mohseni, H. (2003). Transfer function method to diagnose axial displacement and radial deformation of transformer windings. IEEE Transactions on power delivery, 18(2), 493-505.

[148] Chakravorti, S., Dey, D., & Chatterjee, B. (2013). Recent trends in the condition monitoring of transformers. In Power Systems. Springer-Verlag.

Références

[149] Jayasinghe, J. A. S. B., Wang, Z. D., Jarman, P. N., & Darwin, A. W. (2006). Winding movement in power transformers: a comparison of FRA measurement connection methods. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 13(6), 1342-1349.

[150] Alsuhaibani, S., Khan, Y., Beroual, A., & Malik, N. H. (2016). A review of frequency response analysis methods for power transformer diagnostics. Energies, 9(11), 879.

[151] Alharbi, H. S. (2014). Power transformer transient modeling using frequency response analysis. University of Manitoba (Canada).

[152] Shamlou, A., Reza Feyzi, M., & Behjat, V. (2019). Interpretation of frequency response analysis of power transformer based on evidence theory. IET Generation, Transmission & Distribution, 13(17), 3879-3887.

[153] Christian, J., & Feser, K. (2004). Procedures for detecting winding displacements in power transformers by the transfer function method. IEEE Transactions on Power Delivery, 19(1), 214-220.

[154] Christian, J., & Feser, K. (2004). Procedures for detecting winding displacements in power transformers by the transfer function method. IEEE Transactions on Power Delivery, 19(1), 214-220.

[155] IEEE Guide for the Application and Interpretation of Frequency Response Analysis for Oil-Immersed Transformers IEEE Power and Energy Society,'" IEEE Std C57.149-2012, pp. 1–72, 2013.

[156] DL, S. (2005). Frequency response analysis on winding deformation of power transformers. Frequency response analysis of winding deformation of power transformers," The Electric Power Industry Standard of People's Republic of China, ICS27, 100, F24.

[157] Transformers—Part, P.(2012).18: Measurement of Frequency Response. IEC Standard, 60076-18.

[158] Predl, F. (2016). Interpretation of Sweep Frequency Response Analysis (SFRA) Measurement Results. OMICRON: Sydney, Australia.

[159] Ryder, S. A. (2003). Diagnosing transformer faults using frequency response analysis. IEEE electrical insulation magazine, 19(2), 16-22.

[160] Xu, D. K., Fu, C. Z., & Li, Y. M. (1999, August). Application of artificial neural network to the detection of the transformer winding deformation. In 1999 Eleventh International Symposium on High Voltage Engineering (Vol. 5, pp. 220-223). IET.

[161] Firoozi, H., & Shishehchian, M. (2009, July). Frequency response analysis-condition assessment of power transformers using mathematical and statistical criteria. In 2009 IEEE 9th International Conference on the Properties and Applications of Dielectric Materials (pp. 253-256). IEEE.

Références

[162] Kim, J. W., Park, B., Jeong, S. C., Kim, S. W., & Park, P. (2005). Fault diagnosis of a power transformer using an improved frequency-response analysis. IEEE transactions on power delivery, 20(1), 169-178.

[163] Ezziane, H., Houassine, H., Moulahoum, S., & Amara, A. (2023). Evaluating the Severity of Transformer Winding Faults using FRA and Artificial Intelligence. Russian Electrical Engineering, 94(2), 138-142.

[164] Kim, J. W., Park, B., Jeong, S. C., Kim, S. W., & Park, P. (2005). Fault diagnosis of a power transformer using an improved frequency-response analysis. IEEE transactions on power delivery, 20(1), 169-178.

[165] Pourhossein, K., Gharehpetian, G. B., Rahimpour, E., & Araabi, B. N. (2012). A probabilistic feature to determine type and extent of winding mechanical defects in power transformers. Electric Power Systems Research, 82(1), 1-10.

[166] Behjat, V., & Mahvi, M. (2015). Statistical approach for interpretation of power transformers frequency response analysis results. IET Science, Measurement & Technology, 9(3), 367-375.

[167] Secue, J., & Mombello, E. (2008, August). New methodology for diagnosing faults in power transformer windings through the Sweep Frequency Response Analysis (SFRA). In 2008 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America (pp. 1-10). IEEE.

[168] Srikanta Murthy, A., Azis, N., Al-Ameri, S., Mohd Yousof, M. F., Jasni, J., & Talib, M. A. (2018). Investigation of the effect of winding clamping structure on frequency response signature of 11 kV distribution transformer. Energies, 11(9), 2307.

[169] Rahimpour, E., & Gorzin, D. (2006). A new method for comparing the transfer function of transformers in order to detect the location and amount of winding faults. Electrical Engineering, 88, 411-416.

[170] Wang, M., Vandermaar, A. J., & Srivastava, K. (2001, August). Evaluation of frequency response analysis data. In 14th international symposium on high voltage engineering (pp. 904-907).

[171] Rahimpour, E., Jabbari, M., & Tenbohlen, S. (2010). Mathematical comparison methods to assess transfer functions of transformers to detect different types of mechanical faults. IEEE transactions on power delivery, 25(4), 2544-2555.

[172] Ezziane, H., Houassine, H., Moulahoum, S., & Chaouche, M. S. (2022). Classifying Transformer Winding Fault Type, Location and Extent using FRA based on Support Vector Machine. Przeglad Elektrotechniczny, 98(1).

[173] Tahir, M., Tenbholen, S., & Miyazaki, S. (2020). Analysis of statistical methods for assessment of power transformer frequency response measurements. IEEE Transactions on Power Delivery, 36(2), 618-626.

Références

[174] Tahir, M., Tenbholen, S., & Miyazaki, S. (2020). Analysis of statistical methods for assessment of power transformer frequency response measurements. IEEE Transactions on Power Delivery, 36(2), 618-626.

[175] Ryder, S. A. (2002, April). Methods for comparing frequency response analysis measurements. In Conference Record of the the 2002 IEEE International Symposium on Electrical Insulation (Cat. No. 02CH37316) (pp. 187-190). IEEE.

[176] Razzaq, A. S. A., Yousof, M. F. M., Al-Ameri, S. M., Talib, M. A., & Mshkil, A. J. (2022). Interpretation of inter-turn fault in transformer winding using turns ratio test and frequency response analysis. International Journal of Electrical and Electronic Engineering & Telecommunications, 11(3), 218-225.

[177] Mueller, B., Kinoshita, T., Peebles, A., Graber, M. A., & Lee, S. (2022). Artificial intelligence and machine learning in emergency medicine: a narrative review. Acute medicine & surgery, 9(1), e740.

[178] Mao, X., Wang, Z., Crossley, P., Jarman, P., Fieldsend-Roxborough, A., & Wilson, G. (2020). Transformer winding type recognition based on FRA data and a support vector machine model. High Voltage, 5(6), 704-715.

[179] Yin, S., Gao, X., Karimi, H. R., & Zhu, X. (2014, April). Study on support vector machine-based fault detection in tennessee eastman process. In Abstract and Applied Analysis (Vol. 2014). Hindawi.

[180] Hsu, C. W., Chang, C. C., & Lin, C. J. (2003). A practical guide to support vector classification.

[181] Cover, T., & Hart, P. (1967). Nearest neighbor pattern classification. IEEE transactions on information theory, 13(1), 21-27.

[182] Quinlan, J. R. (1986). Induction of decision trees. Machine learning, 1, 81-106.

[183] Alqudsi, A., & El-Hag, A. (2019). Application of machine learning in transformer health index prediction. Energies, 12(14), 2694.

[184] Quinlan, J. R. (2014). C4. 5: programs for machine learning. Elsevier.

[185] Belgiu, M., & Drăguţ, L. (2016). Random forest in remote sensing: A review of applications and future directions. ISPRS journal of photogrammetry and remote sensing, 114, 24-31.

[186] Zheng, H., & Shioya, R. (2020). A comparison between artificial intelligence method and standard diagnosis methods for power transformer dissolved gas analysis using two public databases. IEEJ Transactions on Electrical and Electronic Engineering, 15(9), 1305-1311.

[187] Su, L., Cui, Y., Yu, Z., Chen, L., Xu, P., Hou, H., & Sheng, G. (2019, November). A power transformer fault diagnosis method based on hierarchical classification and ensemble learning. In Journal of Physics: Conference Series (Vol. 1346, No. 1, p. 012045). IOP Publishing.

Références

[188] Cheemala, V., Asokan, A. N., & Preetha, P. (2019, November). Transformer incipient fault diagnosis using machine learning classifiers. In 2019 IEEE 4th International Conference on Condition Assessment Techniques in Electrical Systems (CATCON) (pp. 1-6). IEEE.

[189] Basuki, A. (2018, October). Online dissolved gas analysis of power transformers based on decision tree model. In 2018 Conference on Power Engineering and Renewable Energy (ICPERE) (pp. 1-6). IEEE.

[190] Dong, H., Yang, X., Li, A., Xie, Z., & Zuo, Y. (2019). Bio-inspired PHM model for diagnostics of faults in power transformers using dissolved gas-in-oil data. Sensors, 19(4), 845.

[191] Benmahamed, Y., Teguar, M., & Boubakeur, A. (2018, October). Diagnosis of power transformer oil using PSO-SVM and KNN classifiers. In 2018 International Conference on Electrical Sciences and Technologies in Maghreb (CISTEM) (pp. 1-4). IEEE.

[192] Guo, C., Dong, M., & Wu, Z. (2019, June). Fault diagnosis of power transformers based on comprehensive machine learning of dissolved gas analysis. In 2019 IEEE 20th International Conference on Dielectric Liquids (ICDL) (pp. 1-4). IEEE.

[193] Kunicki, M., & Wotzka, D. (2019). A classification method for select defects in power transformers based on the acoustic signals. Sensors, 19(23), 5212.

[194] Woon, W. L., El-Hag, A., & Harbaji, M. (2016). Machine learning techniques for robust classification of partial discharges in oil–paper insulation systems. IET Science, Measurement & Technology, 10(3), 221-227.

[195] Wotzka, D., & Cichoń, A. (2020). Study on the influence of measuring AE sensor type on the effectiveness of OLTC defect classification. Sensors, 20(11), 3095.

[196] Jia, Y., & Zhu, Y. (2018). Partial discharge pattern recognition using variable predictive model-based class discrimination with kernel partial least squares regression. IET Science, Measurement & Technology, 12(3), 360-367.

[197] Kartojo, I. H., Wang, Y. B., & Zhang, G. J. (2019, June). Partial discharge defect recognition in power transformer using random forest. In 2019 IEEE 20th International Conference on Dielectric Liquids (ICDL) (pp. 1-4). IEEE.

[198] Li, Y., & Ma, L. (2019). Fault diagnosis of power transformer based on improved particle swarm optimization OS-ELM. Archives of Electrical Engineering, 161-172.

[199] Raichura, M. B., Chothani, N. G., & Patel, D. D. (2020). Identification of internal fault against external abnormalities in power transformer using hierarchical ensemble extreme learning machine technique. IET Science, Measurement & Technology, 14(1), 111-121.

[200] Zhao, Z., Liu, J., Tang, C., Zhou, Q., & Gui, Y. (2020, September). Classification of transformer winding deformation fault types by FRA polar plot and multiple SVM classifiers. In 2020 IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE) (pp. 1-4). IEEE.

Références

[201] Zhou, L., Lin, T., Zhou, X., Gao, S., Wu, Z., & Zhang, C. (2020). Detection of winding faults using image features and binary tree support vector machine for autotransformer. IEEE Transactions on Transportation Electrification, 6(2), 625-634.

[202] Fu, C., Tong, Y., Yuan, T., Wang, Q., Cheng, J., & Li, H. (2022). A Method of Winding Fault Classification in Transformer Based on Moving Window Calculation and Support Vector Machine. Symmetry, 14(7), 1385.

[203] Ferreira, R. S. D. A., Picher, P., Ezzaidi, H., & Fofana, I. (2021). Frequency response analysis interpretation using numerical indices and machine learning: A case study based on a laboratory model. IEEE Access, 9, 67051-67063.

[204] Behkam, R., Karami, H., Naderi, M. S., & Gharehpetian, G. B. (2022, May). Condition Monitoring of Distribution Transformers Using Frequency Response Traces and Artificial Neural Network to Detect the Extent of Windings Axial Displacements. In 2022 26th International Electrical Power Distribution Conference (EPDC) (pp. 18-23). IEEE.

[205] Sofian, D. M., Wang, Z. D., & Jayasinghe, S. B. (2004, September). Frequency response analysis in diagnosing transformer winding movements-fundamental understandings. In 39th International Universities Power Engineering Conference, 2004. UPEC 2004. (Vol. 1, pp. 138-142). IEEE.

[206] Vaessen, P. T. M. (1988). Transformer model for high frequencies. IEEE Transactions on Power Delivery, 3(4), 1761-1768.

[207] Morched, A., Marti, L., & Ottevangers, J. (1993). A high frequency transformer model for the EMTP. IEEE Transactions on power delivery, 8(3), 1615-1626.

[208] Shibuya, Y., Fujita, S., & Hosokawa, N. (1997). Analysis of very fast transient overvoltage in transformer winding. IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution, 144(5),461-468.

[209] Buckow, E. (1986). Berechnung des verhaltens von leistungstransformatoren bei resonanzanregung und möglichkeiten des abbaus innerer spannungsüberhöhungen. na.

[210] Brandwajn, V., Donnel, H. W., & Dommel, I. I. (1982). Matrix representation of three-phase n-winding transformers for steady-state and transient studies. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, (6), 1369-1378.

[211] Arturi, C. M. (1991). Transient simulation and analysis of a three-phase five-limb step-up transformer following an out-of-phase synchronization. IEEE Transactions on Power Delivery, 6(1), 196-207.

[212] Silvester, P., & Chari, M. V. (1970). Finite element solution of saturable magnetic field problems. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, (7), 1642-1651.

Références

[213] Gharehpetian, G. B., Mohseni, H. O. S. S. E. I. N., & Moller, K. (1998). Hybrid modelling of inhomogeneous transformer winding for very fast transient overvoltage studies. IEEE Transactions on Power Delivery, 13(1), 157-163.

[214] Rahimpour, E., Christian, J., Feser, K., & Mohseni, H. (2003). Transfer function method to diagnose axial displacement and radial deformation of transformer windings. IEEE Transactions on power delivery, 18(2), 493-505.

[215] Arturi, C. M. (1991). Transient simulation and analysis of a three-phase five-limb step-up transformer following an out-of-phase synchronization. IEEE Transactions on Power Delivery, 6(1), 196-207.

[216] Wang, M., Vandermaar, A. J., & Srivastava, K. D. (2005). Improved detection of power transformer winding movement by extending the FRA high frequency range. IEEE Transactions on power delivery, 20(3), 1930-1938.

[217] Shah, K. R., & Ragavan, K. (2016). Assessing mechanical deformations in two-winding transformer unit using reduced-order circuit model. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 79, 235-244.

[218] Rahimpour, E., Rashtchi, V., & Shahrouzi, H. (2012). Applying artificial optimization methods for transformer model reduction of lumped parameter models. Electric power systems research, 84(1), 100-108.

[219] Jayasinghe, J. A. S. B., Wang, Z. D., Jarman, P. N., & Darwin, A. W. (2006). Winding movement in power transformers: a comparison of FRA measurement connection methods. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 13(6), 1342-1349.

[220] De Leon, F., & Semlyen, A. (1994). Complete transformer model for electromagnetic transients. IEEE Transactions on Power Delivery, 9(1), 231-239.

[221] Filipović-Grčić, D., Filipović-Grčić, B., & Uglešić, I. (2014). High-frequency model of the power transformer based on frequency-response measurements. IEEE Transactions on Power Delivery, 30(1), 34-42.

[222] Li, J. (2008). High frequency power transformer modelling for frequency response analysis (FRA) diagnosis (Doctoral dissertation, The University of Manchester).

[223] Ragavan, K., & Satish, L. (2007). Localization of changes in a model winding based on terminal measurements: Experimental study. IEEE transactions on power delivery, 22(3), 1557-1565.

[224] Mukherjee, P. (2013). Construction of equivalent circuit of a single isolated transformer winding from frequency response (Doctoral dissertation).

[225] Pramanik, S., & Satish, L. (2011). Estimation of series capacitance of a transformer winding based on frequency-response data: An indirect measurement approach. IEEE transactions on power delivery, 26(4), 2870-2878.

Références

[226] Hashemnia, N., Abu-Siada, A., Masoum, M. A. S., & Islam, S. M. (2012). Characterization of transformer FRA signature under various winding faults. 2012 IEEE International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis.

[227] Abu-Siada, A., & Islam, S. (2012). A Novel Online Technique to Detect Power Transformer Winding Faults. IEEE Transactions on Power Delivery, 27(2), 849–857.

[228] Pandya, A. A., & Parekh, B. R. (2014). Interpretation of Sweep Frequency Response Analysis (SFRA) traces for the open circuit and short circuit winding fault damages of the power transformer. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 62, 890–896.

[229] Rahimpour, E., Christian, J., Feser, K., & Mohseni, H. (2003). Transfer function method to diagnose axial displacement and radial deformation of transformer windings. IEEE Transactions on Power Delivery, 18(2), 493–505.

[230] Ragavan, K., & Satish, L. (2008). Construction of Physically Realizable Driving-Point Function From Measured Frequency Response Data on a Model Winding. IEEE Transactions on Power Delivery, 23(2), 760–767.

[231] Ezziane, H., Houassine, H., & Moulahoum, S. (2022, May). Application of Support Vector Machine Classifier for Transformer Winding Faults Diagnosis. In 2022 19th International Multi-Conference on Systems, Signals & Devices (SSD) (pp. 1144-1149). IEEE.

[232] Chang, C.-C. and Lin, C.-J., LIBSVM: A library for support vector machines, (2021). http://www.csie.ntu.edu.tw/~cjlin/libsvm.

[233] Sain, H., & Purnami, S. W. (2015). Combine sampling support vector machine for imbalanced data classification. Procedia Computer Science, 72, 59-66.

[234] Feng, W., Dauphin, G., Huang, W., Quan, Y., Bao, W., Wu, M., & Li, Q. (2019). Dynamic synthetic minority over-sampling technique-based rotation forest for the classification of imbalanced hyperspectral data. IEEE Journal of Selected Topics in Applied Earth Observations and Remote Sensing, 12(7), 2159-2169.

[235] Mukherjee, P., & Satish, L. (2017). Diagnosing axial displacement in an actual, single, isolated transformer winding: Experimental results. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 24(2), 1280-1287.

[236] Pramanik, S., Ganesh, A., & Duvvury, V. C. (2021). Double-End Excitation of A Single Isolated Transformer Winding: An Improved Frequency Response Analysis for Fault Detection. IEEE Transactions on Power Delivery.

[237] Tarimoradi, H., & Gharehpetian, G. B. (2017). Novel calculation method of indices to improve classification of transformer winding fault type, location, and extent. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 13(4), 1531-1540.

Références

[238] Samimi, M. H., Hillenbrand, P., Tenbohlen, S., Akmal, A. A. S., Mohseni, H., & Faiz, J. (2019). Investigating the applicability of the finite integration technique for studying the frequency response of the transformer winding. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 110, 411-418.

[239] Ezziane, H., Houassine, H., Moulahoum, S., & Chaouche, M. S. (2022). A Novel Method to Identification Type, Location, and Extent of Transformer Winding Faults Based on FRA and SMOTE-SVM. Russian Journal of Nondestructive Testing, 58(5), 391-404.

[240] Akbani, R., Kwek, S., & Japkowicz, N. (2004). Applying support vector machines to imbalanced datasets. In Machine Learning: ECML 2004: 15th European Conference on Machine Learning, Pisa, Italy, September 20-24, 2004. Proceedings 15 (pp. 39-50). Springer Berlin Heidelberg.

[241] Perez I M, Cui H and Udd E 2001 Acoustic emission detection using fiber Bragg gratings SPIE's 8th Annual Int. Symp. on Smart Structures and Materials (Newport Beach, CA) p 209

[242] Lima, S. E., Frazão, O., Farias, R. G., Araujo, F. M., Ferreira, L. A., Santos, J. L., & Miranda, V. (2010). Mandrel-based fiber-optic sensors for acoustic detection of partial discharges—A proof of concept. IEEE Transactions on Power Delivery, 25(4), 2526-2534.

[243] Zheng, Q., Ma, G., Jiang, J., Li, C., & Zhan, H. (2015, October). A comparative study on partial discharge ultrasonic detection using fiber Bragg grating sensor and piezoelectric transducer. In 2015 IEEE conference on electrical insulation and dielectric phenomena (CEIDP) (pp. 282-285). IEEE.

[244] Ghorat, M., Gharehpetian, G. B., Latifi, H., Hejazi, M. A., & Layeghi, A. (2018). Partial discharge acoustic emission detector using mandrel-connected fiber Bragg grating sensor. Optical Engineering, 57(7), 074107-074107.

[245] Ma, G. M., Li, C. R., Luo, Y. T., Mu, R. D., & Wang, L. (2012). High sensitive and reliable fiber Bragg grating hydrogen sensor for fault detection of power transformer. Sensors and Actuators B: Chemical, 169, 195-198.

[246] Fisser, M., Badcock, R. A., Teal, P. D., Swanson, A., & Hunze, A. (2017, June). Development of hydrogen sensors based on fiber Bragg grating with a palladium foil for online dissolved gas analysis in transformers. In Optical Measurement Systems for Industrial Inspection X (Vol. 10329, pp. 657-665). SPIE.

[247] Wei-Gen, C., Jun, L., You-Yuan, W., Liu-Ming, L., Jian-Bao, Z., & Yan-Feng, Y. (2008, November). The measuring method for internal temperature of power transformer based on FBG sensors. In 2008 International Conference on High Voltage Engineering and Application (pp. 672-676). IEEE.

Références

[248] Ribeiro, A. L., Eira, N. F., Sousa, J. M., Guerreiro, P. T., & Salcedo, J. R. (2008). Multipoint fiber-optic hot-spot sensing network integrated into high power transformer for continuous monitoring. IEEE Sensors Journal, 8(7), 1264-1267.

[249] Zhang, X., Huang, R., Huang, W., Yao, S., Hou, D., & Zheng, M. (2014). Real-time temperature monitoring system using FBG sensors on an oil-immersed power transformer. High Voltage Engineering, 40(2), 253-259.

[250] Gao, S., Liu, Y., Li, H., Sun, L., Liu, H., Rao, Q., & Fan, X. (2020). Transformer winding deformation detection based on BOTDR and ROTDR. Sensors, 20(7), 2062.

[251] Tabarsa, H., Hejazi, M. A., & Gharehpetian, G. B. (2018). Detection of HV winding radial deformation and PD in power transformer using stepped-frequency hyperboloid method. IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, 68(8), 2934-2942.

[252] Akhavan Hejazi, M., Ebrahimi, J., Sabbaghpur Arani, M., & Gharehpatian, G. (2018). Online Detection of Transformer Winding Mechanical Faults Using Estimation of the Transfer Function of the UWB Wave Propagation Channel. TABRIZ JOURNAL OF ELECTRICAL ENGINEERING, 47(4), 1307-1315.

[253] Garcia, B., Burgos, J.C., & Alonso, A.M. (2006a). Transformer tank vibration modeling as a method of detecting winding deformations - part i: Theoretical foundation. Ieee Transactions on Power Delivery, 21(1), 157-163.

[254] Garcia, B., Burgos, J.C., & Alonso, A.M. (2006b). Transformer tank vibration modeling as a method of detecting winding deformations - part ii: Experimental verification. Ieee Transactions on Power Delivery, 21(1), 164-169.

[255] Yoon, J. T., Park, K. M., Youn, B. D., & Lee, W. R. (2014). Diagnostics of Mechanical Faults in Power Transformers-Vibration Sensor Network Design under Vibration Uncertainty. In PHM Society European Conference (Vol. 2, No. 1).

[256] Kuhn, G.G.; de Morais Sousa, K.; da Silva, J.C.C. Dynamic Strain Analysis of Transformer Iron Core with Fiber Bragg Gratings. In Proceedings of the Advanced Photonics Congress 2018, ETH Zürich, Switzerland, 2–5 July 2018; p. JTu2A-74.

[257] De Melo, A. G., Benetti, D., de Lacerda, L. A., Peres, R., Floridia, C., Silva, A. D. A., & Rosolem, J. B. (2019). Static and dynamic evaluation of a winding deformation FBG sensor for power transformer applications. Sensors, 19(22), 4877.

[258] Distance Measurement with Pulse Ranging Technology, Part No. 217276 04/09 00.

[259] Zheng, L., Li, B., Yang, B., Song, H., & Lu, Z. (2019). Lane-level road network generation techniques for lane-level maps of autonomous vehicles: A survey. Sustainability, 11(16), 4511.

[260] Ma, H., Luo, Y., He, Y., Pan, S., Ren, L., & Shang, J. (2022). The short-range, high-accuracy compact pulsed laser ranging system. Sensors, 22(6), 2146.

Références

[261] Mahvi, M., Behjat, V., & Mohseni, H. (2020). Analysis and Interpretation of Power Auto-transformer Winding Axial Displacement and Radial Deformation Using Frequency Response Analysis. Engineering Failure Analysis, 104549.

[262] Jayasinghe, J. A. S. B., Wang, Z. d., Jarman, P. N., & Darwin, A. W. (2006). Winding movement in power transformers: a comparison of FRA measurement connection methods. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 13(6), 1342–1349.

[263] Oyelaran, O. A., Bolaji, B. O., & Samuel, O. D. (2020). Assessment of calabash seed oil as biobased insulating fluid for power transformers. Journal of Chemical Technology and Metallurgy, 55(2), 307-313.