REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



Université Yahia Farès de Médéa

Faculté de Technologie

Département de Génie Électrique

Laboratoire de recherche sur les systèmes électroniques avancés (**LSEA**)

THÈSE

En vue de l'obtention du diplôme de

Doctorat LMD en Automatique

Spécialité : *Automatique*

Présentée par :

AMARA Abderrazak

Thème

Contribution à la conception d'une plateforme embarquée sans fils pour la détection de défauts dans les transformateurs

Soutenue publiquement le : 09/05/2021

Devant le Jury composé de :

Nom et Prénom	**Grade**	
M. Batel Noureddine	Professeur, Université de Médéa	Président
M. Gacemi Abderrazak	Maitre de Conférences A, Université de Médéa	Directeur de thèse
M. Houassine Hamza	Maitre de Conférences A, Université de Bouira	Co-Directeur
M. Henini Noureddine	Maitre de Conférences A, Université de Médéa	Examinateur
M. Rezki Mohamed	Maitre de Conférences A, Université de Bouira	Examinateur

Année Universitaire : 2020/2021

ملخص

تتناول هذه الرسالة الكشف عن الأعطال في المحولات وتشخيصها بواسطة نظام مراقبة عن بعد باستخدام منصة لاسلكية مضمنة. تعتمد دراسة تصميم النظام الأساسي اللاسلكي المقترح على تقنية تحليل استجابة التردد المستخدمة على نطاق واسع في مجال تشخيص فشل المحولات. يعتمد النهج الذي تم تطويره على أتمتة اختبار التشخيصي للملفات ، من أجل تسهيل تنفيذه على نظام مضمّن مستقل قادر على إجراء اختبارات عن بُعد غير ملامسة بشكل مستقل. تم إجراء الاختبارات التجريبية على لفات حقيقية في المختبر من أجل التحقق من صحة الدراسة المقترحة.

الكلمات الدالة : محول, المراقبة والتشخيص, لف, منصة مضمنة, التشوهات الهندسية, مورفولوجيا الإشارة, الإرسال اللاسلكي, FRA

Résumé

Ce travail de thèse traite de la détection et le diagnostic de défauts dans les transformateurs par un système de télésurveillance utilisant une plateforme sans fils. L'étude de la conception de la plateforme sans fils proposée est basée sur la technique d'analyse de réponse en fréquence (FRA) largement utilisée dans le domaine du diagnostic des défaillances des transformateurs. L'approche développée s'appuie sur l'automatisation du test FRA de l'enroulement sujet de diagnostic, afin de faciliter son implémentation sur un système embarqué autonome capable d'effectuer indépendamment des tests non invasifs et non destructifs des transformateurs à distance. Des tests expérimentaux sur des bobinages réels ont été réalisés au laboratoire dans le but de valider l'étude menée.

Mots-clefs : Transformateur, Surveillance et diagnostic, Enroulement, Plateforme embarquée, Déformations géométrique, FRA, Morphologie du signal, Transmission sans fils.

Abstract

This thesis deals with the detection and diagnosis of faults in transformers by a remote monitoring system using a wireless platform. The design study of the proposed wireless platform is based on the Frequency Response Analysis (FRA) technique widely used in the field of transformer failure diagnostics. The approach developed is based on the automation of the FRA diagnostic test of windings, in order to facilitate its implementation on an autonomous embedded system capable of independently performing non-invasive and non-destructive remote tests of transformers. Experimental tests on real windings were carried out in the laboratory in order to validate the proposed study

Keywords: Transformer, Monitoring and diagnosis, Winding, Embedded platform, Geometric deformations, FRA, Signal morphology, Wireless transmission.

Remerciements

Je tiens tout d'abord à remercier mon Directeur et mon co-Directeur de thèse, le docteur Abderrazak Gacemi et le docteur Hamza Houassine, pour le soutien continu durant mes études de doctorat et des recherches connexes, pour leurs patiences, leurs motivations et leurs immenses connaissances. Leurs conseils m'ont aidé tout au long de la recherche et de la rédaction de cette thèse.

Un grand merci à Mr, le professeur Batel Noureddine pour avoir présidé mon jury de thèse, et aussi à tous les membres du jury, le docteur Henini Noureddine et le docteur Rezki Mohamed d'avoir acceptés d'examiner cette thèse et pour l'ensemble de leurs remarques.

Je tiens à remercier particulièrement toute la communauté scientifique qui m'a accueillie et intégrée. Mes sincères remerciements vont également aux Drs, Abdelhalim Tlemçani, Mounir Bouhedda, Billel bengherbia et aux enseignants du Département Génie électrique qui m'ont fourni l'opportunité de rejoindre leur équipe en tant que membre et qui ont donné l'accès au laboratoire LSEA de l'Université de Médéa. Ma reconnaissance va également à tous les personnels administratifs. Je voudrais également remercier tous mes amis qui m'ont soutenu dans la rédaction de cette thèse et m'ont incité à d'atteindre mon objectif.

Je remercie vivement, mon co-Directeur Hamza Houassine, le professeur Samir Bensaaid, et le Docteur Sahnoune Chaouche Mostafa pour m'avoir permis d'effectuer les tests pratiques dans le laboratoire LM2D de l'Université de Bouira.

Un merci spécial à ma famille. Les mots ne peuvent exprimer à quel point je suis reconnaissant envers ma femme, mes enfants, mes sœurs et mes frères pour tous les sacrifices que vous avez faits pour moi.

Table des matières

Introduction générale 01

Chapitre 1 : Surveillance et Diagnostic de l'état des Transformateurs 05

1.1 Introduction 06

1.2 Généralités sur les Transformateurs 07

1.2.1 Classification 07
1.2.2 Constitution 08

1.3 Défauts des transformateurs 09

1.3.1 Défaut d'isolement de la partie active 10
1.3.2 Amorçage diélectrique entre spires 10
1.3.3 Court-circuit entre spires 10
1.3.4 Amorçage du corps insérable du régleur en charge 10
1.3.5 Décharges Partielles 11
1.3.6 Point chaud interne au transformateur 11
1.3.7 Coupure du circuit électrique 11
1.3.8 Déformation géométrique des enroulements 11

1.4 Analyse de défaillances et choix de la partie du transformateur à surveiller 12

1.4.1 Analyse de l'emplacement des défaillances 12
1.4.1 Analyse des modes de défaillance 13
1.4.3 Analyse des causes de défaillance 13
1.4.4 Analyse des effets externes 14
1.4.5 Choix de la partie du transformateur à surveiller 15

1.5 Surveillance industrielle 15

1.5.1 Définition 15
1.5.2 Dégradation 16
1.5.3 Défaillance 16
1.5.4 Panne 16
1.5.5 Détection 17
1.5.6 Diagnostic 17

1.6 Classification des méthodes de surveillance 19

1.6.1 Méthodes de surveillance avec modèle 20
1.6.2 Méthodes de surveillance sans modèle 21
1.6.3 Application dans les transformateurs 21
1.6.4 Choix de la méthode de surveillance appropriée 22

1.7 Diagnostic de l'état des transformateurs 23

1.7.1 Principales méthodes de diagnostic. 23

1.7.1.1 Technique d'analyse des Gaz Dissous (DGA)..... 23
1.7.1.2 Analyse de Réponse en Fréquence (FRA)..... 24
1.7.1.3 Mesure des Courants de Polarisation et de Gé-polarisation (PDC)..... 24
1.7.1.4 Spectroscopie du Domaine de Fréquence (FDS)..... 24
1.7.1.5 Mesure de la Tension de Récupération (RVM)..... 25
1.7.1.6 Analyse des Furanes et Degré de Polymérisation..... 25
1.7.1.7 Méthode Thermographique..... 26
1.7.1.8 Emissions Acoustiques …..... 26
1.7.2 Analyse comparative..... 26
1.7.3 Choix de la technique de diagnostic appropriée…..... 27

1.8 Conclusion du chapitre..... 28

Chapitre 2 : Etude et contribution à la conception d'une télésurveillance des transformateurs

..... 29

2.1 Introduction..... 30

2.2 Stratégies de modélisation des transformateur orientées FRA..... 30

2.2.1 Classification des modèles orientés FRA...... 32
2.2.2 Modélisation de la réponse fréduentielle FRA…..... 33
2.2.3 Description du modéle RLC mutuellement couplé..... 34
2.2.3.1 Équations du schéma équivalent adopté..... 34
2.2.3.2 Représentation matricielle des équations du modèle..... 35

2.3 Diagnostic des transformateurs à partir de l'analyse de la réponse fréquentielle FRA..... 37

2.3.1 Analyse de la réponse fréquentielle FRA..... 37
2.3.2 Principe du test FRA..... 38
2.3.3 Application..... 39
2.3.4 FRA hors ligne, en ligne et le choix du type de test approprié..... 39
2.3.5 Types de connection FRA..... 39
2.3.5.1 Circuit-ouvert (End-to-End open Circuit) 40
2.3.5.2 Court-circuit (End-to-End Short Circuit) 40
2.3.6 Choix du type de connexion appropriée..... 40
2.3.7 Schéma de principe du test FRA..... 41
2.3.8 Analyse et détermination des déformations dans les enroulements par la méthode FRA..... 41

2.4 Etude de conception de la plateforme embarquée pour la télésurveillance des transformateurs..... 43

2.4.1 Etat de l'art des systèmes embarqués pour la surveillance des transformateurs..... 43
2.4.2 Principe de conception de la plateforme embarquée de télésurveillance..... 46
2.4.2.1 Automatisation de la méthode de diagnostic FRA..... 46
2.4.2.1.1 Auto génération du signal de test FRA..... 47
2.4.2.1.2 Generateur de signaux à synthése d'amplitude..... 47
2.4.2.2 Conditionnement du signal issu du test FRA..... 49
2.4.3 Schéma de principe global du prototype proposé..... 49

2.5 Acquisition de données 50
2.5.1 Mesure du signal de la réponse en courant de l'enroulement test 50
2.5.2 Conditionnement de la réponse en courant de l'enroulement test 51
2.6 Transmission de données sans fils 51
2.7 Traitement de données 52
2.8 Conclusion du chapitre 53
Chapitre 3 : Automatisation de la modélisation des enroulement de transformateurs ... 54
3.1 Introduction 55
3.2 Modèle équivalent de l'enroulement du transformateur 58
3.3 Interprétation de la morphologie du signal FRA 59
3.3.1 Réponse en basse fréquence (sous-bande LFR) 61
3.3.2 Réponse en moyenne fréquence (sous-bande MFR) 62
3.3.3 Réponse en haute fréquence (sous-bande HFR) 63
3.4 Description de la méthode « FRA-SMI » proposée pour automatiser la modèlisation 63
3.5 Auto-construction du modèle équivalent de l'enroulement du transformateur 65
3.5.1 Auto-extraction des fréquences de résonance et le nombre de sections 65
3.5.2 Auto-détermination de la resistance et de l'inductance équivalente R_{dc}, L_{eq} 65
3.5.2.1 Auto-extraction de la résistance équivalente R_{dc} 65
3.5.2.2 Auto-extraction de l'inductance équivalente L_{eq} 66
3.5.3 Auto estimation des inductances propres et mutuelles l_s et $M_{i,j}$ 67
3.5.3.1 Auto- restriction de l'espace de recherche des inductances propres et mutuelles 67
3.5.4 Auto estimation des capacités séries et shunts C_s et C_g 69
3.5.4.1 Auto-restriction de l'espace de recherche des capacités C_s et C_g 70
3.6 Application expérimentale de la méthode proposée « FRA-SMI » 72
3.6.1 Cas pratique 01 73
3.6.2 Cas pratique 02 77
3.7 Conclusion du chapitre 82
Chapitre 4 : Conception de la plateforme embarquée, implementation sur Arduino 84
4.1 Introduction 85
4.2 Développement du prototype proposé 86
4.2.1 Structure générale de la plateforme embarquée sans fils 87
4.2.2 Mesure des parcmètres (grandeurs) physiques utilisés 88
4.2.2.1 Mesure de la température 88
4.2.2.2 Mesure du courent électrique 89
4.2.2.3 Mesure de la tension électrique 90

4.2.2.4 Mesure du niveau de l'huile 91
4.2.2.5 Mesure du courant de test FRA 91
4.2.3 Conditionnement des signaux de mesure 92

4.3 Réalisation pratique du générateur de signal sinusoïdale pour le test FRA 93
4.3.1 Fonctionnement du generateur 93
4.3.2 Mémorisation du signal de test FRA 94
4.3.2.1 Echantillonnage 95
4.3.2.2 La quantification du signal de test FRA 95
4.3.2.3 Codage du signal de test FRA 95
4.3.2.4 Stockage du signal de test FRA 95
4.3.3 Restitution du signal de test FRA 96
4.3.3.1 Adressage de la mémoire 97
4.3.3.2 Horloge du compteur d'adressage 97
4.3.3.3 Conversion numérique analogique 99
4.3.4 Schéma globale de la réalisation pratique du GSSA 100

4.4 Implémentation de la plateforme 102
4.4.1 Acquisition et traitement des données 102
4.4.1.1 FPGA 102
4.4.1.2 PICs de MICROCHIP 102
4.4.1.3 ATmega 328 Arduino 103
4.4.2 Transmission sans fils des données 104
4.4.2.1 La norme IEEE 802.11 104
4.4.2.2 La norme ZigBee 105
4.4.2.3 La norme Bluetooth 105
4.4.2.4 Choix d'une technologie de transmission sans fils 105
4.4.3 Communication série 106
4.4.3.1 Le convertisseur MCP2200 106
4.4.3.2 Le convertisseur FTDI 232 106
4.4.4 Implémentation de la plateforme sur Arduino 107
4.4.4.1 Algorithmes d'acquisition et de traitement de données 108

4.5 Approche de diagnostic proposée 110
4.5.1 Auto éxtraction les paramètres du modèle utilisés 112
4.6.1.1 Auto éxtraction de l'inductance équivalente L_{eq} et ΔL_{eq} 113
4.5.2 Déplacements radiaux des disques 1 et 2 de l'eroulement test 114

4.6 Diagnostic des défauts d'enroulement du transformateur 116
4.6.1 Évaluation de la gravité des défauts radiaux 116
4.6.2 Localisation et évaluation de la gravité des défauts radiaux 116

4.7 Conclusion du chapitre 119

Conclusion générale et perspectives 120

Références bibliographiques 123

1 Liste des figures

Figure 1.1 Structure du système de télésurveillance des transformateurs..... 06
Figure 1.2 Constitution typique d'un transformateur : a) vue générale, b) circuit magnétique, c) détails de la partie active [5] 08
Figure 1.3 (a)Amorçage entre enroulements, (b) Amorçage entre spires..... 10
Figure 1.4 (a) Décharges partielles sur des cales, (b) Coupure suite à la fusion d'un conducteur, (c) Déformation mécanique d'un enroulement..... 12
Figure 1.5 Analyse de l'emplacement des pannes basée sur 112 pannes majeures [8]..... 12
Figure 1.6 Analyse du mode de défaillance basée sur 112 défaillances majeures [8] 13
Figure 1.7 Analyse des causes de défaillance basée sur 112 défaillances majeures [8]..... 13
Figure 1.8 Effets externes des pannes majeures de 112 transformateurs [8] 14
Figure 1.9 Analyse de l'emplacement des pannes de 40 transformateurs mis au rebut [8]..... 14
Figure 1.10 Analyse de l'emplacement des pannes de 72 transformateurs réparés [8] 15
Figure 1.11 Composantes de la surveillance industrielle..... 16
Figure 1.12 Approche unifier pour la surveillance..... 18
Figure 1.13 Surveillance classique et surveillance dynamique..... 18
Figure 1.14 Classification des méthodes de surveillance..... 19
Figure 2.1 Modèle modal du transformateur Vaessen (a) et Wilcox (b) 31
Figure 2.2 Alternatives pour la création d'un modèle à des fins de diagnostic dans FRA..... 32
Figure 2.3 circuit équivalent mutuellement coupler 33
Figure 2.4 Réponse en fréquence mesurée..... 33
Figure 2.5 Réponses en fréquence mesurées avec défauts radiaux..... 38
Figura 2.6 Type de connexion (a) Circuit ouverte, (b) Court-circuit..... 40
Figura 2.7 Schéma de principe de test FRA..... 41
Figura 2.8 Schéma de principe suggéré d'un prototype de télésurveillance des transformateurs..... 46
Figura 2.9 : Série de points échantillonnés..... 48
Figure 2.10 Schéma de principe GSSA..... 48
Figure 2.11 Conditionnement et amplification du signal conçus pour prototype..... 49
Figure 2.12 Schéma synoptique globale de principe du prototype proposé..... 50
Figure2.13 Conditionnement du signal de test mesuré..... 51
Figure 3.1 Étapes de construction du modèle..... 56
Figure 3.2 Modèle de circuit équivalent regroupé d'enroulement de transformateur..... 59
Figure 3.3 Décomposition de la réponse fréquentielle FRA..... 60
Figure 3.4 Représentation graphique de la procédure proposée..... 64
Figure 3.5 Décomposition de la courbe d'impédance $Z(f)_{LFR}$, $X(f)_{LFR}$ et R_{dc} 66

Figure 3.6 Capacité de la méthode proposée à la restriction de l'espace de recherche..... 69
Figure 3.7 Représentation du test FRA expérimentale de l'enroulements réels (Cas 01) 72
Figure 3.8 Courbes FR mesurées à l'état sain de l'enroulement réel (Cas 01) 72
Figure 3.9 Comparaison entre la courbe $X(f)_{LFR}$ mesurée à celle simulée (Cas1).....74
Figure 3.10 Comparaison entre la courbe $X(f)_{HFR}$ mesurée à celle simulée (Cas1).....76
Figure 3.11 Comparaison entre $Z(f)_{FR}$ mesuré et celle estimé par FRA-SMI.....
76
Figure 3.12 Circuit équivalent synthétisé de l'enroulement de transformateur
sous test (Cas 01) par FRA-SMI.....77
Figure 3.13 *Courbe* FR mesurée à l'état sain de enroulements réel (Cas 02) 78
Figure 3.14 Comparaison entre la courbe $X(f)_{LFR}$ mesurée à celle simulée (Cas2) 79
Figure 3.15 Comparaison entre la courbe $X(f)_{HFR}$ mesurée à celle simulée (Cas02) 80
Figure 3.16 Comparaison entre $Z(f)_{FR}$ mesuré et celle simulée (Cas 2) 81
Figure 3.17 Circuit équivalent synthétisé de l'enroulement de transformateur sous test
(Cas 02) par FRA-SMI..... 82
Figure 4.1 Architecture de la plateforme proposée..... 86
Figure 4.2 Schéma synoptique de la plateforme embarquée sans fils, (a) la carte au niveau du
transformateur (b) la réception à la station principale.....88
Figure 4.3 Capteur de température LM35..... 88
Figure 4.4 Capteur de courant (a)ACS712, (b) SZT15-CH-5A..... 90
Figure 4.5 Capteur de tension (a) LV 100, (b) module ZMPT101B 2MA 91
Figure 4.6 Capteur de niveau de l'huile module ultrasonique HC-SR04..... 91
Figure 4.7 Méthode proposée pour la mesure de courant de test FRA 92
Figure 4.8 Capteur de détection de courant 10uA-100mA, erreur de 0,05% TIPD135..... 92
Figure 4.9 Chaine de conditionnement des signaux de mesure…..... 93
Figure 4.10 (a) Chaîne de programmation du signal de test FRA, (b) Chaîne de reproduction du
signal de test FRA..... 94
Figure 4.11 Quantification d'un signal..... 95
Figure 4.12 Horloge réalisé par CD4046 [125] 98
Figure 4.13 Configuration du convertisseur dans le système en mode unipolaire [125] 99
Figure 4.14 Schéma électronique de la réalisation pratique du GSSA [125] 100
Figure 4.15 Variation du signal de test :DC (a), Amplitude (b), Fréquence (c)..... 101
Figure 4.16 Arduino NANO..... 103
Figure 4.17 Classement en fonction de la portée du signal..... 104
Figure 4.18 Le module Wi-Fi ESP8266 106
Figure 4.19 Module convertisseur d'UART/ USB FT232R 106

Figure 4.20 Schéma global de la plateforme..... 108
Figure 4.21 Algorithmes d'acquisition et de traitement de données..... 109
Figure 4.22 Interface graphique..... 110
Figure 4.23 Diagramme proposé d'un diagnostic autonome des déplacements radiaux des enroulements de transformateurs..... 112
Figure 4.24 Modèle équivalent de l'enroulement et sa réponse FRA (a), basse fréquence (b)..... 113
Figure 4.25 Radial displacements (5, 10, 20 and 30 mm) of the disc1 (a) and disc2 (b)..... 114
Figure 4.26 Caractéristique de $\Delta\Psi_{ocnf}$ par rapport à ΔL_{eq} pour la sévérité des déplacements radiaux des disques 1 et 2..... 115
Figure 4.27 Caractéristique de $\Delta\Psi_{ocnf}$ par rapport à ΔL_{eq} des disques 1 et 2..... 117

2 Liste des tableaux

Tableau 1.1 Défauts des transformateurs retenus et leurs types..... 09
Tableau 3.1 Valeurs estimées des inductances (mH) (Cas 1) 74
Tableau 3.2 Valeurs estimées des capacités (pF) (Cas1) 76
Tableau 3.3 Comparaison entre les fréquences propres mesurées et celles estimées à l'aide du FRA-SMI 77
Tableau 3.4 Valeurs estimées des inductances (Cas 2) 79
Tableau 3.5 Valeurs estimées des capacités (Cas 2) 81
Tableau 3.6 Comparaison entre les fréquences propres mesurées et celles estimées à l'aide du FRA-SMI..... 82
Tableau 4.1 Table d'onde (ROM) contient les échantillons du signal sinusoïdal..... 86
Tableau 4.2 Bandes de fréquence [125] 98
Tableau 4.3 Variation de $\Delta\Psi_{ocnf}$ en fonction de ΔL_{eq} des déplacements radiaux..... 118

Liste des abréviations

FRA :	Frequency response analysis
SFRA :	Sweep frequency response analysis
IFRA :	Impulse frequency response analysis
FEM :	Méthode des éléments finis
U_i ou U_{in}:	La tension d'excitation d'entrée mesurée à une borne de l'enroulement
U_o :	La tension de réponse de sortie mesurée à l'autre borne de l'enroulement
I_i :	Le courant d'entrée (injectés)
I_o ou I_{out}:	Le courant de sortie mesuré à l'autre borne de l'enroulement
R_o :	La résistance du câble de mesure coaxial
Z :	L'impédance
V_p :	La tension dans l'enroulement primaire
I_p :	Le courant dans l'enroulement primaire
V_s :	La tension dans l'enroulement secondaire
I_s :	Le courant dans l'enroulement secondaire
R :	La résistance
L :	L'inductance
C :	La capacité
f :	Fréquence
ω :	Pulsation
$\|Z\|$:	Module impédance
ω_0 :	La pulsation de résonance
B :	Bande passante
$u(x, j\omega)$:	La tension distribuée sur l'enroulement
$i(x, j\omega)$:	Le courant distribué sur l'enroulement
f_0 :	La fréquence de résonance
r_g :	Résistance interne de générateur
l_s :	L'inductance propre
M_{ij} :	L'inductance mutuelle entre les disques i et j.
$\mathrm{C_g}$:	Capacité shunt
$\mathrm{C_s}$:	Capacité série
R_s:	Résistance en parallèle avec la capacité série
$i_{\mathrm{C_g}}$:	Courant dans la capacité shunt
$i_{\mathrm{C_s}}$:	Courant dans la capacité série
U :	Vecteur de courant
I :	Vecteur de tension
[C] :	La matrice de capacités
[L] :	La matrice des inductances
$Re(Z)$:	La partie réelle de l'impédance
$Im(Z)$:	La partie imaginaire de l'impédance
$z_N, z_N{}^*$:	Paire de zéro complexe conjugué

$p_{N+1}, p_{N+1}{}^{*}$: Paire de pôle complexe conjugué
BA : L'algorithme de chauve-souris 'Bat algorithm'
O_{cnfs} : Fréquences de résonance correspond un circuit ouvert
ΔO_{cnfs} : Variation des fréquences de résonance correspond un circuit ouvert
S_{cnfs} : Fréquences de résonance correspond un court-circuit
ΔS_{cnfs} : Variation des fréquences de résonance correspond un court-circuit
R_{dc} : Résistance mesurée en courant continu
L_{eq} : Inductance à noyau d'air équivalente
C_{geff} : Capacité shunt effective à la masse
CC : Coefficient de corrélation
MM : L'indice max-min
M_{0N} : L'inductance mutuelle équivalente
C_{eq} : La capacité équivalente de l'enroulement
ΔL_{eq} : Variation de l'inductance équivalente
T : La période
T_e : La période d'échantillonnage
VCO : Oscillateur contrôlé par tension
DAC : Converisseur numérique analogique
GSSA : Génerateur de signaux a synthèse d'amplitude
f_e : Fréquence d'échantillonnage
f_l : Fréquence de relecture
f_{Clk} : Fréquence de l'horloge
a : Facteur d'accélération/ralentissement de fréquence
GND, Vcc : Alimentation
CLK : Horloge du compteur
Reset : Remet le compteur forcément à « 0 »
IA Intelligence Artificielle
AMDEC Analyse des Modes de Défaillance, de leurs Effets et de leurs Criticité
ADD Arbres De Défaillances
SVM Support Vector Machine
PRBS Pseudo Random Binary Sequence
CEI Commission électrotechnique internationale
CIGRÉ Conseil international des grands réseaux électriques
PDC Mesure des Courants de Polarisation Diélectrique et de Gé-polarisation
FDS Spectroscopie du Domaine de Fréquence
RVM Mesure de la Tension de Récupération
DP Degré de Polymérisation
IRT Thermographe Infrarouge
EA Emissions Acoustiques
PNN Réseau Neuronal Probabiliste
ANN Réseau neuronal artificiel
DWT Transformée en ondelettes discrète
DIP Traitement d'image numérique

SDE	Estimation de la densité spectrale
NDRC	Commission nationale de développement et de réforme
CTN	Coefficient de Température Négatif
HTTP	HyperText Transfer Protocol
SCADA	Système de Contrôle et d'Acquisition de Données
RF	Radio-fréquence
GPRS	General Packet Radio Service
GSM	Global System for Mobile
GSSA	Générateurs de Signaux à Synthèse d'Amplitude
Wi-Fi	Wireless Fidelity
FRA-SMI	Frequency Response Analysis Signal Morphology Interpretation
LFR	Low Frequency Response
MFR	Medium Frequency Response
HFR	High Frequency Response

Introduction générale

Les institutions économiques qui produisent et distribuent de l'énergie électrique œuvrent et investissent afin d'éviter les pannes des transformateurs, qui entraînent une interruption de service et la perte d'équipements coûteux. Une connaissance plus précise de l'état du transformateur est déterminante pour gérer le risque lié à la fiabilité et, bien entendu, pour fournir un service électrique de qualité. À cause de leur répartition géographique et les contraintes de coûts de l'accessibilité des sites, obligent, d'une part à distribuer les données et/ou les traitements. D'autre part, puisque les accès sont distants donnant ainsi lieu à la télécommunication. Pour cette raison, cette thèse porte sur une contribution à la conception d'une télésurveillance à partir d'une plateforme sans fils embarquée pour la détection de défauts dans les transformateurs. Grâce à la télésurveillance, il est non seulement possible d'identifier, mais aussi de prédire les pannes.

La façon dont les défaillances ou les problèmes mécaniques et électriques survenant dans le circuit magnétique et les enroulements du transformateur se produisent dépend du type et des conditions dans lesquelles il fonctionne. L'important est qu'avant toute défaillance, des signes apparaissent qui peuvent être détectés avec une clarté relative, permettant un diagnostic précoce. La plupart des défaillances peuvent être causés par différentes causes et avoir des symptômes différents. La surveillance et le diagnostic peuvent prévoir et détecter ces défaillances pour éviter les pannes inattendues et coûteuses et des pertes économiques dues à l'interruption du service électrique. Ce qui rend de plus en plus important l'utilisation d'une télésurveillance périodique pour éviter de futurs dommages à plus grande échelle par le biais d'un diagnostic.

La prévention des pannes et le maintien des transformateurs en bon état de fonctionnement est un enjeu important pour les compagnies d'électricité. Par conséquent, il existe un besoin croissant d'outils de télésurveillance et de télédiagnostic non invasifs pour évaluer l'état interne des transformateurs. La surveillance et sa composante principale le diagnostic occupent une place fondamentale, en glissant de plus en plus vers des applications de surveillance dynamique et par conséquent, vers le pronostic. Pour cette supervision, une proposition d'un système de télésurveillance permettra de connaître et de suivre l'état du transformateur afin de pouvoir apporter des informations pour garantir le fonctionnement sans aucune panne.

C’est un sujet multidisciplinaire qui couvre un axe de recherche concernant un grand nombre de spécialités scientifiques, telles que l’électronique, l’automatique, l’électrotechnique, la télécommunication, l’informatique et l’intelligence artificielle. Notre contribution s’est orientée précisément vers la mise au point d’un système embarqué de télésurveillance dynamique, en abordant des problématiques liées à la détection autonome dynamique et au diagnostic préventif de défauts dans les transformateurs. Les techniques de l'intelligence artificielle et les systèmes embarqués ont ainsi constituées la colonne vertébrale de nos études, avec des travaux allant de l'étude théorique, l’implémentation et le test de nouveau outil de télésurveillance dynamique, jusqu'à le prototypage pour la validation expérimentale.

Notre travail majeur correspond à l'étude et à la conception d'une plateforme embarquée autonome sans fils pour la détection de défauts dans les enroulements des transformateurs. Afin d’étudier ce système, il est nécessaire de connaître ; toutes les informations disponibles sur les transformateurs, comprendre leur comportement et les méthodes utilisées dans ce domaine, telles que ; la modélisation et les méthodes de synthèse, de mesure et de diagnostic… etc., elles se focalisent sur la surveillance en fonction de l'évaluation de l'état des transformateurs pour la détection des défauts et la gestion de la maintenance notamment la maintenance préventive. Par conséquent, il devrait être de choisir : le modèle représentant bien le comportement du transformateur, la meilleure méthode de diagnostic, ainsi qu'une approche pour la détection précise des défaillances. Cette plateforme de télésurveillance ainsi suggérée, doit informer le centre de supervision de manière périodique de toute anomalie détectée, garantir et préserver la sûreté de fonctionnement du transformateur, afin, d’accroître la productivité et réduire l’intervention répétitive du personnel de maintenance qui demande parfois un long déplacement.

Motivé par toutes ces raisons, on a prévu de focaliser notre intérêt, de point de vue méthodologique, sur la formulation de plusieurs problématiques. Leurs solutions constituent la valeur ajoutée de cette thèse qui se compose de quatre parties.

Afin de présenter nos travaux pour étudier la mise en œuvre de la plateforme embarquée sans fils, nous allons commencer dans le premier chapitre par la présentation des généralités sur les transformateurs, leurs constitutions et leurs principaux types de défauts afin de choisir la partie du transformateur à surveiller. Ensuite, une généralité sur le domaine de la surveillance et du diagnostic des transformateurs pour focaliser par la suite nos propos sur la sélection de la méthode de surveillance et de diagnostic convenables que nous considérons important d’affirmer notre point de vue.

Par la suite, l'étude pour la conception de la plateforme a fait l'objet du deuxième chapitre, pour cela nous avons commencé par la présentation de la modélisation de la méthode de diagnostic utilisée, afin de choisir le modèle équivalent adéquat. Puis, nous avons présenté d'une manière détaillée le principe de la méthode de diagnostic choisie. A la fin, des études pour la conception de la plateforme embarquée sans fils, de l'acquisition et de la transmission de données sans fils sont proposées.

Le troisième chapitre de cette thèse a porté sur la présentation d'une nouvelle méthode d'auto-synthèse dynamique autonome (FRA-SMI). Parmi toutes les méthodes existant dans le domaine de la construction du modèle équivalent, la méthode proposée semble la plus adaptée aux exigences de la télésurveillance dynamique autonome. Car la contrainte majeure des autres méthodes est qu'elles font appel à des mesures supplémentaires souvent difficile à réaliser pour déterminer les paramètres du modèle équivalent de l'enroulement. En effet, ces mesures sont accompagnées par une expertise humaine utilisant des appareils spéciaux et assez couteuse, condition indésirable dans notre cas d'une plateforme embarquée autonome sensée de tester le transformateur d'une manière automatique avec un minimum d'intervention humaine. Cette partie de la thèse est donc consacrée à l'identification des paramètres à l'état sain d'une façon automatique et autonome basée exclusivement sur l'interprétation de la morphologie du signal de la réponse fréquentielle (FRA) de l'enroulement sujet de diagnostic. Le plus grand avantage de la méthode proposée est la restriction automatique et dynamique de l'espace de recherche des paramètres, ainsi qu'une robustesse accrue sur la précision de construire un modèle équivalent unique. Cet avantage est mis en évidence à travers un développement d'une auto-synthèse qui nous permet de justifier le choix de l'approche de diagnostic et le modèle convenable à adopter.

Le quatrième chapitre de ce manuscrit est consacré à la conception de la plateforme de télésurveillance, elle est constituée de quatre parties principales, dans lesquelles nous avons étudié chaque partie séparément. Après la présentation du système de mesure et de conditionnement des signaux et le choix des capteurs utilisés, nous avons mis en relief la présentation de l'unité d'acquisition et de traitement de données. Par la suite une description succincte de l'unité de télécommunication (transmission sans fils de données). Et de la partie visualisation (réception et affichage de résultats) a été effectuée.

L'automatisation de la méthode de diagnostic utilisée, nécessite une réalisation pratique d'un générateur de signaux à synthèse d'amplitude afin d'avoir un test autonome capable de

prélever une mesure d'impédance de l'enroulement à diagnostiquer. A la fin de ce chapitre, une approche de diagnostic a été proposée, cette dernière permet simultanément la localisation et l'évaluation de la gravité des déformations géométriques radiales dans les transformateurs.

Ce travail permet l'exploitation des avantages de la technique dynamiques autonome de la plateforme sous la forme d'un service d'aide au diagnostic. Les principaux résultats obtenus ainsi que les méthodes mises en œuvre afin d'atteindre les objectifs assignés et ainsi que perspectives de recherche proposées sont présentées dans la conclusion générale.

Chapitre1 :

Surveillance et diagnostic de l'état des transformateurs

1.1 Introduction

Aujourd'hui, les transformateurs constituent une partie importante des équipements des services publics du monde entier et une alimentation électrique fiable dépend de leur fonctionnement sans défaut. Le transformateur est exposé souvent à des défauts de fonctionnement. Par conséquent, leur surveillance et leur diagnostic deviennent deux tâches essentielles pour assurer leur maintenance et la continuité de la production électrique**.**

La prévention des pannes et le maintien des transformateurs en bon état est un enjeu important pour les compagnies d'électricité. Par conséquent, il existe un besoin croissant d'outils de surveillance et de diagnostic non invasifs pour évaluer l'état des transformateurs. C'est une tâche complexe, en raison du grand nombre de variables à considérer. Par conséquent, il est nécessaire de connaître leur état intégral, en évaluant l'état de leur isolation, des enroulements et de l'huile diélectrique pour définir quand effectuer un certain type de maintenance et ainsi essayer de prolonger leur durée de vie [1]. Pour réduire les coûts de maintenance, minimiser les réparations coûteuses et éviter l'arrêt de fonctionnement du transformateur, une mise en œuvre d'une stratégie de surveillance est devenue une nécessité, elle permet une détection précoce des défauts mécaniques et électriques. Cela facilitera l'intervention réparatrice qui anticipe tout arrêt définitif et minimise les temps d'arrêt [2].

Plusieurs recherches scientifiques ont actuellement focalisé leurs travaux sur les approches et les procédures permettant l'optimisation de la fiabilité des transformateurs. En effet, la plupart des investigations récentes ont été orientées vers le diagnostic. Utilisant plusieurs méthodes pour indiquer une défaillance existante ou naissante.



Figure 1.1. *Structure du système de télésurveillance des transformateurs*

La télésurveillance des transformateurs nécessite l'implémentation d'un système de diagnostic proactif, rapide et réactif, elle permet, aussi, une communication sécurisée avec une bonne fiabilité pour une meilleure gestion de la maintenance (Figure. 1.1). Notre travail porte

sur le développement d'un système embarqué (la plate-forme) sans fils pour une télésurveillance prédictive. Cette dernière est considérée comme une étape fondamentale de la fonction télémaintenance pour pouvoir limiter le nombre de visites d'actions périodiques des transformateurs.

Dans le présent chapitre, on mettra en relief certaines caractéristiques techniques et opérationnelles des transformateurs, ainsi que les différentes méthodes de surveillances et de diagnostics appropriés pour l'évaluation des états de fonctionnement, afin de choisir la démarche la plus adéquate pour une meilleure surveillance de l'ouvrage.

1.2 Généralités sur les transformateurs de puissance

La norme NF EN 60071-1 définit le transformateur de puissance comme : « un appareil statique à deux enroulements ou plus qui, par induction électromagnétique, transforme un système de tension et courant alternatif en un autre système de tension et de courant de valeurs généralement différentes à la même fréquence dans le but de transmettre de la puissance électrique. » [4].

Ils ont été utilisés pour la première fois dans l'industrie de l'énergie électrique en 1883 avec la première implémentation d'une ligne de transport monophasée par K. Zipernowki, M. Deri, O. Blathy et al... à Budapest avec un appareil de 15 kVA, 1500/300 V. Mais le premier transformateur industriel de mêmes caractéristiques a été construit et breveté par le Russe Michal Doliwolski en 1891 qui travaillait à AEG Berlin (entreprise d'électricité générale de Berlin) [3]. Plusieurs types de transformateurs coexistent aujourd'hui, en fonction de leur usage et de leur rôle précis. Certains aspects fonctionnels tels que l'isolation, le refroidissement, la puissance ont contribué à l'évolution de la technologie des transformateurs [4, 5].

1.2.1 Classification

Dans cette section, nous allons présenter les aspects généraux des transformateurs et leur classification, cette dernière peut se faire selon plusieurs critères à savoir :

- Typologies de construction : Transformateurs immergés ;
  Transformateurs secs ;
  Transformateurs à isolation gazeuse.
- Systèmes d'enroulements : Deux enroulements ;
  Trois enroulements ;
  Auto-transformateur.
- Matériaux de l'enroulement : Cuivre ;
  Aluminium.
- Forme du circuit magnétique : A noyau ;

A coque.

• Matériaux du noyau : Acier à grains orientés ;
Alliages.

• Application (utilisation) : Élévateur de tension (Sortie de centrale) ;
Abaisseur de tension (Interconnexion, Distribution) ;
Auto-transformateur.

• Type d'installation : Intérieur (cabine) ;
Extérieure (sur poteau).

• Contexte d'utilisation : Réseaux électriques (production, transport, distribution) ;
Applications industrielles (four, stations ferroviaires, …).

1.2.2 Constitution

Les transformateurs, rencontrés dans la pratique, sont presque exclusivement triphasés. Ils se composent généralement de quatre parties [4] :

• Un circuit magnétique fermé constitué de colonnes et culasses, supérieures et inférieures ;

• Un circuit électrique comprenant les enroulements primaires et secondaires et leurs isolations

• Des organes mécaniques, de support, de manutention, de refroidissement ;

• Des organes de sécurité contre les défauts internes et externes à l'appareil.

Quel que soit le type de transformateurs de puissance, ils se composent généralement des parties principales suivantes (Figure 1.2) :

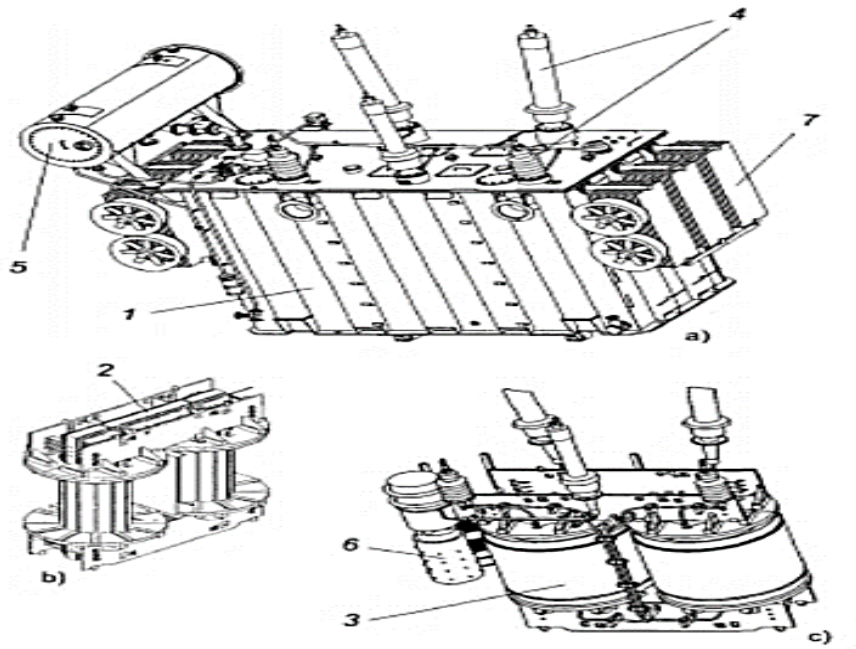


Figure 1.2 : *Constitution typique d'un transformateur : a) vue générale, b) circuit magnétique, c) détails de la partie active* [4]

1) La cuve où l'ensemble des enroulements et le noyau sont placés. La cuve est remplie d'un fluide (généralement l'huile minérale) ;

2) Le noyau qui est composé de tôles en matériaux ferromagnétiques empilées et séparées entre elles par du vernis. Cette configuration permet de réduire les pertes fer (pertes par courant de Foucault et perte par hystérésis) ;

3) Les enroulements, montés sur le noyau sont conçus avec un conducteur généralement en cuivre, entourés de papier imprégné dans l'huile (transformateur immergé) pour séparer les spires les unes des autres,

4) Les bornes de traversée basse et haute tension qui peuvent être respectivement isolées par de la porcelaine et du papier imprégné d'huile ou de résine époxy ;

5) Le conservateur d'huile permettant le remplissage complet de la cuve et réduisant au minimum de la surface entre l'huile et l'air ;

6) Le changeur de prises est utilisé pour régler la tension en fonction de la charge sur le réseau, en ajoutant ou en retranchant des spires des enroulements ;

7) Les groupes de refroidissement, pour dissiper la chaleur et maintenir le transformateur à des températures acceptables. Le mode de refroidissement varie d'un transformateur à un autre selon le niveau de puissance, les exigences et l'utilisation du client.

1.3Défautsdestransformateurs

Le Tableau 1.1 ci-dessous illustre des échantillons relativement typiques des principaux défauts des transformateurs de puissance nécessitant une réparation. De plus, ces défauts couvrent l'essentiel des défaillances qui peuvent affectés les transformateurs [6-7].

Catégorie de défaut	Type de défaut
Diélectrique	Isolement de la partie active
	Amorçage diélectrique entre spires, sans court-circuit
	Court-circuit entre spires
	Amorçage du corps insérable du régleur en charge
	Décharges Partielles
Electrique	Point chaud interne au transformateur
	Coupure du circuit électrique
Mécanique	Déformation géométrique des enroulements

Tableau 1.1 : *Défauts des transformateurs retenus et leurs types*

Les défauts diélectriques sur les régleurs en charge, les enroulements et les traversées forment environ 79 % des défauts majeurs sur les transformateurs [6-7].

1.3.1 Défaut d'isolement de la partie active

Le défaut d'isolement de la partie active est caractérisé par la perte, ou la très forte diminution, d'isolement d'un circuit électrique par rapport à son environnement, dont il doit être normalement isolé. Typiquement ce cas est rencontré dans les situations suivantes :

* Amorçage entre enroulements normalement isolés entre eux (Figure 1.3a).
* Amorçage entre la masse et un enroulement, une connexion ou une traversée.

1.3.2 Amorçage diélectrique entre spires

C'est un amorçage entre spires d'un même enroulement, sans que les conducteurs soient mis en court-circuit entre eux (Figure 1.3b). L'isolant entre ces spires est donc dégradé, voire détruit, localement.

1.3.3 Court-circuit entre spires

Le court-circuit entre spires est caractérisé par le contact électrique anormal entre des spires d'un même enroulement qui devraient être normalement isolées entre elles. Ce défaut peut aller jusqu'à la fusion du cuivre des conducteurs, et l'ouverture du circuit électrique dans certains cas.

1.3.4 Amorçage du corps insérable du régleur en charge

L'amorçage du corps insérable, ou commutateur, d'un régleur en charge provoque généralement des courts-circuits importants dans un petit volume.



(a) (b)

Figure 1.3 :*(a) Amorçage entre enroulements, (b) Amorçage entre spires* [7].

1.3.5 Décharges Partielles

Les décharges partielles, sont un phénomène local de micro décharges dues à une faiblesse de l'isolant. Un exemple entre des cales de bobinages est visible sur la (Figure 1.4a). Les décharges en elles-mêmes sont rarement destructives, mais leur évolution peut l'être. Car à terme le carbone conducteur, qu'elles génèrent peut se propager et diminuer la tenue diélectrique entre certains éléments sous tension et ainsi aller jusqu'à provoquer un amorçage.

1.3.6 Point chaud interne au transformateur

Un point chaud est caractérisé par l'échauffement local interne d'une connexion précise du transformateur. Les points chauds peuvent classiquement former des morceaux solides de carbone, qui sont conducteurs. Typiquement les points chauds peuvent venir de mauvais contacts du circuit électrique chauffant alors anormalement, comme sur des connexions au niveau des brasures, ou sur des contacts mobiles du régleur en charge. Ils peuvent être aussi provoqués par des courants de Foucault induits anormaux circulant dans des pièces non prévues pour cela, qui chauffent alors anormalement, comme : des tôles du circuit magnétique ou des isolants en défaut de la partie active, hors enroulements.

1.3.7 Coupure du circuit électrique

La plupart des cas de coupure d'un circuit électrique sont le résultat d'un défaut interne, suite à :

- Un amorçage de puissance entre spires, qui les fusionne et coupe le conducteur.
- Un point chaud qui dégénère, au niveau des brasures des connexions internes, pouvant aller du débrasage jusqu'à la fusion du contact (Figure 1.4b).
- Un mauvais alignement d'un régleur.

1.3.8 Déformation géométrique des enroulements

Il est possible mécaniquement de déformer les enroulements d'un transformateur, généralement suite à des courts-circuits extérieurs qui provoquent des courants extrêmement élevés, qui par voie de conséquence génèrent des forces de Laplace très importantes. Il est possible de déformer un enroulement (Figure 1.4c), ce qui fragilise inévitablement son isolement papier se trouvant au contact des conducteurs, sans nécessairement avoir d'amorçages entre spires ou à la masse. Un transformateur avec une telle déformation mécanique peut dans certains cas fonctionner à son régime nominal. Il reste néanmoins fragilisé et il n'est absolument pas certain qu'il puisse ainsi tenir des perturbations de courts-circuits ou de surtensions ultérieures sans amorcer.

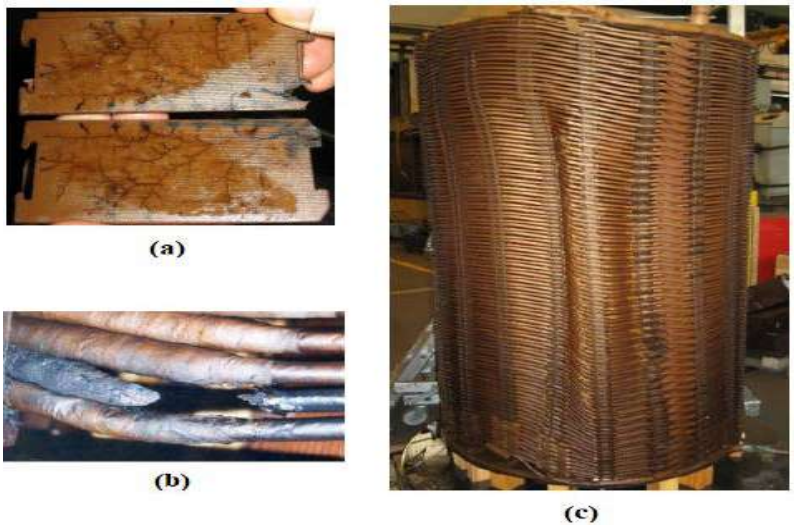


Figure 1.4 ***:(a)*** *Décharges partielles sur des cales,* ***(b)*** *Coupure suite à la fusion d'un conducteur,* ***(c)*** *Déformation mécanique d'un enroulement* [7].

1.4 Analyse de défaillances et choix de la partie du transformateur à surveiller

Afin de sélectionner la partie du transformateur à surveiller, nous avons fait appel à un précieux travail d'analyse réalisé par Tenbohlen et al [8].

1.4.1 Analyse de l'emplacement des pannes

Les pannes majeures proviennent de plusieurs composants du transformateur. Le changeur de prises et les enroulements sont avec un tiers chacun, et ce sont les principales raisons des pannes majeures. Les traversées, les sorties de plomb et le noyau sont répertoriés avec un pourcentage mineur comme raison des pannes majeures [9] (Figure 1.5).

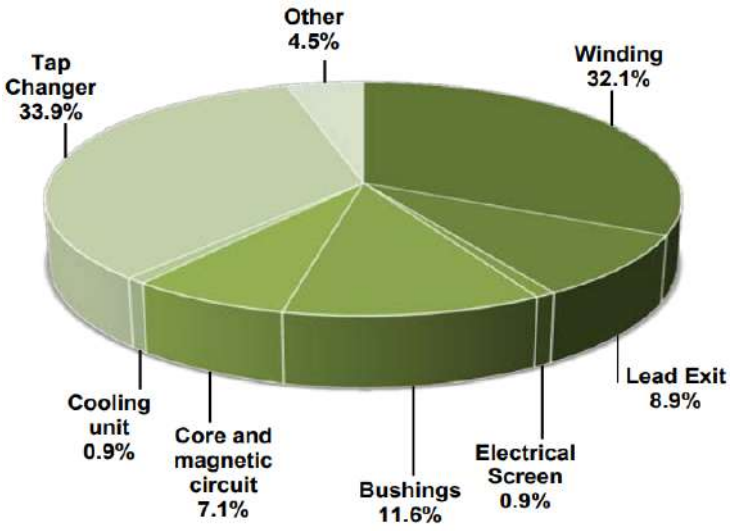


Figure 1.5 : *Analyse de l'emplacement des pannes basée sur 112 pannes majeures* [8]

1.4.2 Analyse des modes de défaillance

Des informations sur le mode de défaillance ont également été collectées dans le questionnaire qui décrit la nature de la défaillance illustrant ce qui s'est réellement passé lors de la défaillance. Les définitions des modes de défaillance sont conformes à [10]. Une panne électrique signifie un circuit ouvert, un court-circuit, un mauvais contact, une détérioration de la terre, un potentiel flottant. Il n'y a pas de mode de défaillance unique. Les catégories diélectrique et électrique sont avec 27% chacune les plus dominantes (Figure 1.6).

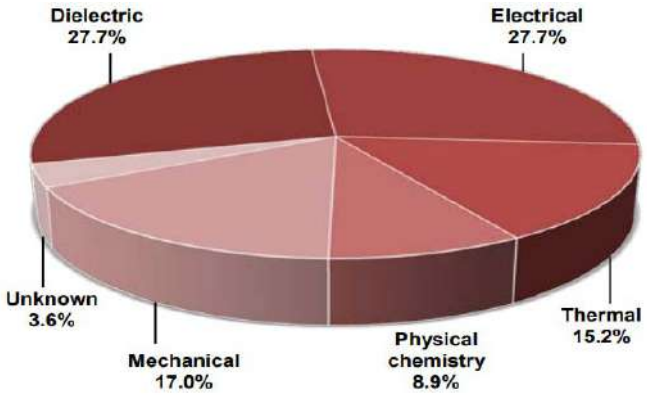


Figure 1.6 : *Analyse des modes de défaillance basée sur 112 défaillances majeures* [8]

1.4.3 Analyse des causes de défaillance

Les circonstances de la conception, de la fabrication ou de l'exploitation qui ont conduit à l'échec sont analysées. Parce qu'il est assez difficile de déterminer la cause première d'un échec, 25% sont des causes inconnues. Parmi les différentes causes de défaillance du vieillissement du transformateur est avec une contribution de 17,9% la plus mentionnée (Figure 1.7).

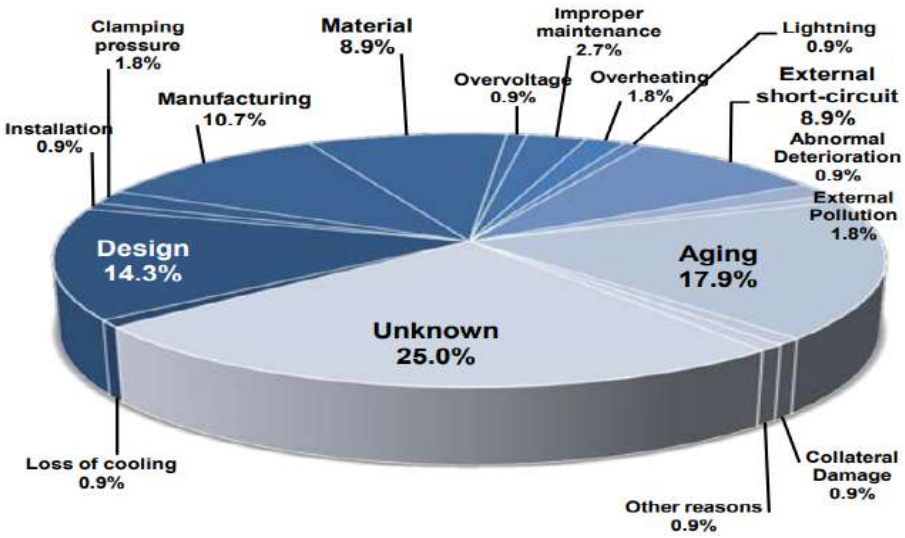


Figure 1.7 : *Analyse des causes de défaillance basée sur 112 défaillances majeures* [8]

En remarque que la conception et la fabrication sont souvent mentionnées comme une cause de défaillance. L'impact de cette cause n'apparait sur le transformateur qu'après plusieurs années d'exploitation. La foudre et la surtension sont presque négligeables comme cause de panne. Une explication est que presque tous les transformateurs sont protégés par des parafoudres.

1.4.4 Analyse des effets externes

Les différents effets externes causons des pannes du transformateur sont indiqués sur la (Figure 1.8). La plupart des défaillances majeures n'entraînent pas d'effets externes (88,4%). Certains autres effets externes détectés dans certains cas sont « Incendie et explosion » avec 6,3% et avec2,7% respectivement.

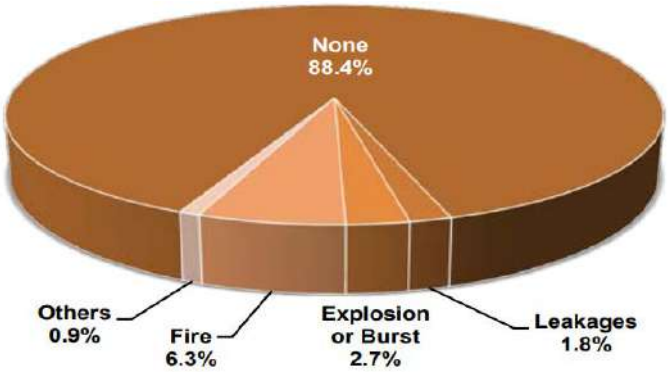


Figure 1.8 : *Analyse des effets externes des pannes majeures de 112 transformateurs* [8]

Les (Figures 1.9 et 1.10) montrent l'emplacement de défaillance des transformateurs mis au rebut et réparés respectivement.

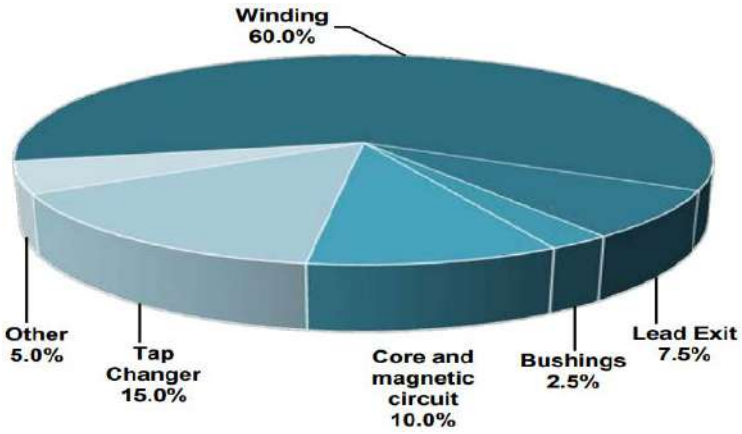


Figure 1.9 : *Analyse de l'emplacement des pannes de 40 transformateurs mis au rebut* [8]

En raison de l'impact des défaillances d'enroulement, cela conduit normalement à une situation où le transformateur défaillant est mis au rebut. D'autre part, les défaillances du changeur de prises et des traversées sont normalement réparées.

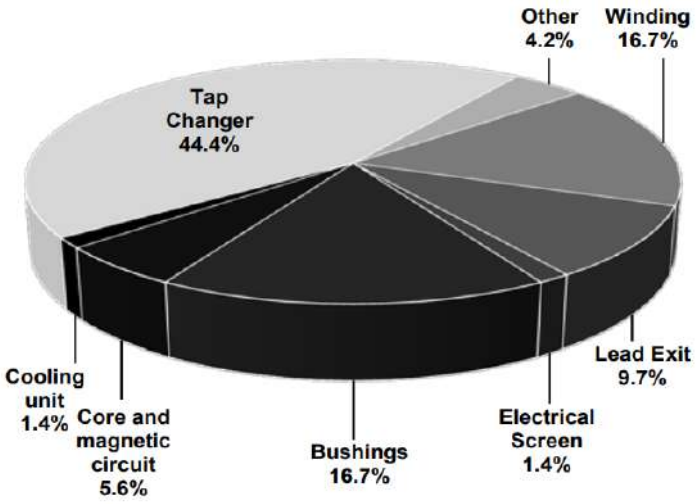


Figure 1.10 : *Analyse de l'emplacement des pannes de 72 transformateurs réparés* [8]

1.4.5 Choix de la partie du transformateur à surveiller

D'après l'analyse réalisé précédemment, les données de défaillance des transformateurs peuvent être analysées et interprétées pour divers types de transformateurs en termes de lieux de défaillance, de causes de défaillance, de modes de défaillance, d'effets externes et de taux de défaillance des transformateurs. Les anomalies de changeur de prises et les enroulements sont les principales raisons des pannes majeures. En plus, les pannes d'enroulement conduisent généralement à la mise au rebut du transformateur, tandis que, les pannes du changeur de prises et des traversées sont principalement réparées. Pour cette raison, et comme le taux de défaillance des enroulements est relativement élevé, nous avons choisi de travailler sur la surveillance et le diagnostic des enroulements du transformateur. Ces derniers relèvent de la catégorie de défaillance interne du transformateur, ils nécessitent une méthode de surveillance non invasive et non destructive, c'est l'objet principal de ce travail de recherche.

1.5 Surveillance industrielle

1.5.1 Définition

La fonction surveillance en continu de l'évolution de l'équipement à travers des données quantifiables et qualifiables permet ainsi de prévenir un dysfonctionnement avant qu'il n'arrive et d'écarter les fausses alarmes pour éviter de prendre de fausses décisions de maintenance. Dans un grand nombre d'applications industrielles, une demande croissante est apparue en matière de remplacement des politiques de surveillance curative par des stratégies de surveillance préventive [11]. Cette mutation d'une situation où on « subit les pannes » à une situation où on « maîtrise les pannes », nécessite quelques moyens technologiques ainsi que la

connaissance de techniques d'analyse appropriées [12,13]. De nombreux auteurs ont abordé le domaine de la surveillance industrielle mettant ainsi en évidence l'intérêt croissant manifesté par la communauté scientifique et les industriels par rapport à cette problématique [14-17]. Des définitions ont été extraites à partir des références suivantes [11] : [18-20].

1.5.2 Dégradation : Une dégradation représente une perte de performances d'une des fonctions assurées par un équipement.
Si les performances sont au-dessous du seuil d'arrêt défini dans les spécifications fonctionnelles de cet équipement, il n'y a plus dégradation mais défaillance.

1.5.3 Défaillance : Une défaillance est l'altération ou la cessation de l'aptitude d'un ensemble à accomplir sa ou ses fonctions requises avec les performances définies dans les spécifications techniques.

1.5.4 Panne : Une panne est l'inaptitude d'une entité (composant ou système) à assurer une fonction requise.

La défaillance correspond à un événement et la panne à un état. Sur le plan temporel, la défaillance correspond à une date et la panne à une durée comprise entre la date d'occurrence de la défaillance et la date de fin de réparation.

La surveillance est un dispositif passif, informationnel, qui analyse l'état du système et fournit des indicateurs. La surveillance consiste notamment à détecter et classer les défaillances en observant l'évolution du système, puis à les diagnostiquer en localisant les éléments défaillants et en identifiant les causes premières (Figure 1.11).

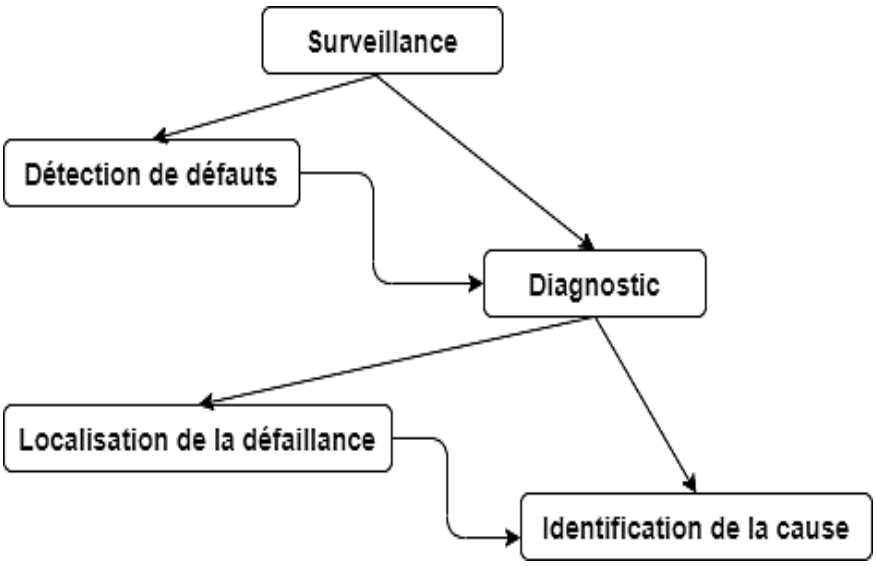


Figure. 1.11 : *Composantes de la surveillance industrielle* [11]

En général, le terme « surveillance » couvre la mesure des paramètres de base avec des alarmes de seuil. En d'autres termes, l'intégration et la collecte de données, avec certaines fonctions de contrôle locales et l'alerte précoce des symptômes de défaillance naissante peuvent être décrites comme une surveillance. Elle fournit la première alerte qu'une certaine forme de dégradation du système surveillé a dépassé une valeur de seuil précédemment établie [21]. La surveillance se compose donc de deux fonctions principales qui sont la détection et le diagnostic [11] (Figure 1.11).

1.5.5 Détection

Pour détecter les défaillances du système, il faut être capable de classer les situations observables comme étant normales ou anormales.

Étant donnée le manque d'information qui caractérise généralement les situations anormales. Une simplification communément adoptée consiste à considérer comme anormale toute situation qui n'est pas normale.

1.5.6 Diagnostic

L'objectif de la fonction diagnostic est de rechercher les causes et de localiser les organes qui ont entraîné une observation particulière. La fonction de diagnostic se décompose en deux fonctions élémentaires : localisation et identification des causes. La localisation permet de déterminer le sous-ensemble fonctionnel défaillant tandis que l'identification de la cause consiste à déterminer les causes qui ont mené à une situation anormale.

A partir de l'observation d'un état de panne, la fonction diagnostic est chargée de retrouver la faute qui en est à l'origine. Ce problème est difficile à résoudre. En effet si, pour une faute donnée, il est facile de prédire la panne résultante, la démarche inverse qui consiste à identifier la faute à partir de ses effets, est beaucoup plus difficile. Une défaillance peut généralement être expliquée par plusieurs fautes. Il s'agit alors de comparer les observations pour fournir la bonne explication. Pour surveiller en continu l'évolution d'un système et déterminer les causes des événements indésirables, il semble donc intéressant d'utiliser au mieux toutes les informations disponibles, qu'elles soient numériques (données capteurs), ou symboliques (historiques, environnements, réparations effectuées, …). On retrouve donc dans la littérature le terme "d'approche unifié" pour la surveillance (Figure 1.12), qui caractérise les systèmes de surveillance prenant en compte les données numériques et symboliques :

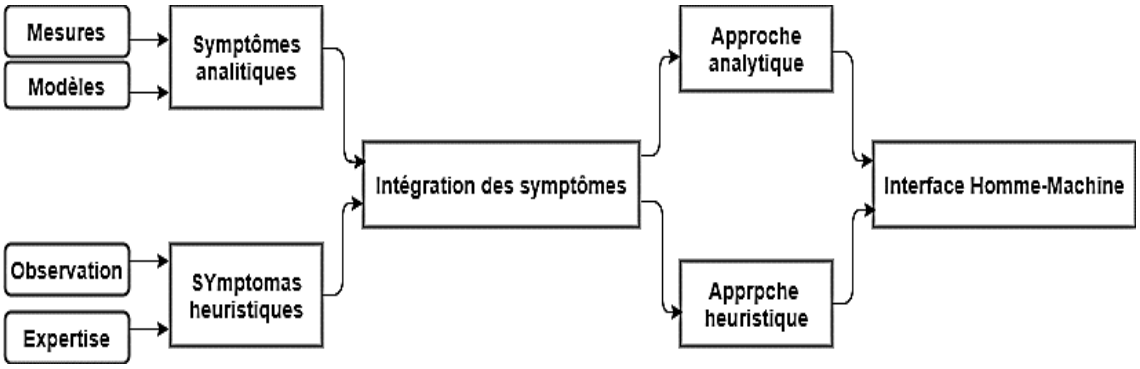


Figure. 1.12 : *Approche unifiée pour la surveillance* [11]

Avec l'approche analytique, on considère les informations quantifiables issues d'un modèle fournissant des symptômes analytiques. L'approche heuristique permet de compléter la première en prenant en compte les informations qualitatives sur les systèmes surveillés tirées de l'expertise humaine [11].

- Surveillance prédictive (dynamique) : Comme pour la surveillance classique, la surveillance prédictive est un dispositif passif, informationnel, qui analyse l'état présent et passé du système et fournit des indicateurs sur les tendances d'évolution futur du système. La surveillance prédictive se compose de : la Détection prédictive (dynamique) et du Diagnostic prédictif, appelé aussi pronostic (Figure 1.13).
- Détection prédictive (dynamique) : La détection prédictive consiste à prédire une défaillance future. En d'autres termes, le but de la détection prédictive est de détecter une dégradation au lieu d'une défaillance.
- Diagnostic prédictif (pronostic) : L'objectif du diagnostic prédictif est d'identifier les causes et de localiser les organes qui ont entraîné une dégradation particulière (Figure 1.13).

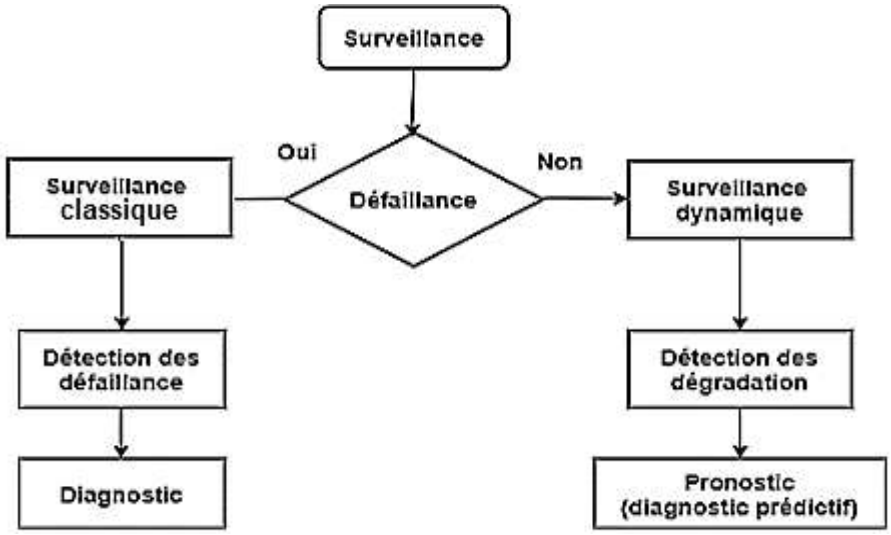


Figure. 1.13 : *Surveillance classique et surveillance dynamique* [11]

1.6 Classification des méthodes de surveillance

Les méthodologies de surveillance sont généralement divisées en deux groupes : méthodologies de surveillance avec modèle et sans modèle [11, 22] :

- Les premières se basent sur l'existence d'un modèle formel de l'équipement et utilisent généralement des techniques de l'Automatique [13].
- Les techniques de surveillance sans modèle sont divisées en deux parties :

- La première partie correspond aux outils statistiques de Traitement du Signal qui sont généralement qualifiés d'outils de traitement de bas niveau, parce qu'ils sont en contact direct avec le signal capteur, et ne servent généralement que pour la génération d'alarmes brutes, sans aucune information concernant leur signification. Les outils statistiques établissent des tests sur les signaux d'acquisition, tests qui ne sont capables d'assurer que la fonction détection de défaillances.
- La deuxième partie est celle des techniques dites de haut niveau et qui sont plutôt orientées vers la communication avec l'expert. Celles-ci représentent les techniques de l'Intelligence Artificielle (IA) et servent comme outil de base pour l'aide à la décision. Leur réponse est donc plus élaborée que celle des techniques de bas niveau et elles sont capables de détecter, interpréter (association à un mode) et diagnostiquer les défaillances (Figure 1.14).

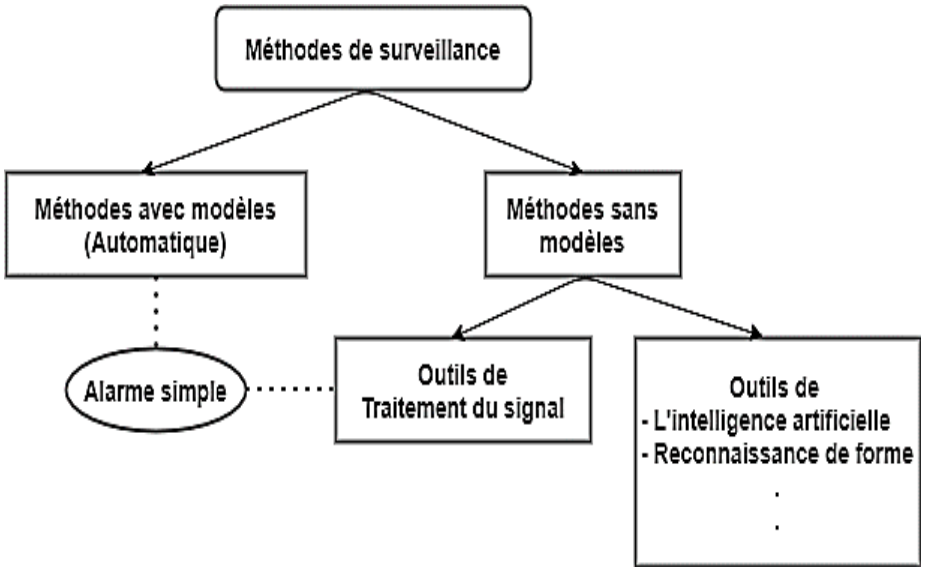


Figure 1.14 : *Classification des méthodes de surveillance* [11]

Les méthodes de l'Automatique sont par nature proches du système surveillé, puisqu'elles travaillent directement à partir des données issues des capteurs ; elles sont ainsi principalement

utilisées pour la génération d'alarmes. Les méthodes de l'Intelligence Artificielle sont, elles, plus tournées vers la communication avec l'opérateur et se focalisent sur la transformation d'un ensemble d'informations brutes et non reliées entre elles en une information interprétable directement par l'opérateur chargé de la conduite ; elles sont donc utilisées pour l'interprétation des alarmes et l'aide à la décision [12]. D'autres réflexions sur la complémentarité entre ces deux domaines peuvent être trouvées dans [23]. On peut citer également quelques travaux où les deux techniques Automatique/Intelligence Artificielle ont été conjointement utilisées : [24-26].

Compte tenu de la complexité de la tâche de diagnostic, de nombreuses méthodes existent pour réaliser un diagnostic faisant appel à des techniques variées. La partie suivante s'attache à fournir une classification des méthodes de surveillance, en prenant en compte plus particulièrement les critères associés au diagnostic [11, 22].

1.6.1Méthodes de surveillance avec modèle

La catégorie de méthodes la plus utilisée par les industriels à l'heure actuelle est vraisemblablement celle des méthodes par modélisation fonctionnelle et matérielle.

- Les méthodes de diagnostic par modélisation fonctionnelle et matérielle

Le principe de ces méthodes consiste à établir les liens entre les causes initiales des défaillances et leurs effets mesurables. Les méthodes les plus couramment rencontrées sont l'Analyse des Modes de Défaillance, de leurs Effets et de leurs Criticité (AMDEC) et les Arbres De Défaillances (ADD).
Une autre catégorie de méthodes avec modèles est représentée par les méthodes basées sur une modélisation physique des processus surveillés.

- Méthodes de surveillance par modélisation physique

Les méthodes de surveillance avec modèle physique ont pour principe de comparer les mesures effectuées sur le système aux informations fournies par le modèle [27]. Tout écart est alors synonyme d'une défaillance. Les outils de la théorie de la décision sont ensuite utilisés pour déterminer si cet écart est dû à des aléas normaux, comme par exemple le bruit de mesure ou s'il traduit une défaillance du système. Les méthodes avec modèle physique sont les méthodes les plus familières aux automaticiens. En règle générale, ces méthodes peuvent être séparées en deux techniques : techniques de redondance physique et analytique, et techniques d'estimation paramétrique, plus de détails, aux références suivantes : [17, 28-30].

1.6.2 Méthodes de surveillance sans modèle

Nombreuses sont les applications industrielles dont le modèle est difficile, voire impossible à obtenir suite à une complexité accrue ou à de nombreuses reconfigurations intervenantes durant le processus de production. Pour ce type d'applications industrielles, les seules méthodes de surveillance opérationnelles sont celles sans modèle. Deux solutions existent dans ce cas : surveillance avec des tests statistiques du traitement du signal et surveillance par intelligence artificielle. [31- 33].

On distingue donc parmi les modèles symboliques, les méthodes à base de modèles comportementaux, les méthodes de reconnaissance de formes et les méthodes à base de modèles explicatifs [11].

- Les méthodes à base de modèles comportementaux

Ces méthodes se caractérisent par la possibilité notamment de simuler le comportement du système, à partir d'une modélisation de son comportement. Le plus souvent il s'agit de modèles "de bon fonctionnement" qui, contrairement aux modèles numériques, ne sont pas basés sur la physique du système mais sur une considération en termes de mode de fonctionnement.

Ces méthodes regroupent notamment des outils tels que les réseaux de Petri et les automates d'états finis et seront caractérisées par les termes modélisation/simulation.

- Les méthodes de reconnaissance de formes

Ces méthodes regroupent les modèles associatifs et les méthodes de reconnaissances dans le sens où elles sont caractérisées par les termes apprentissage et reconnaissance qui s'appliquent aussi bien aux systèmes de reconnaissance de formes qu'aux systèmes à base de règles tels que les systèmes experts.

Dans ces méthodes, on retrouve principalement des outils tels que les méthodes statistiques de reconnaissance de formes, les réseaux neuronaux, la logique floue, les réseaux neuro-flous, les systèmes experts et le raisonnement à partir de cas.

1.6.3 Application de la surveillance sur les transformateurs

En raison de la nature complexe de la structure des transformateurs, la détermination de l'emplacement exact des défauts est une tâche difficile, en particulier l'identification des défauts mineurs impliquant une petite section de l'enroulement du transformateur. Il a été rapporté dans [30] que le modèle non stationnaire inhérent de formes d'onde de courant de transformateur dans différentes conditions de défaut peut être efficacement classifié en utilisant la fonction de

sélection de fréquence de la transformée en ondelettes. D'autres techniques comme la classification floue [31,32] et dans [33], les réponses des enroulements du transformateur ont été décomposées en composants basse et haute fréquence à l'aide d'une transformée en ondelettes discrète et les caractéristiques du domaine temps-fréquence ont été extraites des composants décomposés, qui ont ensuite été analysées à l'aide de la classification de motif, à savoir Support Vector Machine (SVM), pour l'identification des défauts à moins de 10% de la longueur d'enroulement car il a une signification pratique plus élevée. Pour rendre possible une telle analyse de défaut affinée, une nouvelle technique de modélisation basée sur le domaine temps-fréquence pour les transformateurs a également été proposée dans [34]. Des techniques raffinées telles que l'analyse fractale assistée par SVM [35] et l'approche granulaire grossière utilisant la transformée en ondelettes croisées [36] ont également été utilisées pour l'analyse des défauts d'impulsion du transformateur. Cependant, toutes les études susmentionnées étaient basées sur une défaillance d'isolement statique, c'est-à-dire les défauts qui n'évoluent pas avec la propagation de l'onde de tension impulsionnelle. En raison de l'avancement des techniques de fabrication, la probabilité d'occurrence de défaillance de l'isolation statique pendant les essais d'impulsion est devenue plus faible et la majorité des défaillances qui peuvent survenir sont de nature dynamique, c'est-à-dire les défauts qui surviennent le long de l'enroulement en raison de la propagation de la tension impulsionnelle. Dans un article récent [37], le réseau d'ondelettes a été utilisé pour identifier les défauts dynamiques dans les transformateurs sous excitation impulsionnelle en utilisant les caractéristiques extraites de la séquence de corrélation croisée des courants d'enroulement. Bien que plusieurs méthodes aient été proposées pour l'identification des défauts impulsionnels dans les transformateurs, l'identification précise des caractéristiques des défauts reste un problème ouvert en raison de la structure complexe du système d'isolation composite dans les transformateurs.

1.6.4 Choix de la méthode de surveillance appropriée

La première question à se poser quant au choix d'une méthode de surveillance est la suivante : que savons-nous sur le système où apparaissent des défaillances ? Et plus exactement, possédons-nous un modèle permettant de connaître l'évolution de ce système ? En fonction de la réponse, nous pourrons nous diriger vers l'une des deux familles de surveillance : les méthodes avec modèles ou les méthodes sans modèles.

Sur la base de la classification déjà étudiée et compte tenu de l'importance accordée à la détection autonome des défaillances/dégradations, nos études se positionnent essentiellement dans le cadre de la surveillance proactive, nous avons fait le choix donc de la méthode à base

de modèle physique. Cette méthode de l'automatique est par nature proches du système surveillé, puisqu'elle travaille directement à partir des données issues des capteurs et des mesures ; elle et ainsi principalement utilisée pour la génération d'alarmes. Avec des applications et des développements effectués en évoluant vers la création d'un système de télésurveillance embarqué. Après avoir sélectionné la méthode de surveillance, il est essentiel de choisir une méthode de diagnostic appropriée et facile à mettre en œuvre.

1.7 Diagnostic de l'état des transformateurs

La panne d'un transformateur peut entraîner l'effondrement partiel ou total d'un système électrique. Il existe différentes techniques pour la maintenance et le diagnostic de tels équipements. Sept des principales techniques de diagnostic des transformateurs sont brièvement présentées ci-dessous. Nous avons également décrit leurs principales caractéristiques, leur développement évolutif et en se concentrant sur les techniques à fort potentiel d'application en ligne et en télésurveillance.

1.7.1 Méthodes de diagnostic et choix approprié de la méthode utilisée

Afin de choisir la méthode de diagnostic appropriée, nous avons fait appel à un précieux examen critique réalisé en 2019 par Juan David et al [38]. Dans ce travail, un examen critique des principales techniques de diagnostic utilisées dans les transformateurs de puissance est effectué, décrivant leurs principales caractéristiques, leur développement évolutif, avec une analyse comparative de celles-ci.

1.7.1.1 Technique d'analyse des gaz dissous (DGA)

Le transformateur étant soumis à des contraintes électriques et mécaniques, des gaz sont générés qui sont le résultat de la décomposition des matériaux isolants, du papier et de l'huile, provoquant des changements immédiats et observables pouvant même déterminer des défauts en cours d'évolution. La technique d'analyse des gaz dissous est une méthode qui vise à analyser les gaz générés par les pannes naissantes dans les transformateurs immergés dans l'huile. L'analyse des gaz dissous a commencé en 1960 et est largement utilisée dans le monde pour détecter les pannes dans les transformateurs, différentes techniques d'interprétation apparaissent comme Duval Technique (1974) et Rogers (1978) [39]. Pour l'année 1991, l'Institut des ingénieurs électriciens et électroniciens (IEEE) publie la norme C57.104 avec sa dernière révision en 2008 3. En 1999, la Commission électrotechnique internationale (CEI) publie son

guide d'interprétation des gaz dissous appelé CEI 60599 avec quelques améliorations publiées en 2007 et la dernière révision officielle en 2015.

1.7.1.2 Analyse de Réponse en Fréquence (FRA)

La méthode d'analyse de réponse en fréquence est essentiellement utilisée pour vérifier l'intégrité mécanique des noyaux, des enroulements et des cadres de pression des transformateurs de puissance. Il consiste à mesurer la relation entre le signal de réponse d'un transformateur à un stimulus, pour une large gamme de fréquences et la comparaison avec des mesures de référence ou d'usine [40].

La mesure peut être effectuée avec 3 méthodes différentes : IFRA (Impulse Frequency Response Analysis) une impulsion de tension est injectée dans les enroulements, SFRA (Sweep Frequency Response Analysis) un balayage de fréquence est effectué à l'aide d'un signal de tension sinusoïdal ou les signaux PRBS (Pseudo Random Binary Sequence) avec des algorithmes déterministes et aléatoires sont utilisés pour générer les spectres de fréquence. Ce test de réponse en fréquence a pour méthodologie, de mesurer l'amplitude de l'impédance, l'admittance et les amplitudes de courant dans les enroulements du transformateur dans une gamme de fréquences généralement comprise entre 20 Hz et 5 MHz.

La mesure des transformateurs en bon état ou de fabrication récente peut fournir une sorte d'empreinte digitale ou de schéma de référence, avec lesquels l'équipement sera comparé, après l'apparition d'un défaut ou d'un événement qui aurait pu l'endommager. Les réglementations relatives à la FRA ont été diffusées par le biais d'institutions telles que la CEI, l'ICS 24 et le CIGRÉ 25 [38].

1.7.1.3 Mesure des Courants de Polarisation et de Gé-polarisation (PDC)

L'analyse PDC est une méthode d'essai diélectrique non invasive et non destructive utilisée pour déterminer la conductivité et la teneur en humidité des matériaux isolants dans un transformateur. La mesure PDC est effectuée en appliquant une tension continue à travers l'objet tester pendant un certain temps, dans une plage pouvant aller de 5 minutes à 3 heures selon le nombre de points de prélèvement à prélever pendant le test. Ensuite, la source de tension continue est déconnectée et l'objet de test est court-circuité [38].

1.7.1.4 Spectroscopie du Domaine de Fréquence (FDS)

La méthode de diagnostic FDS est d'un type non invasif qui est responsable de l'évaluation de l'état de l'isolation huile-papier dans le transformateur, sur la base de l'application d'une tension sinusoïdale aux bornes de l'objet à tester, mesurant l'amplitude et la phase du courant

de réponse traversant l'isolant afin de déterminer les paramètres capacitifs du système isolant. Généralement, ce test est accompagné de PDC en raison des plages de fréquences gérées par les deux, PDC pour les basses fréquences et FDS pour les hautes fréquences et il permet de détecter les défauts tels que les pertes, la capacité et le niveau d'humidité dans l'isolant cellulosique. Elle peut également être considérée comme une extension des mesures du facteur de dissipation (tanδ) effectuées à la fréquence nominale. La brochure CIGRÉ 414 et d'autres manuels sont un guide qui explique l'interprétation de FDS. De plus, cette méthode est réalisée dans les limites prévues par les normes internationales telles que la CEI 61620 [38].

1.7.1.5 Mesure de la Tension de Récupération (RVM)

En technique RVM, la fonction principale est de déterminer l'état de l'isolation huile-papier d'un transformateur. Il s'agit généralement d'un test qui peut être complémentaire du test PDC ou FDS. Lorsqu'une tension continue est appliquée à l'isolant, les molécules sont polarisées et orientées dans la direction du champ électrique. L'interrupteur de source CC est ensuite ouvert et un second interrupteur est fermé, permettant un court-circuit entre les bornes de l'isolant testé pendant une courte période (généralement la moitié du temps de charge) dépolarisant partiellement les molécules. Enfin, la troisième et dernière étape se produit lorsque le court-circuit est ouvert, où une tension apparaît aux bornes d'isolement en raison de la charge restante. Il s'agit de la tension de récupération et dépend fortement de l'humidité du système huile-papier du transformateur [38].

1.7.1.6 Analyse des Furanes et Degré de Polymérisation

L'isolation solide du transformateur est en papier composé de fibres de cellulose. Ce dernier est un polymère formé, à son tour, de molécules de glucose. La chaîne polymère moyenne a une longueur de 1 000 à 1 200 molécules de glucose lorsque le papier est neuf, avant son installation dans le transformateur et son séchage en usine ; Une fois ce processus effectué, le papier déjà installé dans le transformateur contient entre 800 et 1000 molécules de glucose. La longueur moyenne de la chaîne cellulosique est appelée degré de polymérisation du papier (DP pour son acronyme en anglais). En vieillissant il y a une décomposition progressive de ces chaînes et donc une diminution de la rigidité mécanique du papier, cela peut provoquer des pannes à l'intérieur du transformateur. De plus, au cours de ce processus, la molécule de glucose se modifie, formant des anneaux de furane, qui ont tendance à migrer vers l'huile et à haute température forment divers composés chimiques associés à des phénomènes thermiques, électriques ou mécaniques dans le transformateur. Le changement de la teneur en furane est le

paramètre le plus important pour déterminer s'il existe la possibilité d'une défaillance qui mérite l'attention [38].

1.7.1.7 Méthode Thermographique (IRT)

Il s'agit d'une méthode réalisée principalement par un outil appelé thermographe infrarouge (IRT-Infrared Thermograph), de nature non invasive qui permet de déterminer la condition de température, et donc de réaliser un diagnostic thermique externe (surcharge, points chauds dans les traversées ou les connexions, etc.) d'un transformateur. Au moyen de la thermographie, les défaillances peuvent être détectées à leur stade précoce telles que l'oxydation d'interrupteurs haute tension, des connexions surchauffées, des défauts d'isolation, des points chauds dans les traversées, des surcharges, etc. la thermographie permet de localiser le problème et d'en établir la gravité [38].

1.7.1.8 Emissions Acoustiques (E A)

Le procédé consiste en la mesure des niveaux d'intensité sonore, c'est-à-dire la détection d'ondes élastiques produites par l'apparition ou la croissance d'un défaut dans un matériau et la conversion de ces ondes en signaux électriques. Pour cela, des capteurs basés sur des transducteurs piézoélectriques sont utilisés, connectés directement au transformateur. L'instrumentation des émissions acoustiques (EA) doit fournir une mesure de la quantité totale d'émission découverte pour effectuer des corrélations et déterminer les défauts. Cette méthode s'applique aux mesures en usine (hors ligne) et sur le site où le transformateur est installé (en ligne). Généralement, les émissions sonores issues des transformateurs proviennent de trois types de sources : du noyau dû à la magnétostriction, du courant circulant dans les enroulements en présence d'un champ magnétique et des équipements externes (ventilateurs, pompes de recirculation et échangeurs de chaleur). D'autres causes peuvent également entraîner des bruits anormaux tels que des décharges statiques, des résonances, des défauts de structure ou des contraintes de court-circuit lors de pannes [38].

1.7.2 Analyse comparative des techniques de diagnostic

Afin d'analyser les techniques de diagnostic présentées précédemment, sur la base de certains critères permettant d'établir une brève analyse qualitative et quantitative en fonction des principales caractéristiques exposées. Ces critères sont décrits ci-dessous :

• Applicabilité : se réfère uniquement au fait que le test est actuellement administré « en ligne » ou « hors ligne ».

• Type de pannes détectables : il mentionne la nature générique des pannes qui peuvent être détectées par l'application de base du test.

• Normes techniques et standards internationaux : il repose sur les réglementations les plus significatives autour du test en question, sans pour autant dire qu'il soit exhaustif, c'est-à-dire qu'il peut exister d'autres normes autour du test à l'étude.

• Type d'accès à l'échantillon ou à la mesure : il repose sur la nécessité d'ouvrir ou de désarmer le transformateur par le test à effectuer (invasif ou non invasif) et si son application se situe directement sur l'élément à analyser ou il nécessite de prélever des échantillons à analyser en laboratoire (par exemple, les tests physico-chimiques de l'huile du transformateur).

• Temps d'exécution moyen requis : il ne s'agit que d'un temps de référence qui découle des exemples et cas présentés dans les références bibliographiques qui décrivent chacune des techniques de diagnostic à comparer.

• Tests complémentaires : il se réfère à lui-même uniquement avec le test en question, il y a un résultat concluant de l'élément à analyser du transformateur, ou au contraire, il est recommandé de compléter ou de comparer le test avec d'autres techniques de diagnostic.

• Équipement d'application de test typique : il met en évidence, en plus des transformateurs, à quel autre équipement le test en question peut généralement être appliqué.

Chacune des techniques étudiées présente des caractéristiques spécifiques qui la conduisent à être appliquée en fonction du type d'étude requis. Cependant, si certaines caractéristiques peuvent être trouvées entre les tests, cela peut contribuer à un facteur différentiel dans le choix de la même chose. Par exemple, seuls quatre d'entre eux ont été appliqués avec succès « en ligne » (DGA, IRT, EA et FRA). Les autres techniques nécessitent toujours la mise hors tension du transformateur, devenant un facteur critique et obligeant les processus de production ou de transmission d'énergie à être suspendus pendant un temps considérable.

L’existence d’un modèle de l’enroulement de transformateur lorsqu’il est en bon état de fonctionnement conditionne l’approche du diagnostic à base de modèles.

1.7.3 Choix de la méthode de diagnostic approprié

Les facteurs qui peuvent être d'un grand intérêt pour les processus de maintenance et de gestion de transformateur sont l'applicabilité, la fiabilité et le temps d'exécution. Le choix de l’application d’une approche de diagnostic dépendra de certaines spécificités du transformateur

et de la disponibilité d'un ensemble d'informations. Il est important de noter qu'en fonction de la partie du transformateur à diagnostiquée qui est l'enroulement, ainsi que du type de panne que nous souhaitons trouver quelle est la déformation géométrique de l'enroulement, nous disposerons également la seule technique de diagnostic la plus adaptée que les autres est la FRA. L'application de l'analyse de réponse en fréquence comme technique de diagnostic des transformateurs se justifie par des études expérimentales récentes montrent qu'elle peut détecter des changements dans l'état de l'isolation, dans les composants non actifs du transformateur tels que la traversée et le réservoir, et les changements dans les enroulements comme mentionné ci-dessus. Pour cette raison, ces dernières années des études intensifiées sur l'analyse de la réponse en fréquence en tant que méthode de diagnostic très sensible pour détecter les changements mineurs dans les enroulements des transformateurs.

1.6 Conclusion

Ce chapitre traite des caractéristiques techniques des transformateurs. Dans celui-ci, certains aspects des transformateurs sont présentés : la constitution, la classification et les types de défauts. Ainsi, le développement d'un système embarqué pour leurs surveillances, consiste à un diagnostic non invasif et non destructif, pour cela ce chapitre aussi traite et analyse :

- **Les défaillances des transformateurs**, afin de choisir les enroulements comme la partie à surveiller.
- **Les méthodes de surveillance**, pour sélectionner le type de surveillance avec modèle physique comme la méthode appropriée. Les méthodes de surveillance avec modèle physique ont pour principe de comparer les mesures effectuées sur le transformateur aux informations fournies par le modèle. Tout écart est alors synonyme d'une défaillance, sont les méthodes les plus familières aux automaticiens.
- **Les méthodes de diagnostic** de l'état des transformateurs, ainsi une étude comparative est montrée dans le but de choisir la FRA pour diagnostiquer l'état des enroulements des transformateurs, à cause de sa sensibilité et de sa capacité de détecter les variations mineures dans la structure des transformateurs.

La surveillance des transformateurs est généralement faite avec des paramètres externes comme la mesure de la température, du courant, de la tension et du niveau d'huile, …etc. Notre travail est basé sur la surveillance de la partie active du transformateur qui est l'enroulement, en utilisant l'analyse de la réponse fréquentielle FRA.

Chapitre 2 :

Etude et contribution à la conception d'une télésurveillance des transformateurs

2.1 Introduction

Précédemment, dans le premier chapitre nous avons présenté un aperçu général sur la surveillance et sur sa composante principale le diagnostic. On a montré qu'il existe plusieurs approches dans la littérature permettant de réaliser des procédures de surveillance pour suivre l'état des transformateurs. En raison de la répartition géographique dispersée et l'inaccessibilité liée à l'emplacement de certains transformateurs, il est difficile de les surveiller individuellement. Ce qui nous oblige à utiliser tous les aspects de la télécommunication pour parer aux contraintes liées à l'inaccessibilité et aux difficultés à réaliser des essais in-situ. Pour cette raison, la mise en œuvre d'une stratégie de télésurveillance est devenue une nécessité et une obligation importante. Afin de fournir un système de télésurveillance et de télédiagnostic. Il est nécessaire de comprendre le comportement du transformateur, de connaître toutes les informations disponibles à leur sujet, ainsi les méthodes sélectionnées dans le premier chapitre, telles que ; la modélisation des transformateurs dédiée au diagnostic par FRA, le diagnostic à partir de l'analyse de la réponse fréquentielle FRA, et la mesure des principaux paramètres de détection de défauts … etc.

La télésurveillance est axée sur l'évaluation de l'état des transformateurs et la détection de défauts pour orienter les décisions de maintenance, elle doit être autonome. Par conséquent, il est important d'étudier la technique de l'automatisation de la méthode de diagnostic FRA afin de l'implémenter sur un système embarqué. Pour ce faire, ce chapitre est organisé comme suit :

- Description de la modélisation des enroulements de transformateur orienté FRA et le choix du modèle approprié à notre problématique.
- Démonstration du diagnostic des enroulements par l'utilisation de la technique FRA.
- Étude de la conception d'une plateforme embarquée, afin de proposer un prototype pour la télésurveillance des transformateurs.

2.2 Stratégies de modélisation des transformateurs orientées FRA

En 1915, la première représentation du transformateur est apparue, réalisée par Weed [41]. Par la suite, différents modèles avec différentes approches et applications ont été développés et présentés [42-44]. L'obtention d'un modèle de transformateur dans une large bande de fréquence est une tâche qui peut conduire à des inefficacités dans la simulation ou à des problèmes dans le calcul des paramètres dus aux complexités des données nécessaires.

Pour la modélisation des transformateurs, il existe deux principaux types de modèles [45], le premier consiste en un modèle de boîte noire, où les paramètres sont basés sur des mesures FRA effectuées en externe au transformateur. Le deuxième modèle consiste en un modèle physique, dans lequel les composants du transformateur sont modélisés en détail et pour cela un réseau de paramètres équivalent de résistances, d'inductances et de capacités est utilisé [46] (Figure 2.1).

Xiaozhen Zhao a mentionné dans [47] que la majorité des études sont basées sur des analyses de simulation utilisant la modélisation par éléments finis 3D (FEM) [48], des modèles mathématiques [49] et des modèles de circuits électriques équivalents [50,51]. Les circuits électriques équivalents comprenaient le modèle de circuit à paramètres localisés [52–56], le modèle de circuit équivalent à un réseau en échelle [57,59], et le modèle de ligne de transmission multi conductrice [60–66].

Parmi ces modèles, le modèle de circuit basé sur des paramètres localisés a été largement adopté dans la littérature pour les études FRA afin d'étudier les impacts de diverses déformations d'enroulement sur la signature FRA du transformateur [56] (Figure 2.1b). Il est donc extrêmement crucial que le modèle de circuit électrique équivalent soit établi avec précision pour refléter la structure physique interne du transformateur. La précision de ce modèle peut être évaluée en comparant la signature FRA du transformateur à celle obtenue par l'analyse de simulation du modèle.

L'impact de divers défauts sur les paramètres électriques du transformateur et la signature FRA sont rapportés dans [67,68]. La corrélation entre les défauts d'enroulement du transformateur et le changement des paramètres électriques à l'aide d'une analyse de simulation qui est validée par des mesures pratiques est étudiée dans [69].

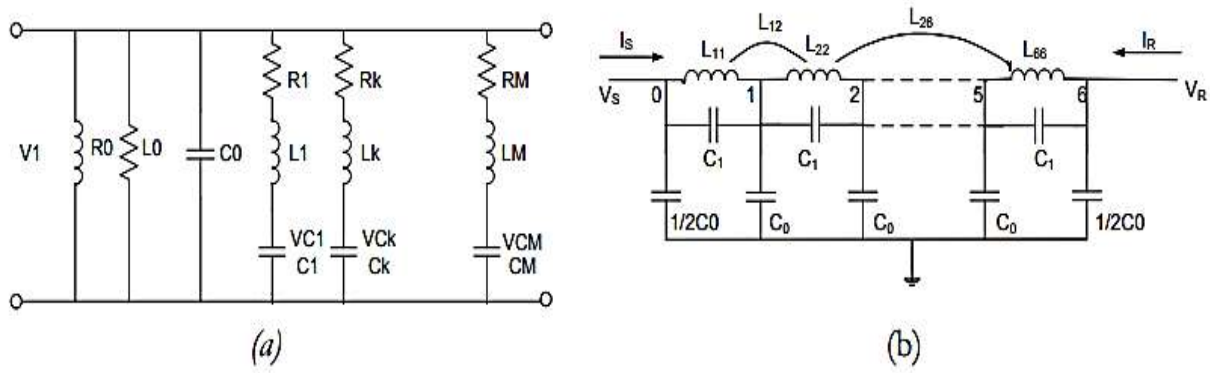


Figure 2.1 : *Modèle de transformateur Vaessen (a) et Wilcox (b)*

2.2.1 Classification des modèles orientés FRA

Les travaux de recherche nécessitent une étude des modèles dont le but est l'interprétation des courbes FRA. Les différents modèles de diagnostic basés sur la technique FRA peuvent être différenciés en deux types, sur la base des deux méthodologies de modélisation prioritaires, décrites dans la (Figure 2.2). La première méthodologie établit un modèle d'identification avec une grande capacité à ajuster la réponse réelle. Dans ce cas, le modèle doit être complété avec la capacité d'interprétation physique à travers les paramètres constitutifs du modèle développé. La seconde méthodologie établit dans un premier temps un modèle basé sur les principes physiques du champ électromagnétique et donc doté d'une interprétation physique. Par conséquent, il est nécessaire, dans un deuxième temps, de concevoir une procédure de calcul garantissant des valeurs des paramètres permettant de simuler la réponse réelle avec une erreur minimale [70-71].

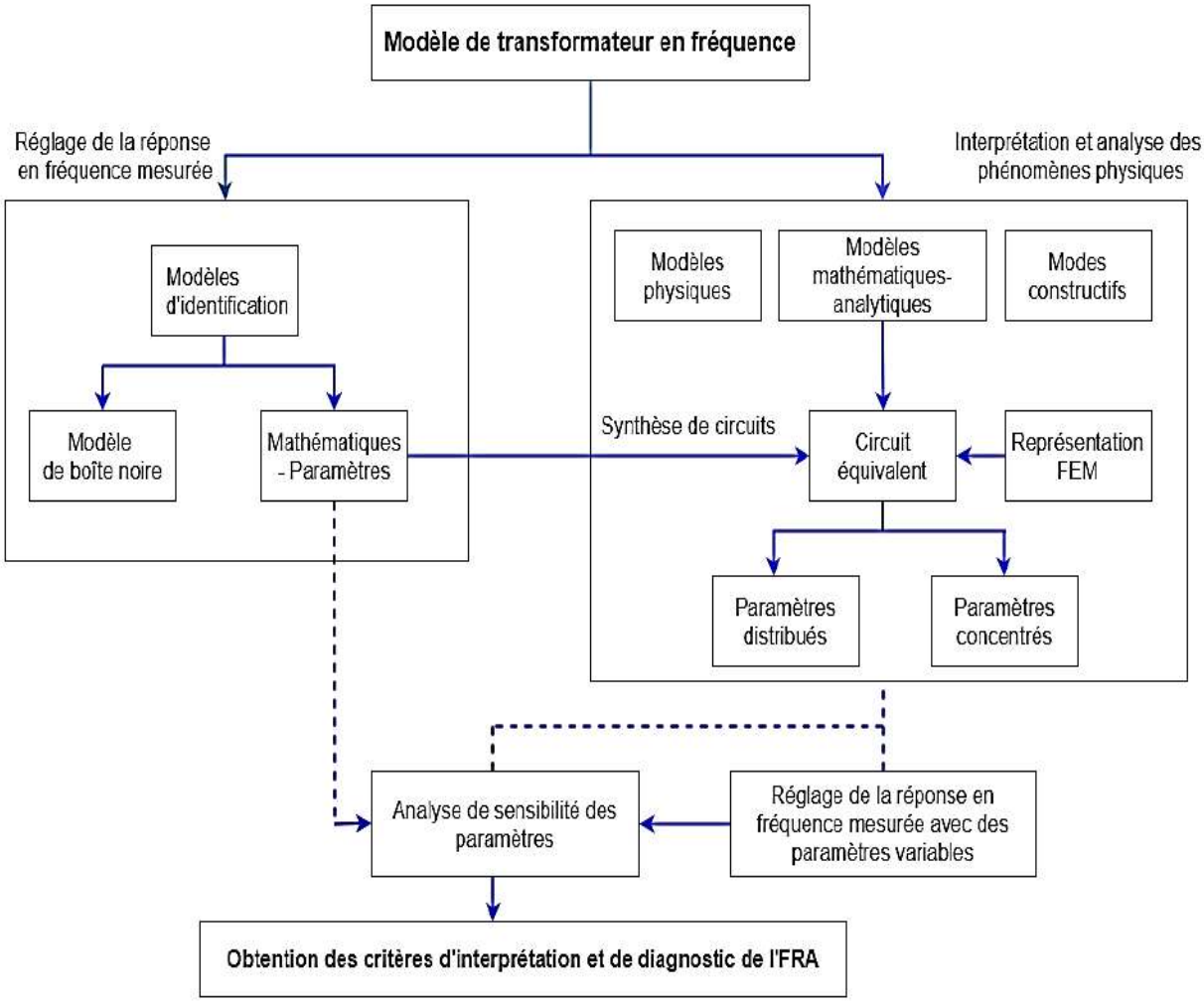


Figure 2.2 : *Alternatives pour la création d'un modèle à des fins de diagnostic par FRA*

2.2.2 Modélisation de la réponse fréquentielle FRA

Les caractéristiques physiques de l'enroulement du transformateur peuvent être représentées par des paramètres électriques pour construire un circuit électrique équivalent. Ces dernières années, le modèle mutuellement couplé a été largement reconnu comme le circuit équivalent reflétant précisément le comportement de l'enroulement du transformateur dans une large gamme de fréquences [72-75].

Le modèle mutuellement couplé se compose essentiellement d'une série de cellules, chaque cellule est composée de trois paramètres électriques, résistance (r), self inductance (L_s), et condensateurs série (C_s) et shunt (C_g) (Figure 2.3). Ce modèle permet de reproduire la courbe de réponse en fréquence obtenue lors d'un test FRA réel (Figure 2.4).

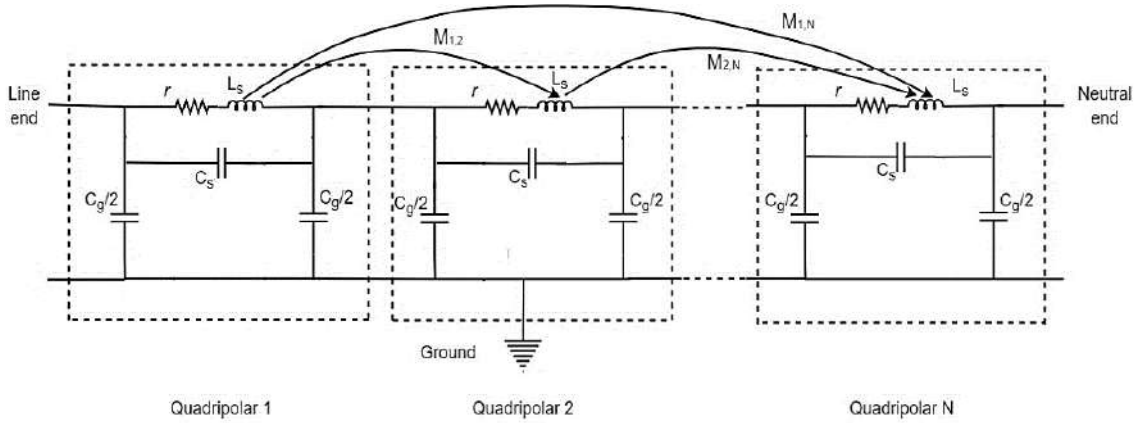


Figure 2.3: *circuit équivalent mutuellement coupler* [76]

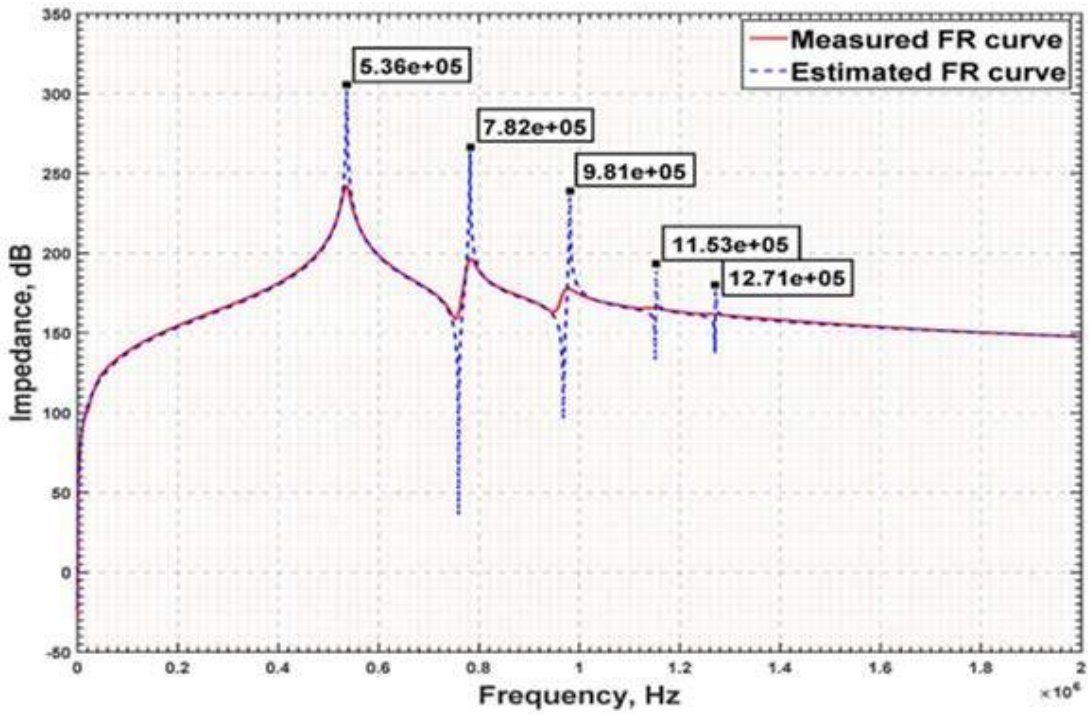


Figure 2.4 : *Réponse en fréquence mesurée* [76]

Les cellules sont composées de trois éléments passifs de base, la résistance représente les pertes de puissance, l'inductance représente le stockage du champ magnétique, la capacité représente le stockage du champ électrique. L'obtention des paramètres électriques, R, L, C de chaque cellule se fait à partir d'une réponse en fréquence mesurée à l'état sain, telle que celle représentée sur la (Figure 2.4), dans laquelle il y a divers pics et creux sur toute la largeur de bande de fréquences. Le modèle sélectionné vise à étudier l'impact de diverses déformations géométriques internes au sein du transformateur sur la signature FRA.

2.2.3 Description du modèle mutuellement couplé

Pour le domaine des basses fréquences, l'enroulement du transformateur se comporte comme une simple inductance où les couplages capacitifs sont négligeables, donc le modèle RL est suffisant pour représenter l'enroulement. Mais au fur et à mesure qu'on monte en fréquences les effets capacitifs ne seront plus négligeables et cela se traduit par une limitation +du domaine fréquentiel du modèle RL. Pour augmenter son domaine de validité il est nécessaire de prendre en compte les effets capacitifs qui se manifestent à des fréquences élevées.

2.2.3.1 Équations du schéma équivalent adopté

L'application des lois de Kirchhoff au circuit représenté sur la (Figure2.3) nous permet d'élaborer les équations aux tensions et aux courants de l'enroulement, dans ce qui suit on donnera un exemple d'un enroulement discrétisé en 6 cellules RLC en cascade [77].

Equations des tensions :

u_0 et i_0 sont respectivement la tension appliquée et le courant à l'entrée de l'enroulement soumis à cette dernière :

$$u_0(t) = U_{max}\sin \omega t = r_g i_0 \qquad (2.01)$$

Avec :

r_g : résistance interne de générateur.

Les équations différentielles des tensions pour l'enroulement du transformateur subdivisé en 6 éléments, sont :

$$u_1 - u_2 - ri_1 = l_s \frac{di1}{dt} + M_{12}\frac{di2}{dt} + M_{13}\frac{di3}{dt} + M_{14}\frac{di4}{dt} + M_{15}\frac{di5}{dt} + M_{16}\frac{di6}{dt}$$

$$u_2 - u_3 - ri_2 = l_s \frac{di2}{dt} + M_{21}\frac{di1}{dt} + M_{23}\frac{di3}{dt} + M_{24}\frac{di4}{dt} + M_{25}\frac{di5}{dt} + M_{26}\frac{di6}{dt}$$

Généralisation :

Pour $1 \leq k \leq 6$

$$u_k - u_{k+1} - ri_k = l_s \frac{di_k}{dt} + \sum_{m=1}^{6} M_{km}\frac{di_m}{dt} \quad \text{avec} \quad m \neq k \qquad (2.02)$$

Equations des courants :

Au nœud (1) à l'entrée du transformateur on a :

$$i_0 = i_1 + i_{cs} + i_{cg/2} \qquad (2.03)$$

$$i_0 - i_1 = i_{cs} + i_{cg/2}$$

Avec :

$$i_{cs} = c_s \frac{d(v_0 - v_1)}{dt} \qquad (2.04)$$

$$i_{cg/2} = c_{g/2}\frac{dv_0}{dt} \qquad (2.05)$$

En introduisant (2.04) et (2.05) dans (2.03) on obtient :

$$i_0 - i_1 = (c_s + c_{g/2})\frac{dv_0}{dt} - c_s\frac{dv_1}{dt}$$

Au nœud (2) correspondant à la tension on a :

$$i_1 - i_2 = -c_s\frac{dv_0}{dt} + (2c_s + c_g)\frac{dv_1}{dt} - c_s\frac{dv_2}{dt}$$

Généralisation :

Pour $0 \leq k \leq 6$

$$i_k - i_{k+1} = c_s\frac{du_k}{dt} + (2c_s + c_g)\frac{du_{k+1}}{dt} - c_s\frac{du_{k+2}}{dt} \qquad (2.06)$$

2.2.3.2 Représentation matricielle des équations du modèle

Après avoir établi les équations régissant le schéma équivalent d'une phase du transformateur, et après l'intégration des équations (2.02) et (2.06) on obtient :

$$\int_0^t (u_k - u_{k+1})dt = \sum_{j=1}^{2n} M_{kj}i_j + R_k\int_0^t i_k\,dt \qquad (2.07)$$

Pour les courants :

$$\int_0^t (i_k - i_{k+1})dt = C_s u_k + (2C_s + C_g)u_{k+1} - C_s u_{k+2} \quad (2.08)$$

Les deux équations ainsi obtenues peuvent se mettre sous la forme condensée suivante :

$$U = C^{-1} \int_0^t \Delta I \, dt \quad (2.09)$$

$$I = L^{-1} \int_0^t (\Delta U - RI) \, dt \quad (2.10)$$

Dont :

$$\Delta I = (I_k - I_{k+1}) \quad \text{et} \quad \Delta U = (U_k - U_{k+1}) \quad (2.11)$$

U et I sont les vecteurs des tensions et des courants :

$$U = \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ U_3 \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ U_n \end{bmatrix} \quad \text{et} \quad I = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix}$$

[C], [L] et [R] sont respectivement les matrices des capacités et des inductances des enroulements.

$$[C] = \begin{bmatrix} C_g + C_{g1}/2 & -C_s & \cdots & \cdots & 0 \\ -C_s & 2C_s + C_{g2} & \vdots & \vdots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & \cdots & 2C_s + C_{gN} \end{bmatrix} \quad (2.12)$$

$$[L] = \begin{bmatrix} L_1 & M_{12} & \cdots & M_{1N} \\ M_{12} & L_2 & \cdots & M_{1N} \\ \vdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ M_{1N} & M_{2N} & \cdots & L_N \end{bmatrix} \quad (2.13)$$

$$[R] = \begin{bmatrix} r_1 & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & r_2 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & r_N \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

2.3 Diagnostic à partir de l'analyse de la réponse fréquentielle FRA

2.3.1 Analyse de la réponse en fréquence

L'analyse de la réponse en fréquence a été lancée dans les transformateurs en 1978 par les ingénieurs E.P. Dick et Clifford C. Erven expliquant comment FRA pouvait être réalisé, et les avantages qu'il avait pour la détermination des paramètres internes du transformateur, en parlant spécifiquement des enroulements [78]. Il s'agit d'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 dommages détectés dans ceux-ci. Le test FRA est basé sur la mesure de la réponse du transformateur dans une large bande de fréquence. Ces réponses fournissent les informations de diagnostic sous la forme d'une fonction de transfert qui est liée à la structure du réseau RLC du transformateur sous test. D'autre part, le réseau RLC représente la géométrie physique et la construction du transformateur [79]. Par exemple, les pannes qui provoquent des changements de forme et de position des enroulements comme des déformations axiales et radiales conduisent à une variation de la capacité ou de l'inductance du réseau RLC. Ainsi, la comparaison de la réponse en fréquence réelle avec une réponse de référence qui est mesurée lorsque le transformateur ne présente aucun problème pourrait révéler des changements dans les caractéristiques des transformateurs et aboutir à un diagnostic de défaut. La réponse de référence est appelée « signature » ou « empreinte digitale » [80].

L'analyse de la réponse en fréquence a reçu une grande attention au cours des dernières décennies, principalement en raison des développements de l'équipement de mesure qui révèle la précision de FRA et la capacité de détection des défauts des transformateurs. En outre, une enquête complète sur la routine d'exécution et d'interprétation de la FRA est une condition préalable à la réglementation d'une norme sur ce sujet. En 2002, l'IEEE a recommandé une méthode avec trois composants principaux, source, référence et mesure. Ce qui précède, en raison d'un accord entre la communauté scientifique, qui est suivi par toutes les entreprises qui fabriquent des instruments de test pour SFRA, publiant la norme C.57-149 28 en 2013 [79]. En 2005, la Commission Nationale de Développement et de Réforme (NDRC) de la République populaire de Chine a publié une norme qui spécifie les exigences de base de l'analyse de la réponse en fréquence sur la déformation de l'enroulement du transformateur [81]. En 2008, le CIGRE a publié un rapport technique qui traite principalement de l'exécution de la procédure du test FRA et de l'interprétation des résultats [82]. En 2012, la CEI a présenté une norme pour

les essais FRA qui traite de la technique de mesure et de l'équipement de mesure à utiliser lorsqu'une mesure de la réponse en fréquence est requise [83]. En 2016, OMICRON a publié un rapport qui couvre le principe des mesures de FRA sur les transformateurs et l'interprétation des résultats [84].

2.3.2. Principe du test

Dans le cas où un enroulement subit une déformation, les paramètres de l'inductance distribuée et de la capacité de l'enroulement change inévitablement, ce qui conduit à un changement de la courbe de l'impédance (Figure 2.5). Pour détecter la déformation de l'enroulement du transformateur par la méthode d'analyse de la réponse en fréquence, la caractéristique de réponse en fréquence d'amplitude de l'enroulement de transformateur doit être testée, la comparaison des résultats d'essai doit être effectuée et, enfin, de juger de la déformation géométrique des enroulements en fonction des différences qui apparaissent dans la courbe de l'impédance en fonction de la fréquence (Figure 2.5).

Le test FRA est obtenu en utilisant la méthode du balayage de fréquences. En changeant continuellement la fréquence de l'onde sinusoïdale de l'alimentation, le rapport de l'amplitude du signal de sortie par rapport au signal d'entrée pour les différentes fréquences est mesuré. La courbe de réponse en fréquence d'amplitude de l'enroulement obtenue est généralement représentée sur un graphique logarithmique comme le montre la (Figure 2.5).

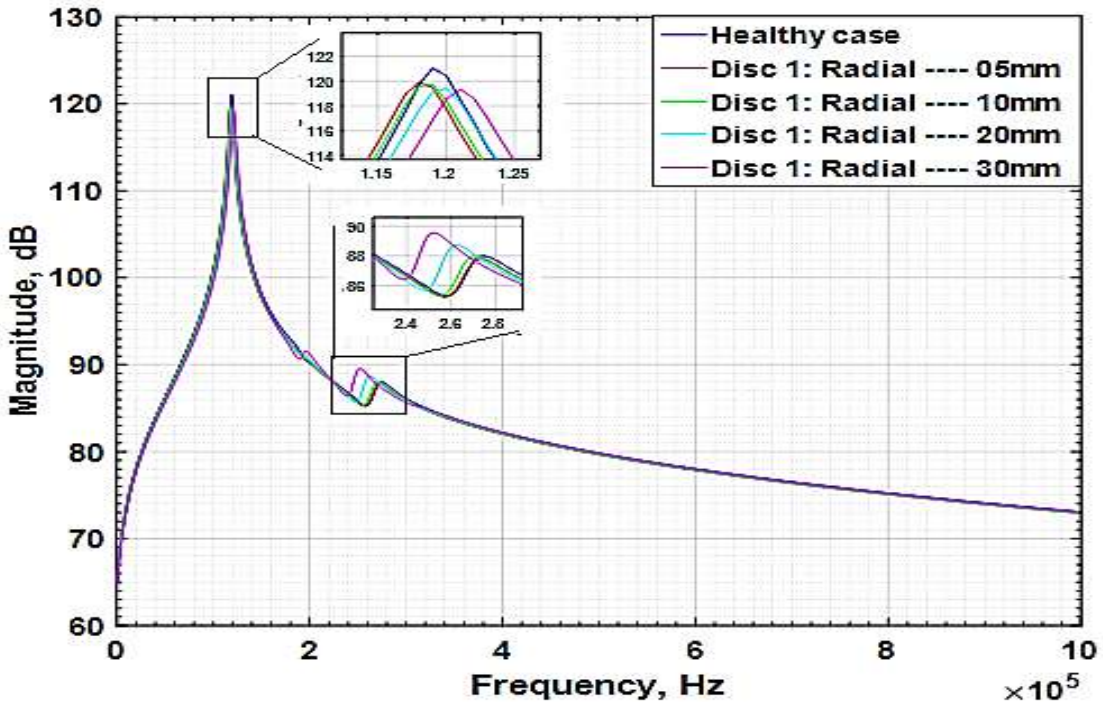


Figure 2.5 : *Réponses en fréquence mesurées avec défauts radiaux* [85]

2.3.3. Application

Il existe deux catégories différentes pour l'application des mesures de réponse en fréquences : en usine et sur le terrain. Dans les deux cas, les procédures et précautions pour générer une bonne mesure sont les mêmes. Cependant, il existe une différence dans la motivation des tests dans chaque catégorie [86] :

Application en usine : Il y a deux raisons pour générer des mesures de réponse en fréquence dans un environnement d'usine :

• Garantie de qualité ;

• Base de référence avant le transport ;

Application sur le terrain : Les deux raisons différentes qui génèrent la nécessité de réaliser l'essai sur le terrain sont :

• Déménagement de l'unité (après le transport depuis l'usine ou le déménagement de l'unité) ;

• Après un incident (foudre, défauts électriques, court-circuit, événement sismique, etc.).

2.3.4. FRA hors-ligne, en ligne et le choix du type de test approprié

La déformation des enroulements n'est pas en général un phénomène a évolution rapide. Elle ne requiert donc pas une surveillance permanente. Ainsi, il n'est pas nécessaire que la surveillance fonctionne en temps réel « On-line ». L'analyse de la réponse en fréquence, pour déterminer un indicateur de l'état de santé des enroulements, peut être réalisée de manière périodique intégrée dans une stratégie de maintenance globale. Donc, dans notre cas, nous avons choisies de suivre et de diagnostiquer l'enroulement de transformateur périodiquement par une surveillance hors ligne (Off-line).

2.3.5. Types de connexions FRA

Pour effectuer une mesure FRA, une tension (fréquence variable) est fournie à une borne du transformateur. La tension mesurée à la borne d'entrée est utilisée comme référence pour le calcul FRA. Un deuxième paramètre (signal de retour) mesuré est généralement une tension prise à travers une deuxième borne du transformateur (qui peut également être un courant mesuré à la borne d'entrée ou à une autre borne de masse). L'amplitude de la réponse FRA sera alors le rapport en décibels entre le signal de réponse et la tension source.
Les configurations de connexion suivantes pour de mesure FRA sont :

2.3.5.1 Circuit ouvert (End-to-End Open Circuit)

Dans le test en circuit ouvert, le signal de référence est injecté dans l'une des bornes des enroulements et la réponse est mesurée à l'autre borne de l'enroulement alors que toutes les autres bornes sont flottantes (Figure 2.6a). Les résultats de cette connexion de mesure sont principalement influencés par les caractéristiques du noyau du transformateur, en particulier dans les basses fréquences. Par conséquent, il est utilisable pour l'évaluation de base [87-89].

2.3.5.2 Court-circuit (End-to-End Short Circuit)

Ce test est effectué comme en circuit ouvert, mais le second enroulement de la même phase est court-circuité (Figure 2.6b), et il est également possible de court-circuiter tous les enroulements adjacents dans les transformateurs triphasés qui aident à avoir une meilleure symétrie. L'effet principal du noyau du transformateur est supprimé dans ce type de connexion. Par conséquent, le test de court-circuit est pratique pour évaluer exclusivement les enroulements [87-89].

2.3.6 Choix du type de connexion approprié

Le type le plus courant est le test en circuit ouvert de bout en bout. Ce type de test fournit des informations à la fois sur l'enroulement et le noyau. Le test de court-circuit de bout en bout est normalement effectué pour des mesures sur site dans lesquelles seuls les problèmes dans la structure de l'enroulement doivent être identifiés. En tant que nous choisissons dans le chapitre précédant de diagnostiquer l'enroulements de transformateur, le test de court-circuit est pratique pour l'évaluer exclusivement, ce qui justifie notre choix (Figure 2.6b).

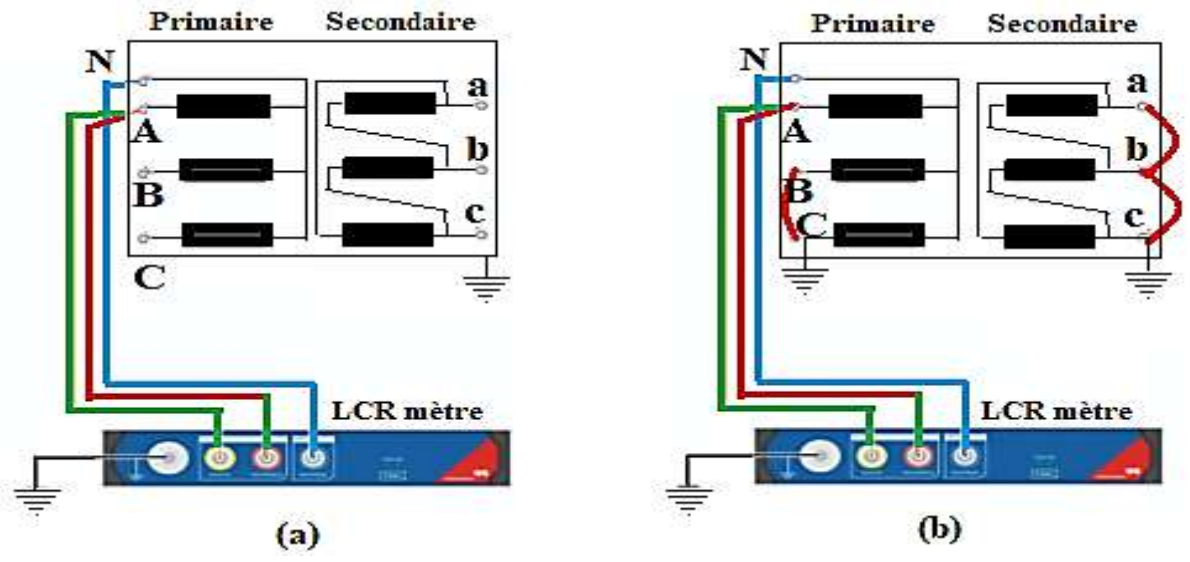


Figura 2.6 : *Type de connexion (a) Circuit ouverte, (b) Court-circuit*

2.3.7 Schéma de principe du test FRA

L'analyse de réponse en fréquence de balayage (FRA) se déroule en appliquant un signal sinusoïdal d'amplitude constante et de fréquence variable à une extrémité de l'enroulement testé. La réponse variera en amplitude et en phase est mesurée à l'autre extrémité de l'enroulement (Figure 2.7).

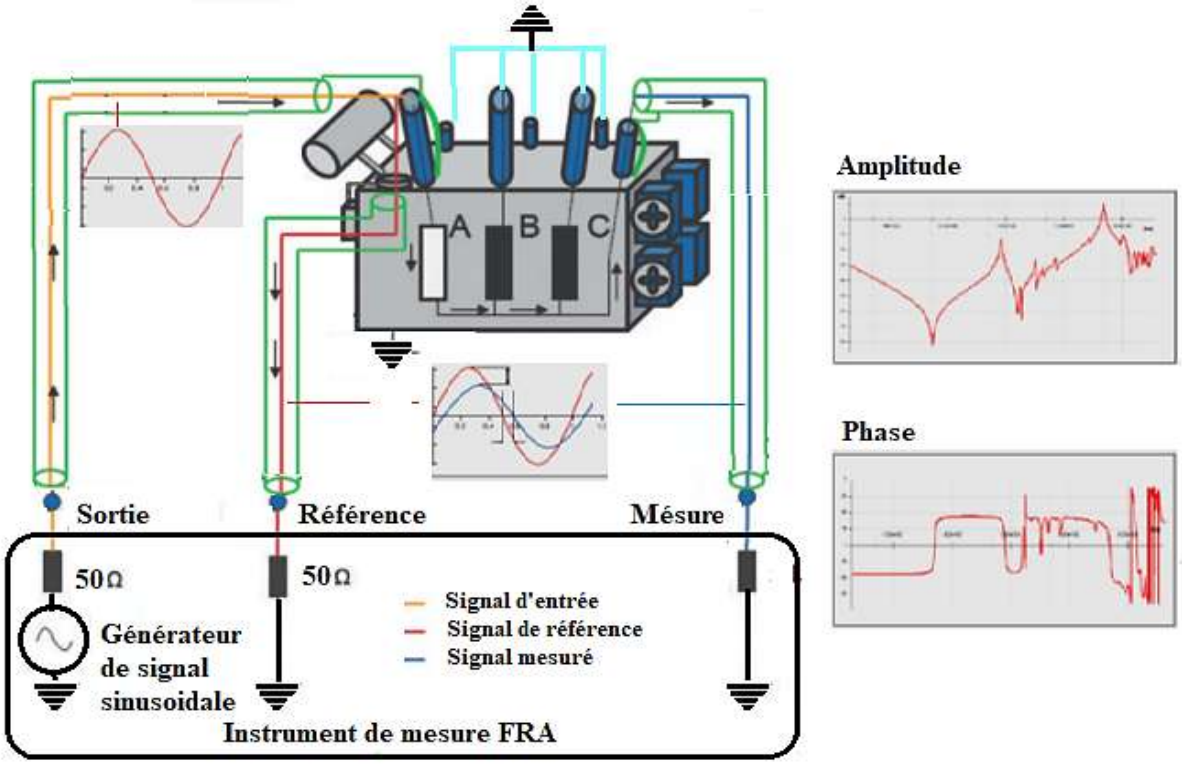


Figura 2.7 : *Schéma de principe de test FRA.*

La configuration de mesure consiste principalement en un instrument de mesure FRA et des câbles de mesure. Étant donné que les câbles ont également une capacité, ceux-ci doivent être mis à la terre. De plus, l'utilisation de fils tressés simples réduira l'impact de l'effet de peau sur les résultats des tests, en particulier à très hautes fréquences. Il existe un certain nombre de méthodes possibles pour présenter les résultats des mesures effectuées à l'aide de la méthode de réponse en fréquence. Le plus répandu est de tracer un graphique de l'amplitude en fonction de la fréquence, utilisant des échelles linéaires et logarithmiques [90] (Figure 2.4 et 2.5).

2.3.8 Analyse et détermination des déformations dans les enroulements par la méthode FRA

L'article [80] explique bien la méthode d'analyse de la réponse en fréquence des transformateurs. Traditionnellement, les résultats réels de FRA sont comparés aux données de référence par une inspection visuelle de spécialistes qui non seulement n'ont pas une précision suffisante, mais aussi dans de nombreux cas, les opérateurs ne sont pas assez habiles pour

évaluer les résultats. Dans les étapes ultérieures, les experts peuvent utiliser des indices mathématiques pour comparer les courbes FRA et trouver leur écart. Par conséquent, de nombreuses recherches ont tenté d'éliminer ou de minimiser les interférences humaines dans la procédure d'analyse des réponses en fréquence.

Dans certaines approches, plusieurs modèles bien connus des enroulements ou des transformateurs sont introduits et le calcul des paramètres ou leur identification est expliqué. Par la suite, différents défauts dans des emplacements variés avec une large plage de gravité sont proposés au modèle et leur réponse en fréquence est simulée. En comparant les résultats réels avec ceux simulés, on détermine l'existence du défaut, puis on surveille les changements dans les résultats eux-mêmes [91], on extrait les fréquences propres [92-93] ou les paramètres estimés du modèle [94-96] spécifient le type et localisent les défauts. Les méthodes basées sur cette procédure sont capables de détecter les défauts de haut niveau, ce qui signifie qu'elles peuvent localiser le défaut et spécifier sa gravité lorsque le transformateur est modélisé avec précision. Mais la modélisation est le principal inconvénient de ces méthodes car ne s'adaptent pas à tous les transformateurs et un modèle individuel est presque nécessaire pour chaque transformateur ou même chaque défaut d'un transformateur. Par conséquent, d'autres recherches sont nécessaires sur la modélisation des transformateurs pour améliorer cette technique d'interprétation.

Les techniques d'intelligence artificielle (IA) ont également été utilisées dans ce domaine. La base de ces méthodes consiste à extraire certaines caractéristiques des résultats de la FRA par des indices statistiques ou des algorithmes d'ajustement vectoriel. Ensuite, ces caractéristiques sont utilisées pour l'apprentissage de l'algorithme de logique floue [97], de la machine vectorielle de support (support vector machine SVM) [98], du réseau neuronal probabiliste (PNN) [99] ou du réseau neuronal artificiel (ANN) [100]. Les algorithmes entraînés sont utilisés pour la détection du type de défaut ou même la localisation [100]. Bien que tous les réseaux formés aient montré une grande précision dans la détection de défauts, peu d'entre eux ont été testés avec des données FRA réelles ; il y a donc un doute sur leur précision réelle.

Afin de minimiser l'effet du bruit et de l'équipement de mesure sur le processus d'évaluation, une méthodologie de décomposition basée sur la transformée en ondelettes discrète (DWT) est proposée, puis les graphiques sont comparés les uns aux autres. De plus, des approches numériques basées sur le coefficient de corrélation (CC) et le rapport min – max (MM) sont utilisées pour assurer l'intégrité des résultats [101].

Le traitement d'image numérique (DIP) a également été utilisé pour évaluer les résultats de FRA [102, 103]. D'autres mécanismes de dimensionnement basés sur l'estimation de la densité spectrale (SDE) [104-105], la comparaison des diagrammes de Nyquist [106, 107], l'indice de déviation [108] et la distance euclidienne (ED) [109] sont également publiés dans la littérature pour la détection des défauts ou estimation de l'étendue du défaut.

La plupart des techniques d'interprétation introduites dans la littérature sont au stade de développement et aucun rapport pratique n'est disponible sur leur utilisation industrielle. Ces jours-ci, dans la section industrie, l'interprétation FRA est principalement effectuée par des ingénieurs habiles qui ont de l'expérience sur la détection de défaut du transformateur [80].

2.4 Etude de la plateforme embarquée pour la télésurveillance des transformateurs

Le principal intérêt de la télésurveillance est le suivie de l'évolution dans le temps de certains paramètres, le tout à distance. Ce qui est pratique pour les appareils sensibles ou difficiles d'accès, mais à un coût non négligeable. Ces systèmes mesurent ainsi des informations réelles nombreuses, Ces dernières peuvent cependant être utiles dans le cadre d'expertises. La surveillance est à distinguer d'une protection qui agit rapidement sur l'arrêt du transformateur en cas de défaut. Dans la littérature on trouve des systèmes de surveillance très complets [110] développés par des grands constructeurs comme : Alstom Grid (MS 3000), ABB (TEC), Siemens (TDMS), etc. Le monitoring des gaz dissous dans l'huile commence aussi à être de plus en plus adopté sur du matériel neuf ou existant. Quelques constructeurs de ces systèmes : Kelman, Morgan Schaeffer, etc. [111].

La surveillance est principalement une centrale d'acquisition de nombreuses mesures électriques ou sur l'huile, sur un transformateur en exploitation. Elle gère aussi d'éventuelles alarmes suivant des seuils déterminés. Le diagnostic se situe après l'obtention de plusieurs données de sources variées sur un transformateur. Le processus de diagnostic, complexe et utilisant des connaissances expertes, va suivre une démarche d'interprétation des données disponibles, où les nombreuses données d'un système de surveillance seront tout à fait utiles.

2.4.1 Etat de l'art des systèmes embarqués pour la surveillance de transformateurs

Le fonctionnement du transformateur dans des conditions nominales (selon les spécifications de leur plaque signalétique) garantit leur longue durée de vie. Cependant, leur durée de vie est considérablement réduite s'ils sont soumis à une surcharge, un échauffement, une tension/courant faible ou élevé entraînant des pannes inattendues et une perte

d'alimentation pour un grand nombre de clients, affectant ainsi la fiabilité du système. Une anomalie dans le transformateur s'accompagne d'une variation de différents paramètres tels que la température d'enroulement, les températures d'huile, la température ambiante, le courant de charge, le débit d'huile (moteur de la pompe), l'humidité et le gaz dissous dans l'huile, le niveau d'huile, l'état de la traversée [112]. Afin de garantir le bon fonctionnement du transformateur, il est primordial de mettre en œuvre un système d'instrumentation fiable, capable de fournir suffisamment de données pour procéder aux opérations de contrôle. Actuellement, il existe des dispositifs comme le DTM CA-027 de la société brésilienne TreeTech®, qui utilise quatre capteurs PT100 afin d'établir la température de différentes sections du transformateur. Cet appareil dispose d'un port de communication série RS485, à travers lesquelles il est possible d'exporter les informations obtenues [113]. Un autre exemple de la mise en œuvre des capteurs PT100 dans ce type d'application consiste en le système conçu par J. Q. Feng, P. et al ; présenté en 2002 qui est un système de surveillance de la température basé sur des capteurs NTC, qui implique un système de stockage d'informations, et une interface qui permet la communication via protocole HTTP, dans le but de monter les données sur un serveur permettant de les visualiser via Internet [114]. Shiyong Pan, et al ; ont conçu un système de surveillance de la température qui permet d'impliquer les capteurs de l'ensemble de l'usine ou du poste, au sein d'un réseau de fibre optique, ce qui permet une surveillance à distance de l'ensemble du système, en plus de faciliter le remplacement des éléments défectueux, à chaque fois, que les capteurs deviennent des équipements de réseau facilement remplaçables [115]. En ce qui concerne les applications robustes existantes aujourd'hui, qui visent à maintenir une surveillance permanente de toutes les variables impliquées dans une sous-station électrique, David Dolezilek et Brian McDermott, ont fait une présentation sur la distribution d'électricité [116], qui décrivent les dispositifs électroniques intelligents (DEI) impliqués dans les systèmes de contrôle, de supervision et d'acquisition de données, mieux connus sous l'acronyme SCADA. L'équipement auquel ils consacrent leur travail est le Legacy P&C, basé sur des relais électromécaniques et des systèmes de télémétrie SCADA. Cette solution permet la surveillance de la tension, du courant et de la température dans les enroulements et dans l'environnement dans lequel le transformateur est immergé.

Cependant, les solutions décrites ci-dessus reposent sur des réseaux filaires, qu'ils soient électriques ou à fibre optique, recherchant toujours l'inclusion du système de mesure dans les réseaux d'information. Quant à ce qui devrait à voir avec la surveillance sans fils, il y a très peu de développements, parmi lesquels celui conçu par Wu Chunming et Geng Qiang [117] se

distingue, consistant en une station de mesure de température de transformateur à distance qui transmet des données à une station de base via le réseau GPRS de la China Mobile Telecommunication Company, pour enfin être montée sur un serveur Web permettant l'accès aux utilisateurs autorisés. Le système est basé sur le microcontrôleur S3C44B0X de Samsung®, qui gère l'ensemble du protocole de communication.

Un système de surveillance en ligne est utilisé pour collecter et analyser les données de température au fil du temps [118]. THMS aidera à identifier ou reconnaître les situations imprévues avant toute défaillance grave qui conduit à une plus grande fiabilité et à des économies de coûts significatives. L'utilisation répandue des réseaux mobiles et des modems GSM en a fait une option intéressante à la fois pour les médias vocaux et les applications de réseaux étendus.

Un certain nombre de techniques sont actuellement utilisées pour la surveillance hors ligne et en ligne des transformateurs de puissance [119-125]. La plupart des compagnies d'électricité effectuent une surveillance en ligne de leurs transformateurs de puissance qui impliquent la surveillance des décharges partielles, l'enregistrement de leurs conditions de charge, l'analyse du gaz dans l'huile et de l'humidité, etc. Toutes ces mesures fournissent des données utiles pour la surveillance et le diagnostic. Plus tard, ces données sont transmises à la salle de contrôle sur site ou hors site via une liaison de communication dédiée ou un système SCADA [120-123]. Cependant aucun travail n'a été rapporté sur la surveillance en ligne du transformateur de distribution. La surveillance en ligne des paramètres opérationnels clés des transformateurs de distribution peut fournir des informations utiles sur la santé des transformateurs, ce qui aidera les services publics à utiliser de manière optimale leurs transformateurs et à maintenir l'actif en fonctionnement pendant une période plus longue. Cela aidera également à identifier les problèmes avant toute défaillance catastrophique qui peut entraîner des économies de coûts significatives et une plus grande fiabilité.

L'utilisation répandue des réseaux mobiles et des appareils GSM tels que les modems GSM et la diminution de leurs coûts en ont fait une option intéressante non seulement pour les supports vocaux mais pour d'autres applications de réseaux étendus. L'article [124] décrit la conception d'un système de surveillance qui consiste en un modem GSM intégré à un système intégré autonome à puce unique pour surveiller et enregistrer les indicateurs de fonctionnement clés d'un transformateur de distribution comme les courants de charge, l'huile de transformateur et les températures ambiantes.

Lors de l'analyse du problème du point de vue diagnostic, toutes les études ci-dessus dépendent de paramètres externes, et ces méthodes sont incapables de vérifier et de surveiller les enroulements de transformateurs car ce sont des composants internes, jusqu'à présent, il n'y a pas de système embarqué qui utilise FRA avec autres paramètres pour surveiller la structure de la partie active de transformateur, afin de déterminer leurs déformations mécaniques. Notre travail est une proposition de mise en œuvre d'un système embarqué capable de mesurer la réponse FRA pour surveiller l'état des transformateurs à distance. De cette manière, les risques liés à l'interaction du technicien avec l'équipement sont réduits. Ainsi, ce qui suit est une description de la réalisation proposée pour la conception d'un prototype de télésurveillance des enroulements de transformateurs (Figure 2.8).

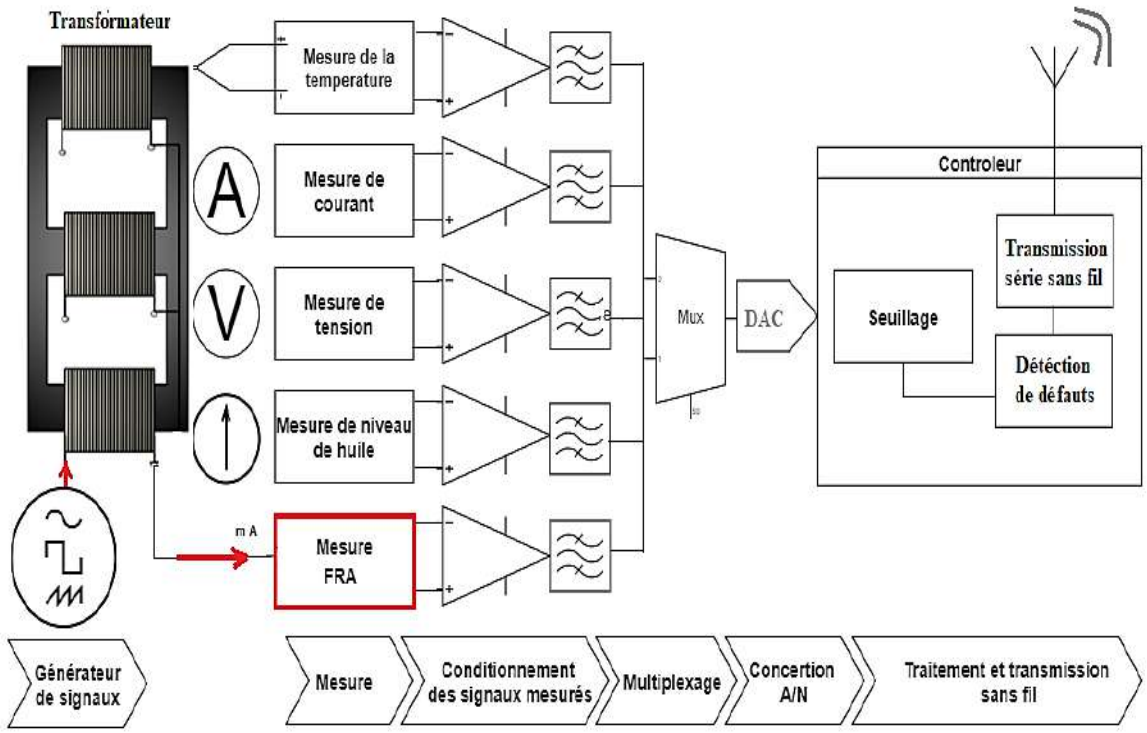


Figura 2.8 : *Schéma de principe suggéré d'un prototype de télésurveillance des transformateurs*

2.4.2 Principe de conception de la plateforme embarquée de télésurveillance

2.4.2.1 Automatisation de la méthode de diagnostic FRA

Comme mentionné précédemment dans la partie (2.3.7), l'analyse de réponse en fréquence est effectuée en appliquant un signal sinusoïdal d'amplitude constante et de fréquence variable à une extrémité de la bobine à tester. On utilise des appareils tels que le LCR-mètre et certains autres appareils spécifiques au test FRA, ce test est accompagné d'un expert humain. Par contre, pour réaliser un système embarqué autonome comme dans notre cas, la génération automatique d'un signal de test sinusoïdal est nécessaire.

2.4.2.1.1 Auto génération du signal de test FRA

L'automatisation de la génération de signal sinusoïdal pour le test FRA est réalisée par la mise en œuvre d'un oscillateur local. Les recherches ont amené à réaliser plusieurs types de générateurs de signaux. Les plus classiques sont les oscillateurs *RC* et *RLC* tel que l'oscillateur *Hartly* et *Colpitts* ou d'autres générateurs simples basés sur les circuits *RLC* pour générer des signaux tel que le signal en dent de scie, triangulaire et sinusoïdal. Après un certain temps une autre génération a vu le jour, ce sont les générateurs de signaux intégrés qui sont des circuits rassemblant dans un circuit intégré monolithique un certain nombre de fonctions capables de générer les trois signaux de base avec un minimum de composant externes. Ils sont très utilisés en communication, en télémétrie, et en instrumentation. Parmi ces générateurs on cite le *ICL 8038* de *INTERSIL* exploiter dans la plupart des générateurs de signaux, et le *XR2206* d'*EXAR INTERGRATED SYSTEM INC.* [125].

2.4.2.1.2 Générateur de signaux à synthése d'amplitude

Le plus grand inconvénient des générateurs classiques est leurs limitations d'une part ; de la variation de fréquence dans une large bande de fréquence, et d'autre part une limitation de générer des signaux complexes. Pour cela les chercheurs ont pensé à des générateurs produisant d'autres formes des signaux avec la possibilité d'une variation de fréquence dans une large bande, ces générateurs sont purement numériques. Ils sont basés sur la construction de signaux à partir de leurs amplitudes élémentaires stockées dans une mémoire, après avoir passé par les opérations d'échantillonnage, quantification et enregistrement. Ces générateurs sont dits générateurs de signaux à synthèse d'amplitude (GSSA).

L'objet de cette partie est d'étudier un générateur de signaux à synthèse d'amplitude, pour cela on a fait appel à plusieurs fonctions (notions) fondamentales de l'électronique tel que : l'échantillonnage, la conversion, 1a mémorisation des données, 1e comptage et le conditionnement des signaux. Principalement la conception de notre générateur de signaux (GSSA) est divisée en deux parties distinctes, la génération d'une onde sinusoïdale, et le conditionnement du signal avec un auto-contrôle d'amplitude et de fréquence.

Pour réaliser le GSSA, l'échantillonnage numérique est d'abord nécessaire. Il est de définir un signal sinusoïdal à l'aide d'échantillons, ou points de données, qui représentent une série de mesures de tension. La (Figure 2.9) représente une série de points échantillonnés.



Figura 2.9 : Série de points échantillonnés

Tous les points sont échantillonnés à des intervalles de temps uniformes, et les valeurs échantillonnées sont stockées sous forme binaire dans une mémoire. Avec ces données stockées, le signal peut être reconstruit à tout moment en relisant les emplacements de la mémoire. Ensuite, par la conversion numérique-analogique, la forme d'onde numérique échantillonnée est convertie en une forme d'onde analogique. Notez que le filtre de reconstruction de sortie rejette les répliques spectrales produites par la rétention d'ordre zéro inhérente au processus de conversion analogique. Enfin, le filtrage entre les points pour les relier et créer une forme d'onde nette et ininterrompue. La (Figure 2.10) est un schéma de principe simplifié d'un GSSA.

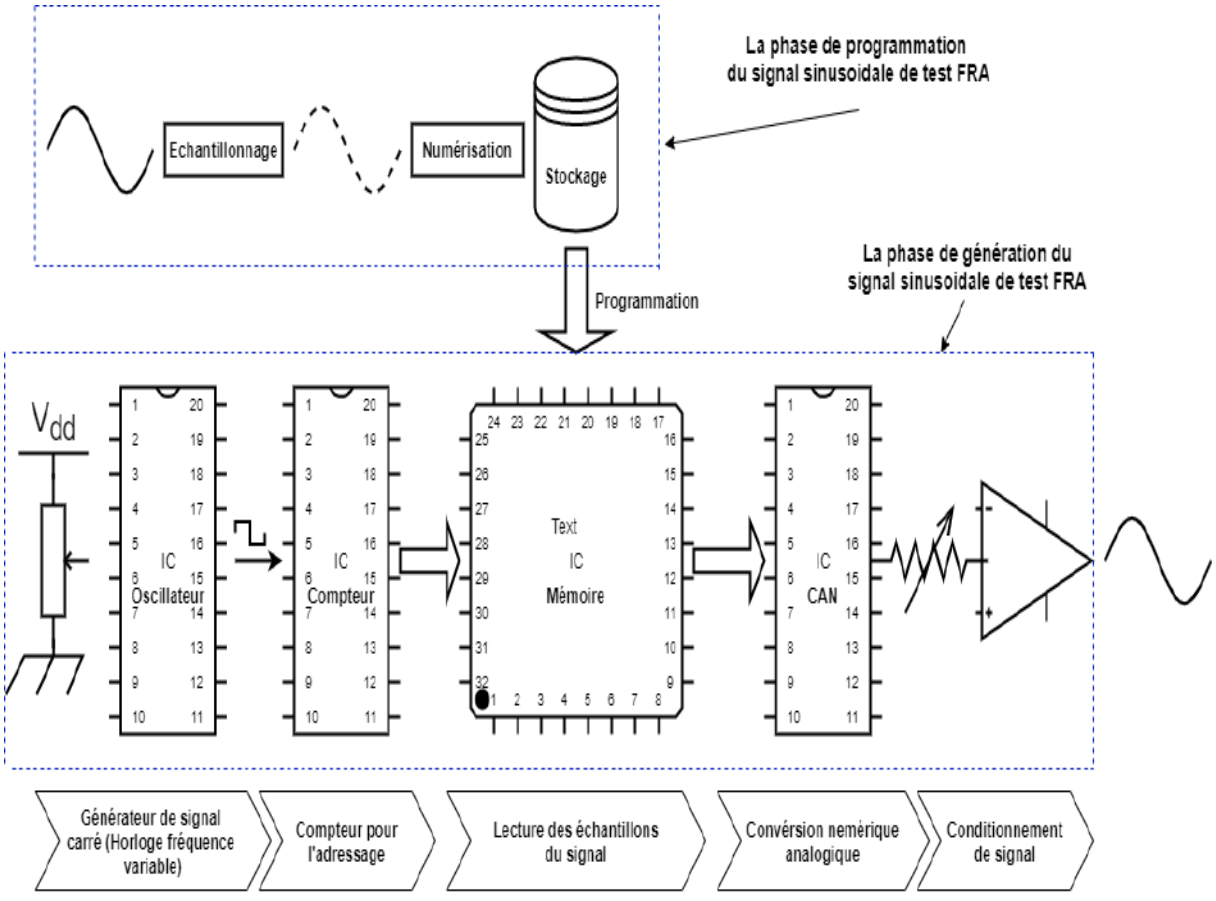


Figure 2.10 *Schéma de principe d'un GSSA.*

2.4.2.2 Conditionnement du signal de test FRA

Le circuit de conditionnement est composé de plusieurs étages. Initialement, le signal sinusoïdal généré par le GSSA est traité par un suiveur de tension, afin d'adapter l'impédance, de telle sorte que le signal de test ne soit pas affecté par la connexion aux bornées du transformateur. Ensuite, il est nécessaire d'augmenter la puissance du signal de test FRA par un amplificateur opérationnel, ce dernier permet la modification de l'amplitude et de la composante continue (off-cet) du signal sinusoïdal [125] (Figure 2.11).

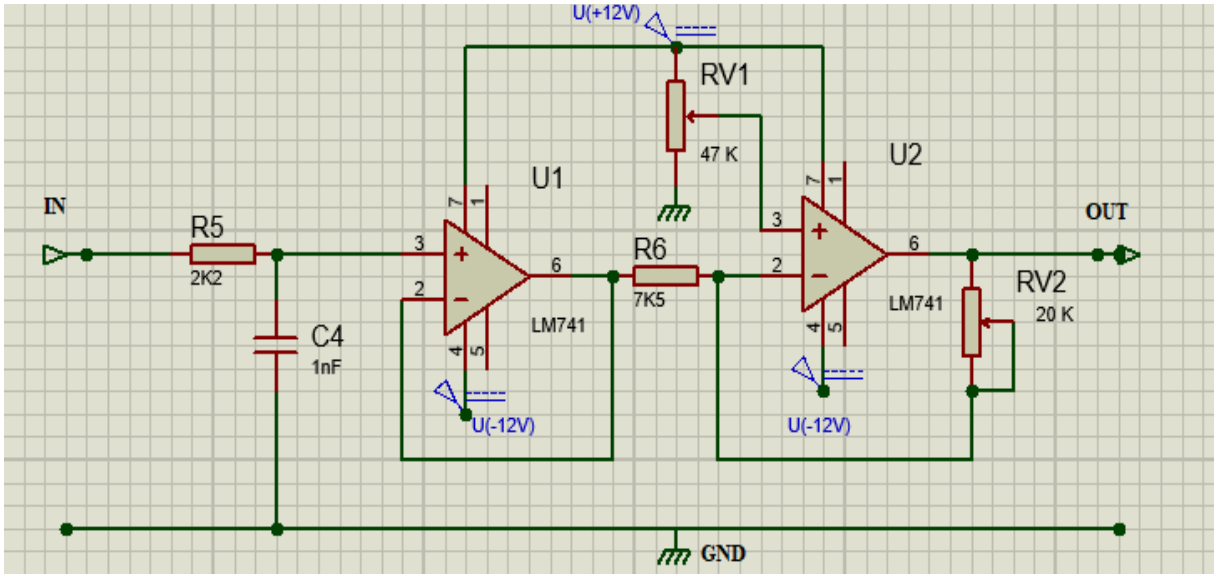


Figure 2.11. *Conditionnement et amplification du signal conçus pour le test FRA.* [125]

2.4.3 Schéma global de principe du prototype proposé

Etant donné que les transformateurs sont éparpillés sur des étendus géographiques vastes et qu'ils sont éloignés les uns des autres, il est pratiquement difficile de les surveiller individuellement. Ce qui a rendu la mise en œuvre d'une stratégie de télésurveillance une nécessité avérée. La (Figure 2.12) représente le schéma synoptique global de principe du prototype proposé.

La communication peut également être étudiées, en fonction des caractéristiques de l'installation, comme par exemple des liaisons radio dédiées et des réseaux sans fils Wi-Fi. Si l'ordinateur qui effectue le stockage et le traitement des données est situé dans la salle de contrôle du poste, la connexion avec la transmission des données provenant des transformateurs est directe. Dans le cas contraire, si l'ordinateur se trouve dans un endroit éloigné, la transmission des données de mesure peut également être effectuée via le réseau intranet de l'entreprise, sur Internet ou encore en mode cellulaire GPRS [126].

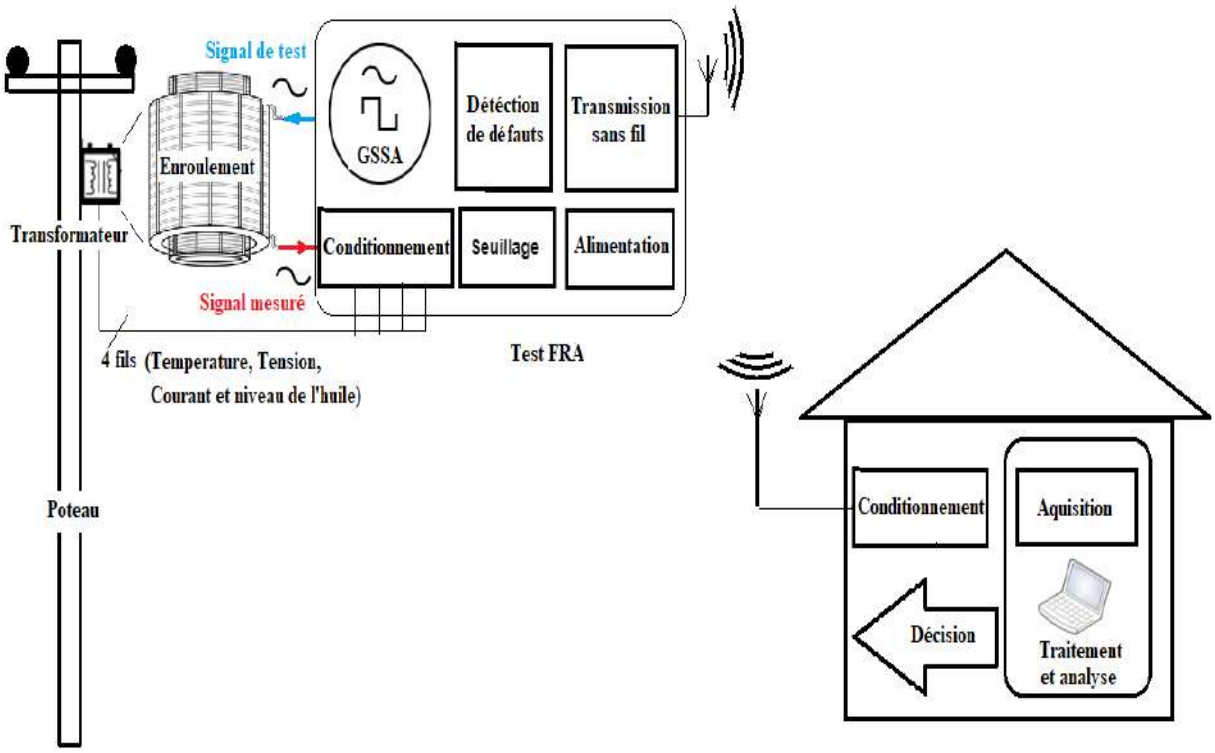


Figure 2.12 : *Schéma synoptique complet de principe du prototype proposé*

2.5 Acquisition de données

Les différents paramètres tels que le courant, la température, la tension, le niveau de l'huile et le test FRA sont détectés en continu à l'aide de différents capteurs. Les signaux de sorties des capteurs sont traités par le système de conditionnement. Ensuite, ils sont stockés dans la mémoire interne de la plateforme. Cette dernière est préprogrammée de telle sorte que si les valeurs mesurées des paramètres dépassent leurs seuils prédéfinis, elle informera la station principale à l'aide de technologies de transmission sans fils telles que RF, GSM, GPRS, …etc.

2.5.1 Mesure des courants

Dans le cas des mesures de courant électrique, plusieurs types de capteurs existent, tels que les shunts, les sondes à effet Hall, les enroulements de Rogowski et les transformateurs de courant avec ou sans intégrateur. Le shunt transforme directement un courant en une tension alors que les autres capteurs fonctionnent grâce au champ électromagnétique rayonné par un conducteur électrique.

Les transformateurs d'instruments sont utilisés pour mesurer le courant dans les systèmes d'alimentation électrique, ainsi que pour la protection et le contrôle des systèmes

d'alimentation. Lorsque le courant est trop important pour une utilisation pratique par un instrument, il peut être réduit à une faible valeur standard. Les transformateurs d'instruments isolent les circuits de mesure, de protection et de contrôle des hautes tensions présentes sur les circuits mesurés ou contrôlés.

Un transformateur de courant est un transformateur conçu pour fournir un courant dans sa bobine secondaire proportionnel au courant circulant dans sa bobine primaire. Les transformateurs de courant actuel sont conçus pour avoir des caractéristiques prévisibles sur les surcharges [127].

2.5.2 Conditionnement des signaux mesurés

Le faible signal émis par le capteur est amplifié par un amplificateur de tension, il est suivi d'un filtre pour éliminer le bruit indésirable introduit dans le processus de mesure. Par la suite, un amplificateur opérationnel dans une configuration non inverseuse permet une adaptation d'impédance de telle sorte que la mesure ne soit pas affectée par la connexion de plus de circuits au système. En outre, il permet de modifier l'amplitude et la composante continue (off-cet) du signal mesuré (Figure 2.13).

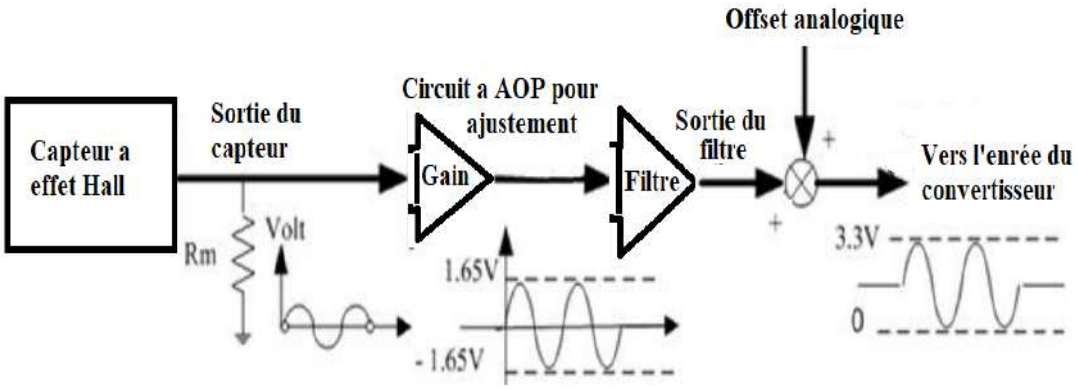


Figure 2.13 : *Conditionnement des signaux mesurés*

2.6 Transmission de données sans fils

Les systèmes existants sont basés sur des supports de communication filaires et sans fils. La durée de vie et le coût de maintenance des médias câblés sont plus que des médias sans fils. L'article [128] propose un système qui est basé sur une technologie électronique éprouvée de manière fiable pour mesurer la température et le courant, et les moyens de communication utilisés étaient des fibres optiques. Un autre système est basé sur la technologie RF [129], cette technologie comprend de nombreux problèmes de bruit lorsqu'il y a une communication longue

distance. Un autre système est basé sur la technologie GSM dans laquelle un SMS peut être envoyé à la personne autorisée si les paramètres dépassent la valeur seuil (Alarme). Mais il a constaté que l'installation d'un modem GSM à chaque sous-station augmente le coût et la complexité du système [130].

Le choix de type de transmission peut être effectuée en respectant les exigences du type d'architecture utilisé. Dans l'architecture centralisée, les fibres optiques sont généralement utilisées [126]. Dans les systèmes à architecture décentralisée, il est possible d'utiliser une fibre optique alternative, la communication série RS485 est également utilisée, avec l'avantage de coûts et de temps d'installation inférieurs à la fibre optique, contribuant ainsi à la réduction de coût et fiabilité financière des systèmes de surveillance dans les transformateurs. D'autres options de communication peuvent également être étudiées, en fonction des caractéristiques de l'installation, comme par exemple des liaisons radio dédiées et des réseaux sans fils Wi-Fi. Si l'ordinateur qui effectue le stockage et le traitement des données est situé dans la propre salle de contrôle du poste, la connexion avec la transmission des données provenant des transformateurs est directe. Dans le cas contraire, si l'ordinateur se trouve dans un endroit éloigné, la transmission des données de mesure peut également être effectuée via le réseau intranet de l'entreprise, sur internet ou encore en mode cellulaire GPRS [126].

2.7 Traitement de données

Le stockage et le traitement des données mesurées sont utilisés afin d'obtenir des informations utiles pour la maintenance et la gestion du transformateur en fonctionnement, telles que la réalisation de diagnostics et d'estimations de l'état des pièces qui composent l'équipement. Avec le traitement et le stockage des données, beaucoup de travail est libéré pour le personnel de maintenance, évitant le traitement de grandes quantités de données et d'informations, qui ne sont pas toujours faciles à interpréter [126].

Les données ou informations fournies par la mesure sur le transformateur sont reçues par un ordinateur, qui peut être situé dans la salle de contrôle de la sous-station ou à un point distant, exploitant le logiciel de surveillance. Le système de surveillance doit être capable de transformer ces données en informations utiles pour la maintenance des transformateurs, qui consiste en un diagnostic et une prévision de l'état des équipements. Le système de surveillance, pour remplir ses fonctions, doit être équipé d'un module qui contient des algorithmes et des modèles pour le diagnostic et le pronostic.

2.8 Conclusion

Ce chapitre présente une description sur la modélisation des enroulements de transformateur, et le choix du modèle équivalent approprié pour cette étude. Ensuite, l'état de l'art détaillé concernant les méthodes de diagnostic utilisées dans les transformateurs, et les critères de choix de la méthode appropriée sont présentés. Enfin, une étude et contribution à la conception de la plateforme sans fils est proposée.

Pour que la plate-forme puisse effectuer indépendamment des mesures de FRA, elle doit être capable de générer le signal sinusoïdal pour le test FRA indépendamment, et avec un balayage automatique de fréquence. Ceci nécessite l'implémentation d'un générateur de signal sinusoïdal local commandé.

Le plus grand avantage de cette étude, est de mener une tâche de télésurveillance d'enroulements de transformateurs autonome et automatique de manière non invasive et non destructive, c'est-à-dire, en mesurant les principaux paramètres à l'aide de capteurs, ainsi que la réponse FRA à l'aide de la plate-forme à partir des bornes des enroulements du transformateur afin de surveiller leur intégrité.

Chapitre 3 :

Automatisation de la synthèse du modèle équivalent de l'enroulement du transformateur

3.1 Introduction

La surveillance et sa composante principale le diagnostic peuvent prédire, détecter et localiser les défauts des transformateurs pour éviter ce qui pourrait causer de graves dommages. Afin de fournir des systèmes de surveillance des transformateurs, il est nécessaire de connaître toutes les informations et méthodes disponibles à leur sujet, telles que les méthodes de modélisation, de diagnostic, de synthèse et de mesure …etc., qui se concentrent sur l'évaluation de l'état des transformateurs [76].

L'analyse de la réponse en fréquence (FRA) peut être considérée comme l'une des meilleures techniques dans ce domaine [131-134], car elle reflète les caractéristiques techniques du transformateur et toutes leurs variations mineures de sa structure. Parmi les deux principales méthodologies qui existent pour modéliser la réponse en fréquence de l'enroulement du transformateur est le modèle de circuit RLC mutuellement couplés, qui a été largement adopté dans la littérature pour les études FRA [132,133,135-138]. Il reflète la structure physique interne du transformateur et permet d'étudier les impacts de diverses déformations des enroulements sur la réponse FRA.

L'obtention d'un comportement de l'enroulement précis nécessite une détermination précise de ses paramètres, car la synthèse du modèle de circuit unique est une tâche problématique. Cependant, la précision des méthodes de synthèse dépend des grandeurs mesurables (telles que l'inductance équivalente, la capacité équivalente et la capacité shunt effective [134,135,139]), ainsi que les méthodes numériques utilisées pour l'optimisation des paramètres (méthodes des éléments finis [140], algorithmes d'optimisation intelligents par exemple Genetic Algorithm (GA) [141,142], Particle Swarm Optimization (PSO) [143], Bat Algorithm (BA) [135], Artificial Bee Colony Algorithm (ABCA) [134] etc.). Habituellement, ces recherches sont basées sur des paramètres mesurables, puis des tentatives sont faites pour déterminer les autres paramètres, en spécifiant leur espace de recherche et en définissant les critères d'arrêt de l'algorithme d'optimisation. Cependant, la quantité mesurée peut être influencée par des causes affectant la précision de la mesure d'une pat et d''autre part, l'utilisation de l'algorithme d'optimisation avec un large espace de recherche affecte la précision de l'optimisation. A cet effet, nous avons proposé une nouvelle méthode d'auto-synthèse qui dépend uniquement de la mesure FRA. Sur la base de l'interprétation de la morphologie du signal FRA (Figure 3.1) et de l'utilisation des simplifications mathématiques

pour réduire suffisamment l'espace de recherche des paramètres, afin d'obtenir le modèle de circuit équivalent unique de l'enroulement du transformateur avec précision.

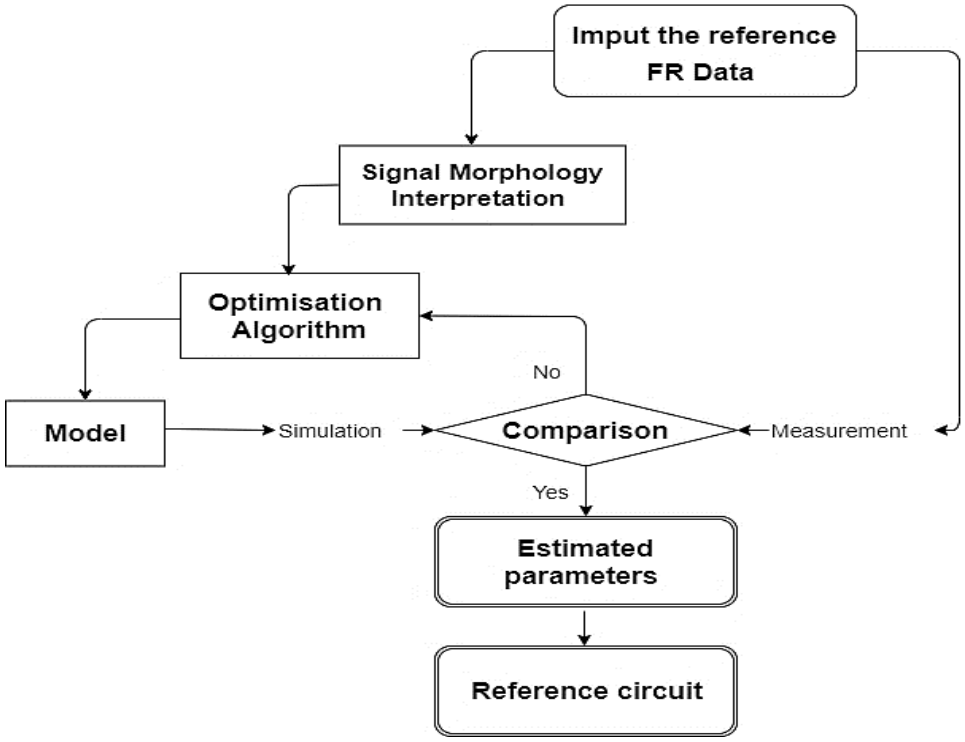


Figure 3.1 : *Étapes de construction du modèle* [76].

Notre méthode proposée est principalement basée sur la subdivision du signal FR en trois sous-bandes de fréquences (basse, moyenne et haute fréquence) [76] ; chaque sous-bande contient des paramètres dominants [131,144] qui se reflètent sur le comportement de la réponse de l'enroulement. Premièrement, dans la plage des basses fréquences (**L**ow **F**requency **R**esponse LFR), l'effet de l'inductance est dominant, là où la résistance et les inductances peuvent être déterminées. Deuxièmement, dans la plage des moyennes fréquences (**M**edium **F**requency **R**esponse MFR), l'effet est double (inductif et capacitif), ce qui provoque des fréquences de résonance et d'antirésonance, où le nombre de sections initial est déduit à partir du nombre de fréquences de résonance détectées dans cette sous-bande. Enfin, dans la plage des hautes fréquences (**H**igh **F**requency **R**esponse HFR), l'effet capacitif est dominant ; à partir des relations analytiques, les capacités du modèle équivalent sont déterminées. De plus, pour assurer une synthèse appropriée du modèle adopté, des simplifications analytiques ont été apportées pour restreindre les limites de l'espace de recherche des paramètres [76].

Les contraintes et les inégalités définissant le modèle sont également considérées, ce qui augmente la précision et la vitesse de convergence de l'algorithme d'optimisation. Par conséquent, la méthode d'interprétation de la morphologie du signal FRA (**F**requency **R**esponse **A**nalysis **S**ignal **M**orphology **I**nterpretation **FRA-SMI**) est utilisée pour identifier tous les paramètres du modèle à partir de la seule mesure de données FRA. En outre, sa capacité a été testée avec succès en utilisant deux cas expérimentaux. Les objectifs de ce travail peuvent être énumérés comme suit :

- Fournir une nouvelle approche itérative pour assurer la synthèse d'un modèle équivalent mutuellement couplé d'enroulement de transformateur quasi-unique en utilisant uniquement la mesure FRA.

- Déterminer les paramètres du modèle avec une grande précision en utilisant des simplifications analytiques pour réduire leurs espaces de recherche.

- Effectuer la tâche de synthèse de manière non invasive et non destructive, c'est-à-dire en utilisant une seule mesure (l'impédance en fonction de la fréquence), sans recourir aux dimensions géométriques détaillées de l'enroulement. Ceci rend l'application de cette méthode plus aisée et plus adaptée au domaine de la surveillance et du diagnostic des transformateur.

La nouvelle méthode d'auto-synthèse est proposée pour construire le circuit équivalent mutuellement coupler d'un enroulement de transformateur à noyau d'air isolé sur la base de l'interprétation de la morphologie du signal de la réponse fréquentielle mesurée uniquement. Par conséquent, cette approche vise à déterminer les paramètres du modèle à partir des sous-bandes de fréquences, dont chacune reflète ses dominants paramètres, où la procédure d'identification des paramètres est effectuée à partir de leur sous-bande correspondante séparément. En outre, les algorithmes d'optimisation ont des difficultés à estimer les paramètres de circuit équivalent dans un grand espace de recherche. Pour cette raison, sur la base de simplifications analytiques, deux nouvelles méthodes dynamiques et autonomes sont proposées pour la restriction de l'espace de recherche des inductances et des capacités. Enfin, des études de cas réels ont été utilisées sur des enroulements à noyau d'air pour valider la capacité de la méthode proposée à effectuer une synthèse automatisée. Par conséquent, un modèle presque unique de circuit équivalent est réalisé automatiquement avec une grande précision [76].

3.2 Modèle équivalent de l'enroulement du transformateur

Afin de surveiller et de diagnostiquer un enroulement de transformateur, il doit être représenté par un modèle de circuit équivalent physiquement réalisable. Le circuit doit être synthétisé de manière à caractériser le comportement fréquentiel de l'enroulement du transformateur. La complexité lors de la synthèse du circuit pourrait être simplifiée par la représentation du transformateur à enroulements multiples par un seul réseau en échelle, et tous ses paramètres sont considérés statiques dont leur dépendance en fréquence est négligeable.

L'enroulement symétrique et homogène du transformateur peut être modélisé par un nombre fini de sections N qui forment un seul réseau en échelle magnétiquement et électriquement couplé. Chaque section identique (quadripôle) est composée d'une résistance d'enroulement interne (r) en série avec inductance propre (l_s). Des capacités shunt et série (C_g et C_s), et des inductances mutuelles entre les sections i et j ($M_{i,j}$) (Figure 3.2).

L'effet inductif dans la bande basse fréquence peut être modélisé par une inductance équivalente en série avec une résistance équivalente, qui suit des valeurs linéairement croissantes d'impédance, et cela peut ne pas être exactement linéaire en raison de la non-linéarité du noyau dans le cas d'un enroulement avec noyau de fer. En effet, en pratique, il est possible de limiter l'influence du noyau et l'effet des enroulements voisins en choisissant une connexion de bornes appropriée [136,145].

Le choix de la connexion de court-circuit de bout en bout (End to end Short-Circuit) a deux objectifs : le premier est de réduire significativement le modèle d'un transformateur multi-enroulements à un seul réseau en échelle (modèle réduit) [136], et le second, dans le cas où les enroulements de transformateurs doivent être vérifiés individuellement comme mentionné dans les activités de normalisation mondiales pour le test FRA et les travaux de Kulkarni et al. [146]. Il est indiqué dans les références [136,147] que si tous les enroulements voisins primaires et secondaires sont court-circuités et mis à la terre, leur influence sur l'enroulement étudié peut être minimisée. Dans ce cas, le transformateur peut être considéré comme équivalent à un enroulement isolé, et il peut être représenté par un seul réseau en échelle. Les auteurs dans les références [148, 149] indiquent que le comportement terminal d'un transformateur à noyau de fer deviendrait similaire à celui d'un transformateur à noyau d'air si tous les enroulements voisins étaient court-circuités. Ainsi, l'influence d'un enroulement sur un autre peut être ignorée en ce qui concerne l'inductance mutuelle. Par conséquent, leur comparaison expérimentale

indique que lorsque l'enroulement basse tension (BT) est court-circuité, la réponse dans l'enroulement haute tension (HT) avec un noyau de fer est similaire à celle avec un noyau d'air.

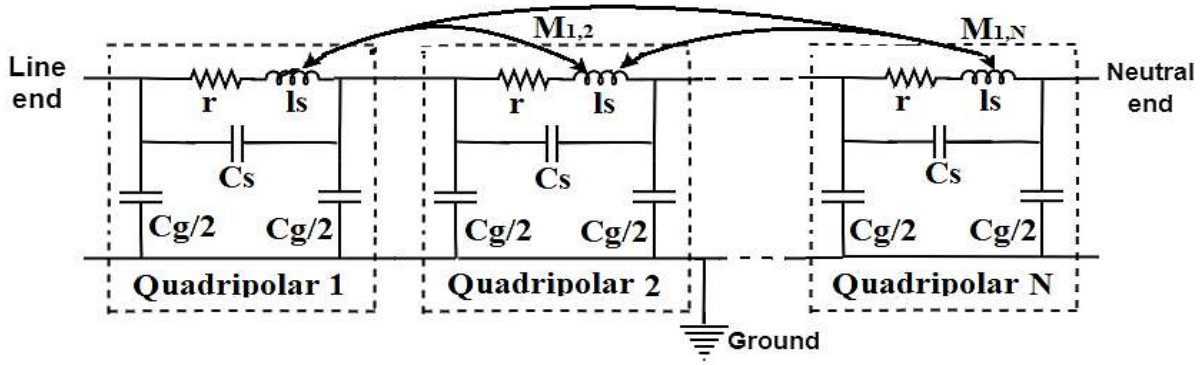


Figure 3.2 : *Modèle de circuit équivalent* mutuellement couplé *de l'enroulement de transformateur* [76]

L'enroulement testé dans un transformateur à noyau de fer peut être considéré comme une bobine isolée et sans noyau de fer, si tous les enroulements adjacents à l'enroulement testé sont court-circuités et mis à la terre [132,135,136,139,150,151]. Par ailleurs, l'enroulement du transformateur étudié peut être représenté par un seul réseau en échelle [136].

Aux moyennes fréquences, l'impédance peut être modélisée par des circuits de résonance parallèles et série ; la capacité shunt représente le diélectrique entre l'enroulement et le noyau (terre), la capacité série représente l'effet capacitif entre les disques, et elles sont convenablement combinées afin de reproduire les pics et les creux du signal FRA. Comme mentionné ci-dessus, la connexion de court-circuit de bout en bout néglige l'influence des enroulements adjacents et les capacités inter-enroulements.

Dans les hautes fréquences, l'impédance peut être modélisée par un réseau en échelle de capacités shunt et série ; le modèle est représenté par des capacités uniquement, et il suit des valeurs décroissantes de l'impédance en fonction de la fréquence.

3.3 Interprétation de la morphologie du signal FRA

La méthode proposée FRA-SMI est basée sur l'analyse de la morphologie du signal FRA, qui est liée aux composants physiques du transformateur (sections des conducteurs, nombres de spires, diélectrique, etc.). Par conséquent, il contient toutes les spécifications techniques de l'enroulement du transformateur, qui peuvent être représentées par des paramètres électriques (résistance, inductance et capacité). Comme le montre la (Figure 3.3), les paramètres du modèle peuvent être déterminés uniquement à partir des données d'entrée FRA dans les sous-bandes de fréquences : basses, moyennes et hautes fréquences. L'analyse et l'interprétation exacte du

signal FRA dans ces régions peuvent effectivement améliorer la précision de l'identification des paramètres du modèle équivalents. Ainsi, la détermination du paramètre dominant est basée sur sa sous-bande de fréquence correspondante, alors que l'influence des autres paramètres est généralement négligeable [144].

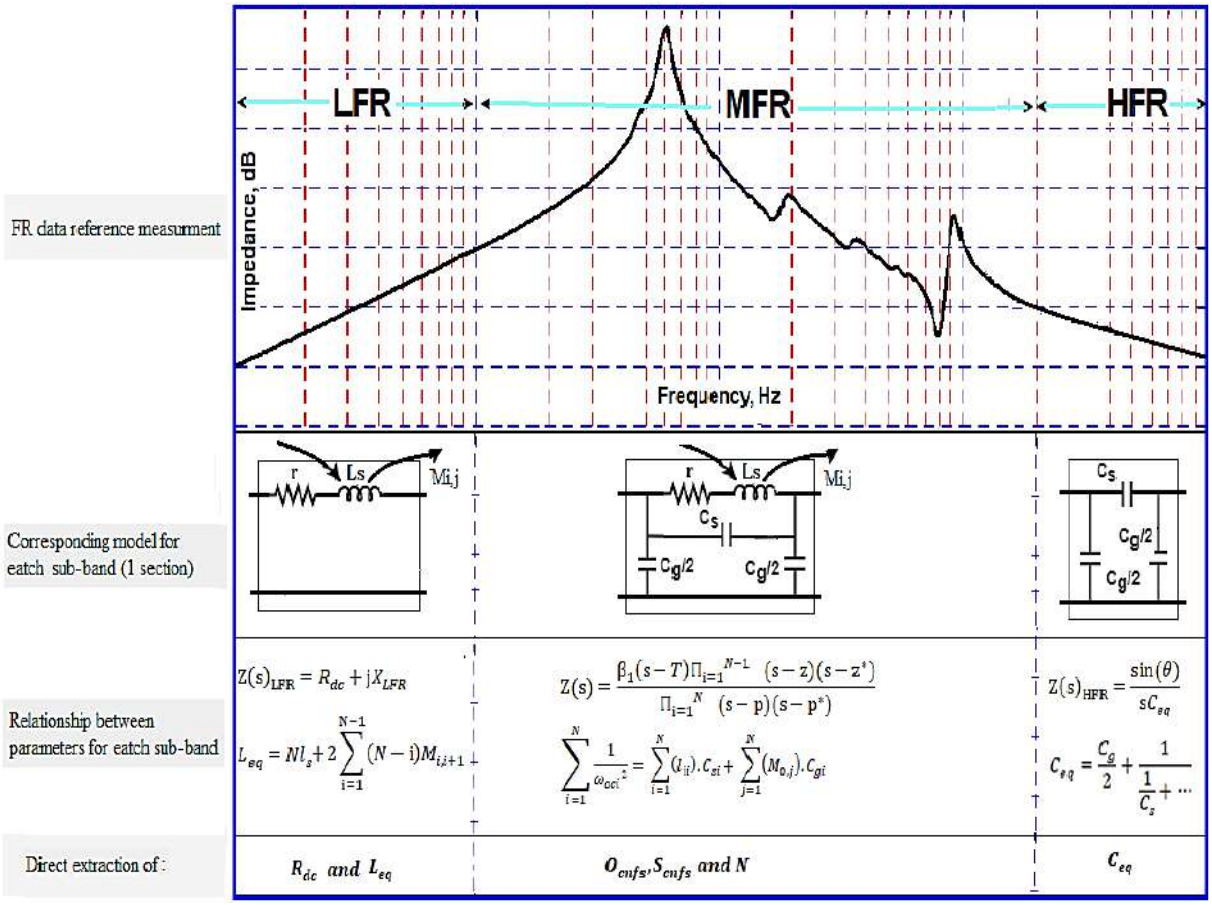


Figure 3.3: *Décomposition de la réponse fréquentielle FRA* [76]

Dans le cadre de diagnostic des enroulements de transformateurs, plusieurs chercheurs ont tentés de décomposer les graphes FRA, afin de comprendre le comportement de l'enroulement dans chaque zone de fréquence. Les auteurs de la référence [144] ont proposé une nouvelle méthode d'interprétation de défauts pour les enroulements de transformateurs en utilisant les caractéristiques extraites des zones de gradient équivalentes de la FRA. D'autres recherches ont montré qu'une courbe FRA peut être divisée en plusieurs principales régions de fréquence [133,151]. Dans notre étude, l'objectif est d'automatisé l'identification des paramètres du modèle équivalent qui sont situés dans chaque zone de fréquence (Figure 3.3).

- Dans la zone de fréquence LFR, l'effet est purement inductif, les inductances propres et mutuelles sont les paramètres dominants.
- Dans la zone de fréquence MFR, l'effet est double inductif et capacitif, influencé par les capacités série (C_s), shunts (C_g) et les inductances.
- Dans la zone de fréquence HFR, l'effet est purement capacitif, influencé par la capacité globale (C_{eq}) causée par les deux paramètres dominants qui sont les capacités C_s et C_g.

Ragavan et al. [131] ont montré qu'un circuit équivalent de N sections peut être représenté par une fonction de transfert donnée par l'équation (6). Les expressions mathématiques de chaque sous-bande sont définies dans la section suivante.

3.3.1 Réponse en basse fréquence (sous-bande LFR)

Dans cette zone, l'enroulement isolé peut être modélisé par une résistance équivalente en série avec une inductance équivalente, cette dernière représente les inductances propres et mutuelles l_s et $M_{i,j}$ comme le montre la (Figure 3.3). Ainsi, les paramètres présents dans cette région sont R_{dc}, L_{eq} , l_s et $M_{i,j}$.

Aux basses fréquences l'impédance est [131]

$$\lim_{s\to 0} \mathrm{Z(s)} = R_{dc} + sL_{eq}$$

Impédance $$Z(f)_{\mathrm{LFR}} = R_{dc} + \mathrm{j}X(f)_{LFR} \quad (1)$$

Réactance $$X(f)_{LFR} = 2\pi f L_{eq} \quad (2)$$

Inductance équivalente $$L_{eq} = Nl_s + 2\sum_{\mathrm{i}=1}^{\mathrm{N}-1}(N-\mathrm{i})M_{i,i+1}$$

$$\cong l_s[N + 2\sum_{\mathrm{i}=1}^{\mathrm{N}-1}(N-\mathrm{i})\,\lambda^i]$$

Avec : $M_{1,i+1} \cong \lambda^i ls$ selon référence [152] (3)

R_{dc} Résistance au courant continu.
L_{eq} Inductance équivalente.
l_s Inductance propre.
N Nombre de sections.
$M_{i,i+1}$ Inductances mutuelles.
λ Coefficient d'inductances mutuelles, compris entre 0 et 1.

Remarque : le coefficient λ doit être sensiblement constant pour les différentes inductances mutuelles en cas d'un enroulement de transformateur isolé et uniforme ($M_{i,i+j} \cong M_{i+j,i}$).

Compte tenu de la structure de l'enroulement du transformateur, le couplage magnétique entre les spires doit suivre des règles spécifiques. Dans les études précédentes [151,153,154], les contraintes des inégalités présentées dans les équations (4) et (5) ont été utilisées pour identifier les paramètres du modèle :

$$M_{1,1} > M_{1,2} > M_{1,3} > M_{1,4} \quad (4)$$

$$\lambda_{min}{}^{i} l_s < M_{i,i+1} < \lambda_{max}{}^{i} l_s \quad (5)$$

Avec : $0 < \lambda_{min} \leq \lambda \leq \lambda_{max} < 1$

Et $M_{1,2} = \lambda l_s, M_{1,3} = \lambda^2 l_s, M_{1,4} = \lambda^3 l_s$ ...etc.

3.3.2 Réponse en moyenne fréquence (sous-bande MFR)

L'augmentation de la fréquence a provoqué d'autres phénomènes, et l'interaction entre l'effet inductif et capacitif provoque des fréquences de résonance et antirésonance, dans lequel l'impédance est représentée par la fonction de transfert dans l'équation (6) comme le montre la (Figure 3.3). Les pôles et les zéros représentent respectivement les fréquences propres en circuit ouvert et en court-circuit O_{cnfs}, S_{cnfs}. Cette bande comprend tous les paramètres de l'enroulement (capacités et inductances) :

$$Z(s) = \frac{\beta_1 (s-T) \Pi_{i=1}^{N-1} (s-z)(s-z^*)}{\Pi_{i=1}^{N} (s-p)(s-p^*)} \quad (6)$$

β_1 Facteur d'échelle ; S zéro réel ;

z_i, z_i^* Paire zéro de conjugué complexe ;

p_i, p_i^* Paire pôles de conjugué complexe.

Cependant, Mukherjee et al. [155] ont développé une relation entre les fréquences de résonance et les paramètres de modèle (capacités et inductances), qui est donné comme suit :

$$\sum_{i=1}^{N} \frac{1}{\omega_{oci}{}^2} = \sum_{i=1}^{N} (l_{ii}) C_{si} + \sum_{j=1}^{N} (M_{0,j}) C_{gi} \quad (7)$$

$\omega_{oci} = 2\pi O_{cnfi}$ la i_{th} fréquence de résonance (pulsation) ;

l_{ii} Inductance propre du i_{th} disque ;

C_{si} Capacité série du i_{th} disque ;

C_{gi} Capacité shunt du i_{th} disque ;

$M_{0,j}$ Inductance totale entre la fin de la ligne et la fin du i_{th} disque.

3.3.3 Réponse en haute fréquence (sous-bande HFR)

À des fréquences plus élevées, l'effet capacitif peut être représenté par l'équation (8) [6], la courbe diminue avec l'augmentation de la fréquence comme le montre la (Figure 3.3). La capacité globale représente l'équivalent des capacités shunt et série de toutes les sections, et sa valeur doit rester considérablement constante. Par conséquent, les paramètres existant dans cette région sont C_{eq}, C_g, et C_s.

$$\mathrm{Z(s)_{HFR}} = \frac{\sin(\theta)}{sC_{eq}} \tag{8}$$

Avec :

$$C_{eq} = \frac{C_g}{2} + \frac{1}{\frac{1}{C_s}+\frac{1}{C_g+\frac{1}{\frac{1}{C_s}+\cdots}}} \tag{9}$$

3.4 Description de la méthode « FRA-SMI » proposée pour automatiser la modélisation de l'enroulement du transformateur

L'interprétation des données de la mesure FRA commence par un filtrage numérique pour l'élimination des bruits de signal. Ensuite, pour clarifier la dominance des paramètres dans chaque gamme de fréquences, une division dynamique de sous-bande de fréquence a été utilisée pour séparer les trois régions de fréquence : LFR, MFR et HFR. En commençant par spécifier la sous-bande de fréquence LFR, il est important d'assurer la linéarité de la courbe de l'impédance $Z(f)_{LFR}$ pour se garantir que l'effet est purement inductif, normalement inférieur à 1000 Hz dans tous les enroulements, qui est la fréquence la plus basse lorsque l'enroulement se comporte comme une simple inductance [153]. Ensuite, la bande HFR est commencée après la dernière fréquence de résonance O_{cnfs} lorsque l'angle de phase est très proche de 90 °. Entre les sous-bandes LFR et HFR, la sous-bande MFR est identifiée (Figure 3.3).

L'extraction des différents paramètres constituant le modèle dans chaque sous-bande se fait séparément comme le montre la (Figure 3.4) [76]. En commençant par le nombre de sections N du circuit à synthétiser, il doit initialement être supérieur ou égal au nombre de fréquences de résonance, qui peuvent être déterminées par une extraction directe à partir des données de la sous-bande MFR. Par la suite, l'inductance équivalente est extraite directement à partir de la pente de la réactance $X(f)_{LFR}$. Ensuite, afin d'identifier les inductances propres et mutuelles, l'algorithme d'optimisation nécessite une fonction objective et la définition de l'espace de recherche des paramètres. Ainsi, en utilisant l'algorithme BA [26], ls et λ dans l'équation (2) sont déterminés et en substituant leurs valeurs dans l'équation (3), toutes les inductances mutuelles sont facilement obtenues (plus de détails dans la section 3.5.4).

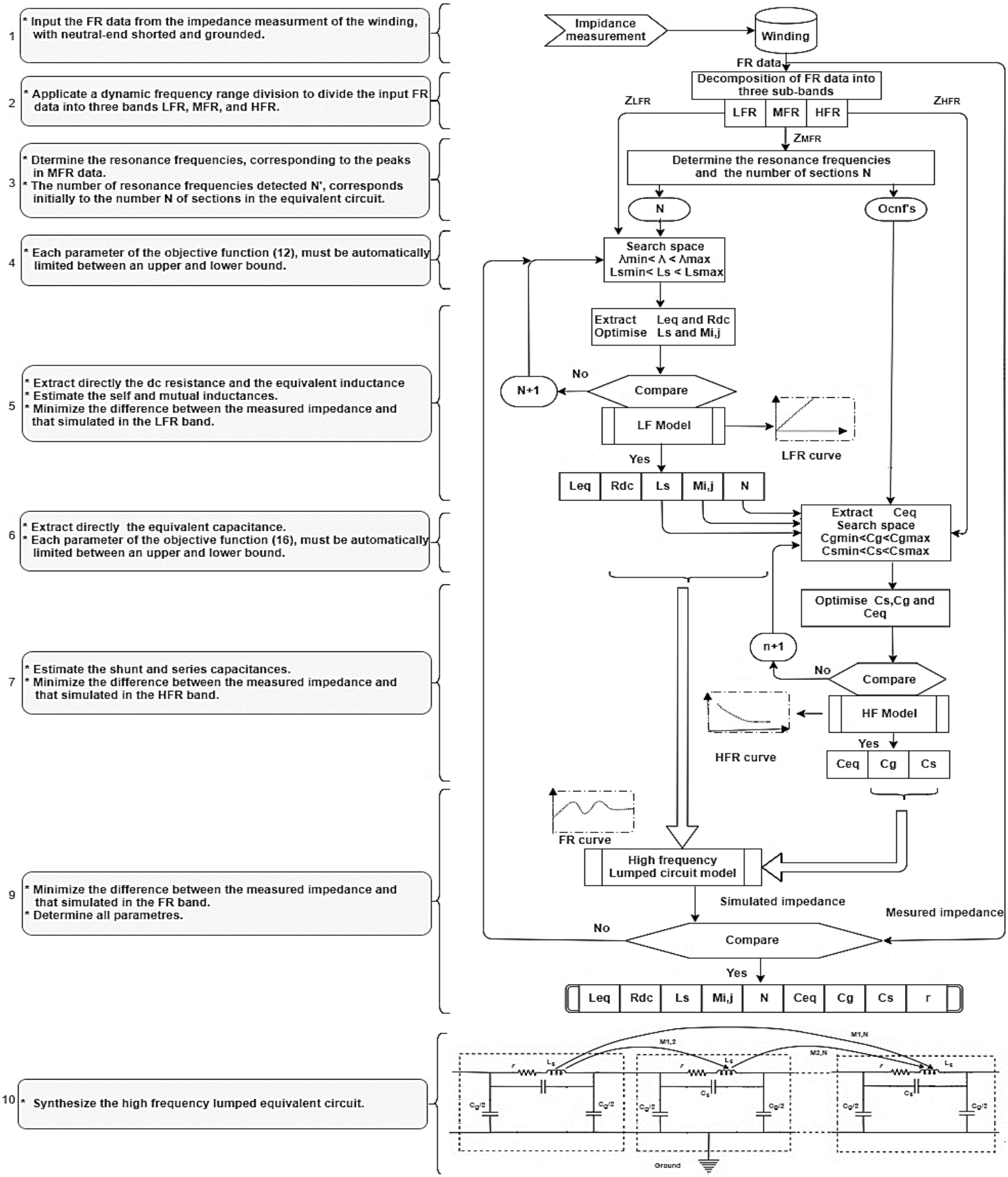


Figure 3.4: *Représentation graphique de la procédure proposée* [76].

Dans cette procédure, des simplifications mathématiques ont été utilisées pour limiter l'espace de recherche afin de réduire le temps d'exécution et d'augmenter la précision de l'optimisation, et cela est discuté en détail ci-dessous (section 3.5.4).

Par la suite, l'estimation des capacités C_g, et C_s est réalisée par l'équation (7) en utilisant les résultats déjà obtenus (O_{cnfs} , N, ls et $M_{i,j}$). L'espace de recherche des capacités est une tâche cruciale, qui n'a pas été abordée jusqu'à présent [134,152]. Dans notre travail une nouvelle méthode proposée pour la restriction de l'espace de recherche, elle est obtenue automatiquement à partir des données FRA, qui est discutée en détail dans la section 3.5.5.

L'approche d'estimation est basée sur un critère de performance, qui consiste à minimiser la différence entre les courbes LFR, MFR et HFR mesurées et celles simulées à partir du modèle équivalent, comme le montre l'organigramme de la (Figure 3.4) [76].

3.5 Auto-construction du modèle équivalent de l'enroulement de transformateur

3.5.1 Auto-extraction des fréquences de résonance et le nombre de section *N*

La courbe FRA correspondant à la variation de l'impédance de l'enroulement testé en fonction de la fréquence présente des pics et des creux, qui représentent respectivement les fréquences O_{cnfs} et S_{cnfs}, où il est possible d'extraire leurs valeurs. Le nombre de fréquences de résonance extraites constituera la valeur initiale du nombre de sections N du schéma équivalent.

3.5.2 Auto-détermination de la résistance et de l'inductance équivalente R_{dc}, L_{eq}

Le circuit équivalent aux basses fréquences inférieures à 1000 Hz est simplifié et limité aux éléments R_{dc}, l_s et $M_{i,j}$ [1], représenté par la fonction de transfert donnée par l'équation (1). Les impédances mesurées dans la bande LFR sont des nombres complexes, où la partie réelle représente la résistance équivalente R_{dc} (10), et la partie imaginaire représente la réactance $X(f)_{LFR}$ dans l'équation (2).

3.5.2.1 Auto-extraction de la résistance R_{dc}

Afin de vérifier expérimentalement la dépendance en fréquence de la résistance et de l'inductance équivalentes dans la sous-bande LFR, à l'aide d'un LCR-mètre, l'impédance de l'enroulement isolé (cas 1) a été mesurée dans la plage (0 à 1000 Hz) par un pas de 1 Hz. La (Figure 3.5) illustre la décomposition de la courbe d'impédance. Il est à noter que l'effet des

courants de Foucault (effets de peau et de proximité) sur la résistance est négligeable par rapport à la valeur de la résistance R_{dc} comme le montre la (Figure 3.5), la différence entre la valeur finale (à 1 kHz, 8 Ω) et la valeur initiale (à 0 Hz, 7,72 Ω) $\Delta R_{dc} = 0{,}28\,\Omega$ est négligeable. Aussi, après la fréquence 100 Hz, la réactance et l'impédance se superposent, où la valeur de la résistance équivalente est négligeable par rapport à la réactance. En conséquence, la résistance équivalente est sensiblement constante et égale à la résistance en courant continu R_{dc}. Donc, elle peut être extraite directement à partir de la partie réelle dans l'équation (2) :

$$R_{dc} = \mathrm{Re}\,(\mathrm{Z}(f)_{\mathrm{LFR}}) = N.r \qquad (10)$$

r : résistance par section et *N* le nombre de sections.

Comme le montre la (Figure 3.5), la linéarité de la courbe de réactance aux basses fréquences prouve que la valeur d'inductance est considérée constante, où sa dépendance en fréquence est négligeable par rapport à la valeur de réactance $X(f)_{LFR}$. L'auteur, a montré que la dépendance en fréquence de la résistance équivalente et de l'inductance équivalente n'affecte pas significativement la réponse en fréquence [27]. Sur la base de cette interprétation, les paramètres R_{dc} et L_{eq} sont considérés comme constants.

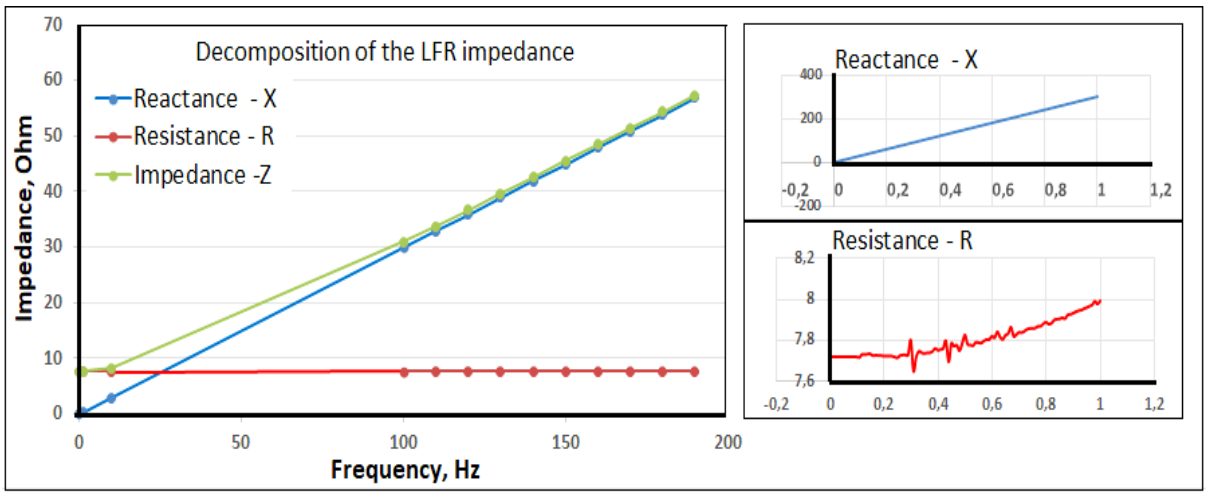


Figure 3.5 : *Décomposition de la courbe d'impédance $Z(f)_{LFR}$, $X(f)_{LFR}$ et R_{dc}* [76].

3.5.2.2 Auto-extraction de l'inductance équivalente L_{eq}

La partie imaginaire de l'équation (2) représente la réactance $X(f)_{LFR}$, où l'inductance équivalente comprend l'inductance propre et les inductances mutuelles, sa valeur reste constante. L'inductance équivalente est extraite directement à partir de la pente de la réactance $X(f)_{LFR}$: où $Leq = Im\,(\mathrm{Z(f)_{LFR}})/\omega = \mathrm{X(f)_{LFR}}/\omega$.

3.5.3 Auto estimations des inductances propres et mutuelles l_s et $M_{i,j}$

Pour trouver la solution optimale qui correspond aux données de mesure de la sous-bande LFR, l'expression (2) a été simplifiée pour obtenir l'équation de la réactance (13) qui contient deux inconnues ls et λ, qui est considérée comme la fonction objective de l'algorithme de recherche pour estimer ls et λ puis les inductances mutuelles $M_{i,j}$.

L'équation (2) peut être écrite comme :

$$\mathrm{X(f)_{LFR}} = \omega N(l_s + l_m) \qquad (11)\ [76].$$

Où $l_m = 2\sum_{\mathrm{i}=1}^{\mathrm{N}-1}(N-\mathrm{i})M_{i,i+1}$ est l'inductance mutuelle globale.

Cependant, chaque paramètre (ls et λ) doit être borné entre deux limites supérieure et inférieure de l'espace de recherche.

3.5.3.1 Espace de recherche de l'inductance propre et mutuelles

Comme indiqué ci-dessus, l'espace de recherche est une tâche fondamentale dans l'estimation des paramètres des circuits équivalents mutuellement couplé. Cependant, Mukherjee et al. [134] ont indiqué qu'il n'y a pas de procédure directe pour déterminer les limites de l'espace de recherche, et donc il peut être réglé en fonction de l'expérience, des essais et des connaissances sur le domaine. Des études récentes ont utilisées des méthodes pour fixer l'espace de recherche de l_s et $M_{i,j}$, par la mesure directe de l'inductance équivalente L_{eq}, où les valeurs des bornes supérieure et inférieure de l'inductance propre est choisie successivement $l_{smin} = 0$ et $l_{smax} = L_{eq} / N$, [131,134,135,133,152], de sorte que les inductances propre et mutuelles satisfassent les contraintes des inégalités de l'équation (3). Toutefois, l'estimation des paramètres avec ce large espace de recherche nécessite un temps de calcul important et aucune solution unique ne sera trouvée. De plus, si la taille du circuit équivalent est assez grande, il est impossible d'obtenir des valeurs de paramètres précises.

L'avantage important de la méthode proposée par les auteurs dans la référence [152] est de réduire l'espace de recherche en calculant l_s et $M_{i,j}$ en utilisant deux mesures à partir de points internes de disques de l'enroulement, où les autres inductances mutuelles peuvent être déterminées par substitution de ses valeurs dans l'équation (3). En revanche, notre travail proposés ci-dessous

vise à résoudre le problème de la réduction de l'espace de recherche présent dans les recherches précédentes [153–155,158]. La réduction doit provenir automatiquement à partir de la réponse FRA uniquement et peut donc être appliquée aux méthodes de synthèse, de l'identification des paramètres et au diagnostic.

Les inégalités de l'équation (5) peuvent être écrites sous la forme suivante :

$$2\sum_{\mathrm{i}=1}^{N-1}\left(\frac{N-\mathrm{i}}{N}\right)\lambda_{min}{}^{i}l_s < 2\sum_{\mathrm{i}=1}^{N-1}\left(\frac{N-\mathrm{i}}{N}\right)M_{1,i+1} < 2\sum_{\mathrm{i}=1}^{N-1}\left(\frac{N-\mathrm{i}}{N}\right)\lambda_{max}{}^{i}l_s \qquad (12)$$

(12) devient comme suite : $\beta_{\mathrm{Nmin}}l_s < l_m < \beta_{\mathrm{Nmax}}l_s$

Avec, $\beta_N = \frac{2}{N}\sum_{\mathrm{i}=1}^{N-1}(N-\mathrm{i})\,\lambda^i$

Et $l_m = \beta_N l_s$ où $0 < \beta_N < N-1$

Remplaçant l_m dans l'équation (11) devienne (13).

$$\mathrm{X(f)_{LFR}} = \omega N l_s\left(\frac{2}{N}\sum_{\mathrm{i}=1}^{N-1}(N-\mathrm{i})\,\lambda^i + 1\right) \qquad (13)$$

$$= \omega N l_s(\beta_N + 1)$$

L'espace de recherche de l'inductance propre l_s est :

$$l_{s\,max} = \frac{\mathrm{X(f)_{LFR}}}{\omega.N.(\beta_{\mathrm{Nmin}}+1)} = \frac{1}{(\beta_{\mathrm{Nmin}}+1)}\frac{L_{eq}}{N}$$

$$l_{s\,min} = \frac{\mathrm{X(f)_{LFR}}}{\omega.N.(\beta_{\mathrm{Nmax}}+1)} = \frac{1}{(\beta_{\mathrm{Nmax}}+1)}\frac{L_{eq}}{N}$$

Les auteurs [135,153,154] ont utilisé les contraintes des inégalités dans les équations (4) et (5) pour déterminer les inductances propres et mutuelles. En outre, les auteurs dans la référence [158] ont indiqué que les bornes supérieure et inférieure de l'inductance mutuelle :

$M_{1,2}$ entre les disques 1 et 2 peut être choisie $0{,}4l_s < \mathrm{M_{1,2}} < 0{,}8\,l_s$.

$M_{i,j}$ entre les disques i et j peuvent être limitées comme suit :

$0{,}4M_{i,j-1} < M_{i,j} < 0{,}8M_{i,j+1}$, $\forall i = 1, \ldots, N-1 \forall j = 2, \ldots, N-1$.

En revanche, en utilisant la méthode proposée, la restriction de l'espace de recherche de l'inductance propre peut être réduite à 73,9 % dans le cas de 0,4 <λ <0,8 et N = 6 comme le montre la (Figure 3.6).

Le nouvel espace de recherche de l_s obtenu est (0,245 $\frac{L_{eq}}{N}$ < l_s < 0,509 $\frac{L_{eq}}{N}$), il nettement réduit par rapport à l'espace de recherche 0 < l_s < $\frac{L_{eq}}{N}$ fixé par [131,134,135,133,152].

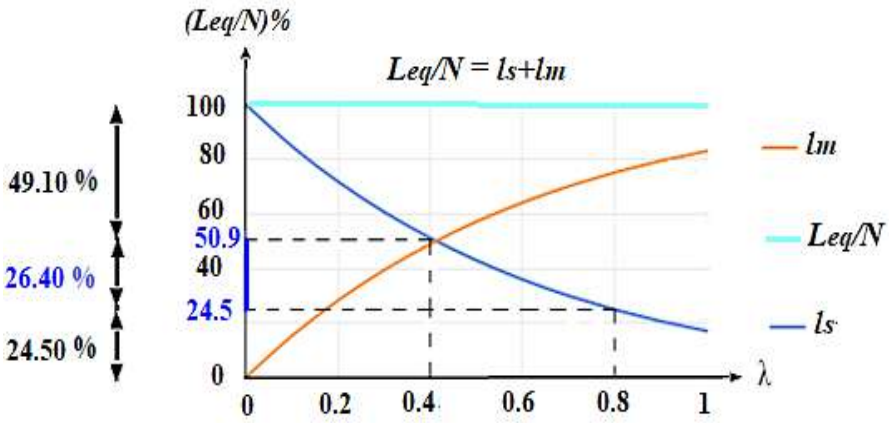


Figure 3.6 : *Capacité de la méthode proposée à la restriction de l'espace de recherche* [76].

Les paramètres λ et l_s sont estimés à partir de l'équation (13), afin de minimiser la différence entre la courbe $Z(f)_{LFR}$ mesurée et celle simulée par le modèle équivalent. Ensuite, toutes les inductances mutuelles sont calculées en substituant les valeurs de l_s et λ dans l'équation (3).

3.5.4 Auto estimations des capacités séries et shunts C_s et C_g

Dans les efforts précédents, l'estimation des capacités du modèle mutuellement couplé a été mise en évidence dans plusieurs types de recherches. Les auteurs de la référence [159] ont proposés une méthode pour estimer la capacité série à partir de la fonction rationnelle dans le domaine de Laplace « s », dans laquelle la capacité shunt est obtenue par une mesure directe. En outre, Shah et al. [9] ont proposés une méthode pour estimer les capacités du modèle de circuit en utilisant des quantités mesurables telles que la capacité effective, la capacité équivalentes et la capacité shunt… etc. Les capacités du circuit peuvent également être déterminées en utilisant les algorithmes d'optimisation décrits dans les références [135,154].

La détermination des capacités dans cadre de notre étude est basée sur l'estimation et non pas sur la mesure. L'automatisation de l'estimation des capacités est basée sur la relation entre les fréquences de résonance et les paramètres d'enroulement (capacités et inductances) réalisée par Mukherjee et al. [155] comme mentionné ci-dessus dans l'équation (7). Cette dernière est simplifiée afin de définir une fonction objective appropriée pour l'algorithme d'optimisation. Pour la simplification, l'inductance totale $M_{0,N}$ de l'équation (7) doit être calculée, elle est donnée par l'équation (14). Aussi la somme des inductances totales est donnée par l'équation (15). La relation de l'équation (7) après simplification est illustrée dans l'équation (16).

$$M_{0,1} = l_s \qquad \beta_1 = 0$$

$$M_{0,2} = 2l_s(1+\beta_2) \qquad \beta_2 = \lambda$$

$$M_{0,3} = 3l_s(1+\beta_3) \qquad \beta_3 = \frac{2}{3}\left(2\lambda + \lambda^2\right)$$

$$. \qquad .$$

$$M_{0,N} = Nl_s(1+\beta_N) \qquad \beta_N = \frac{2}{N}\sum_{i=1}^{N-1}(N-i)\,\lambda^i \qquad (14)$$

$$\sum_1^N M_{0,N} = l_s \sum_1^N N\,(1+\beta_N) \qquad (15)\ [76].$$

Si la structure d'enroulement est uniforme, les capacités sont réparties symétriquement sur les disques d'enroulement, où toutes les capacités séries et shunts de l'équation (7) sont identiques $C_{si} = C_s$ et $C_{gi} = C_g$, respectivement, et de même pour les inductances propre $l_{ii} = l_s$. L'équation (7), après simplification devient :

$$NC_s + \beta C_g = \delta \qquad (16)\ [76].$$

Avec : $\delta = \frac{1}{l_s}\sum_{i=1}^{N}\frac{1}{\omega_{sci}{}^2}$, $\beta = \sum_1^N N\,(1+\beta_N)$ et $\beta_N = \frac{2}{N}\sum_{i=1}^{N-1}(N-i)\,\lambda^i$

3.5.4.1 Auto-restriction de l'espace de recherche des capacités C_s et C_g

Pour compléter la construction du circuit équivalent, les capacités C_g *et* C_s doivent être limitées entre les bornes supérieure et inférieure de l'espace de recherche. Le circuit équivalent de

la (Figure. 3.2) se présente sous la forme d'une représentation de réseau en échelle RLC qui permet la reproduction du signal FRA qui est composé de fréquences de résonance et d'antirésonance O_{cnfs}, S_{cnfs} respectivement. Cependant, l'inductance équivalente et la capacité shunt dans le réseau LC présentent une résonance série. Par conséquent, le premier pic est fortement influencé par la capacité shunt effective (C_{geff}) [150,153]. Par ailleurs, pour réduire l'espace de recherche des capacités et de mettre la restriction autonome, on peut utiliser la capacité C_{g_Ocnf1} correspondant à la première résonance (O_{cnf1}) dans l'équation (17) pour obtenir une valeur approximative de la capacité shunt C_g qui permettra de limiter l'espace de recherche des capacités du modèle.

$$C_{g_O_{cnf1}} = \frac{1}{N(2pi.O_{cnf1})^2 L_{eq}} \tag{17}$$

En substituant la valeur de $C_{g_O_{cnf1}}$ dans l'équation (16), la valeur approximative de la capacité série C_{s_Ocnf1} est également déterminée. L'espace de recherche des capacités ainsi obtenu est donné par (18) :

$$\frac{C_{g_O_{cnf1}}}{n} < C_g < nC_{g_O_{cnf1}}$$

$$\frac{C_{s_O_{cnf1}}}{n} < C_s < nC_{s_O_{cnf1}} \tag{18}$$

Où n est le coefficient de l'espace de recherche de capacité ($n < N$) et

C_{s_Ocnf1} et C_{g_Ocnf1} sont les valeurs approximatives des capacités série et shunt respectivement.

Dans la sous-bande HFR, la procédure conduit à rapprocher les données $Z(f)_{HFR}$ mesurées de celles de la simulation dans la même gamme de fréquences.

Enfin, tous les paramètres calculés par la méthode FRA-SMI sont utilisés pour synthétiser le modèle de circuit équivalent. Le modèle obtenu est validé par la minimisation la différence entre la réponse fréquentielle du modèle et celle mesurée expérimentalement.

3.6 Validation expérimentale de la méthode proposée « FRA-SMI »

La méthode FRA-SMI a été appliquée sur deux enroulements réels de laboratoire (Figure 3.7). La synthèse du circuit mutuellement couplé commence par la mesure de la réponse en fréquence FRA, illustrées dans la (Figure 3.8). Idéalement, la méthode FRA-SMI devrait identifier tous les paramètres afin de reproduire le comportement similaire des enroulements testés.

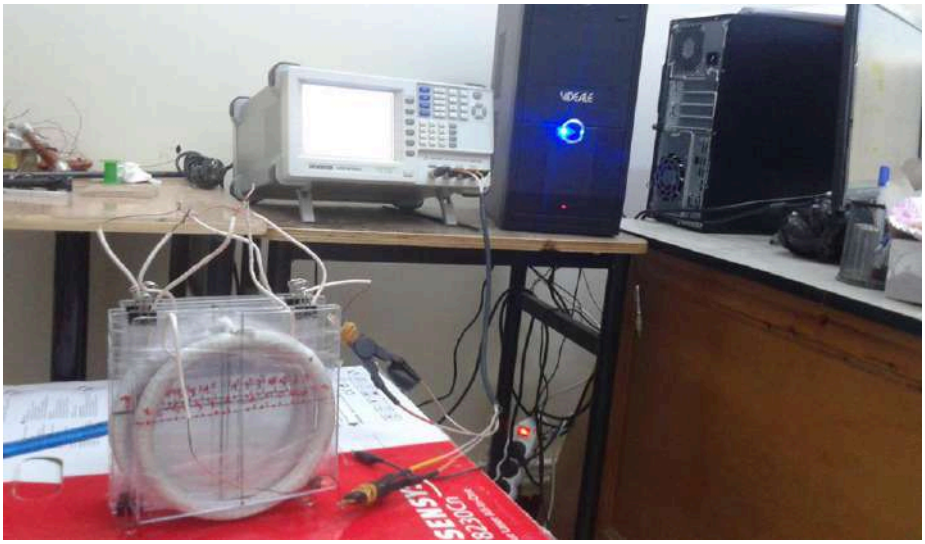


Figure 3.7: *Représentation du test FRA expérimentale de l'*enroulements *réels (Cas 01)*

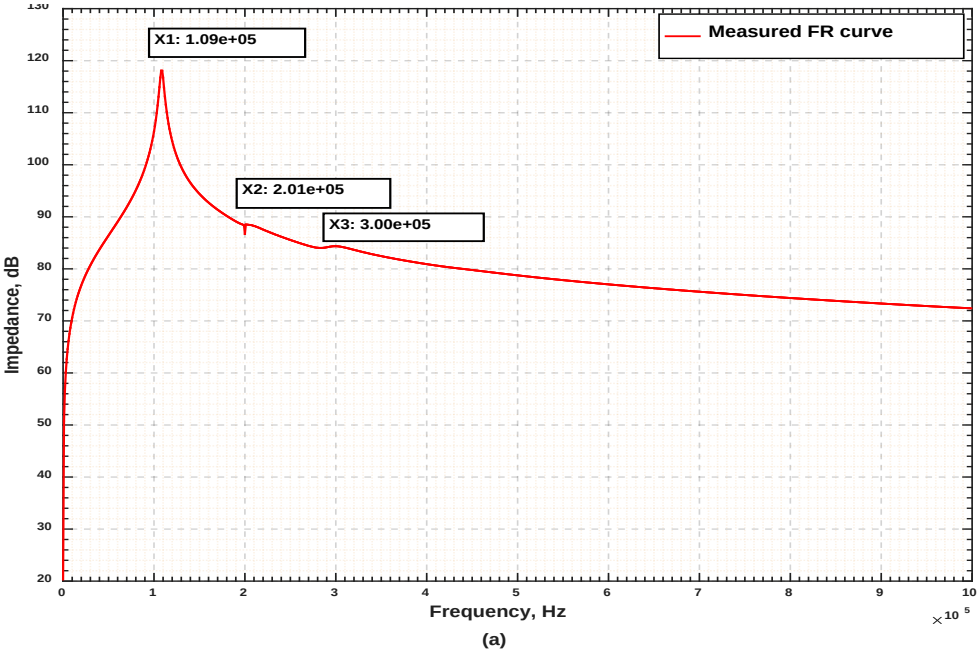


Figure 3.8: *Courbe FR mesurée à l'état sain de l'enroulements réel (Cas 01),* [76]

3.6.1 Cas pratique 01

La procédure d'identification des paramètres est effectuée selon l'organigramme de la (Figure 3.4), où tous les paramètres d'entrée de l'algorithme sont extraits directement à partir de données mesurées de la réponse fréquentielle de l'impédance comme suit :

- Extraction des fréquences de résonance O_{cnfs} à partir de la plage MFR illustrée à la (Figure 3.8) (109, 201 et 301 kHz).
- Détermination du nombre de sections N du circuit équivalent, qui est initialement égal au nombre de fréquences O_{cnfs} extraites. $N = 3$.
- Extraction de la résistance équivalente de l'enroulement à partir des données LFR. Elle vaut $R_{dc} = 7{,}72\ \Omega$.
- Extraction de la valeur de l'inductance équivalente à partir de la bande LFR, sa valeur est $L_{eq} =$ 53,5mH (voir section 3.3).
- Pour trouver la solution optimale de l'inductance propre et des inductances mutuelles, la fonction objective et l'espace de recherche doivent être spécifiés pour l'algorithme d'optimisation. En plus, pour restreinte les limites de l'espace de recherche des inductances propre et mutuelles, les valeurs supérieure et inférieure de λ sont choisies ($\lambda_{min} = 0.4$ et $\lambda_{max} = 0.8$), puis les bornes de l'inductance propre sont obtenues comme suit :

  - La limite supérieure de λ $\lambda_{max} = 0{,}8$;
  - La limite inférieure de λ $\lambda_{min} = 0{,}4$;
  - La limite supérieure de l_s $l_{smax} = 7{,}6\ mH$;
  - La limite inférieure de l_s $l_{smin} = 4{,}44\ mH$.

L'algorithme a été utilisé pour optimiser l'inductance propre l_s et le coefficient λ pour atteindre l'erreur minimale (13), dans lequel les résultats estimés sont de λ = 0,6 et l_s = 5,6 *mH*.

Le nombre de sections N est initialisé à une valeur égale au nombre de fréquences de résonnance de réponse fréquentielle. Dans le cas étudié il est initialisé à N= 3, cependant les valeurs optimales sont obtenues pour $N = 4$, qui correspond au nombre de disques constituant l'enroulement testé, ce qui reflète la réalité physique de l'enroulement étudié.

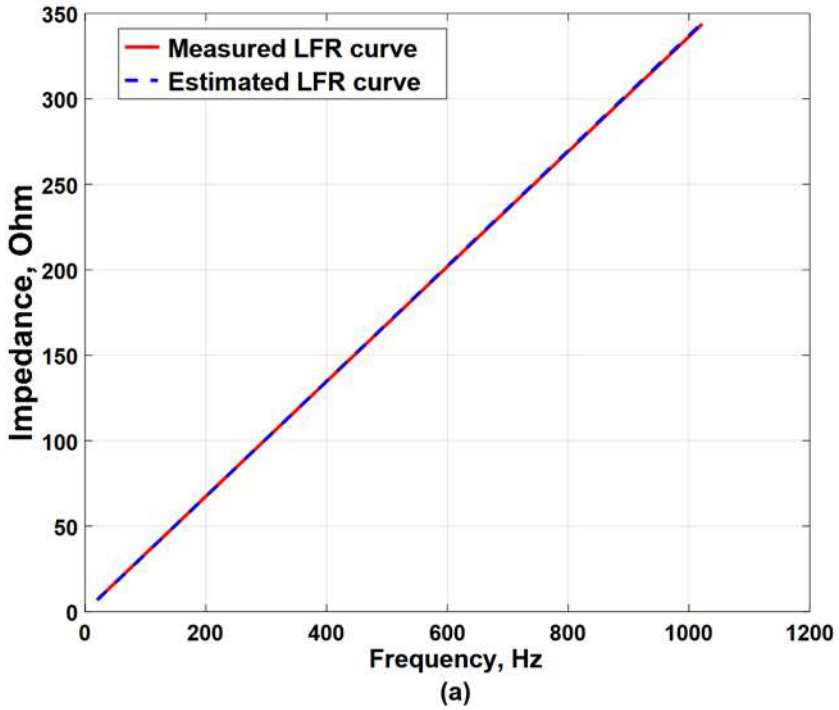


Figure 3.9: *Comparaison entre la courbe $X(f)_{LFR}$ mesurée à celle simulée (Cas1)* [76]

- Calcul des inductances mutuelles $M_{1,i+1}$ par la substitution de la valeur de l_s et λ dans l'équation (3). Les valeurs estimées de l'inductance propre et des inductances mutuelles sont données dans le Tableau 3.1.

Tableau 3.1. Valeurs estimées des inductances (mH) (Cas 1)

Parameters	Case 01
N	4
L_{eq}	53.5
l_s	5.6
$M_{1,2}$	3.4
$M_{1,3}$	2.1
$M_{1,4}$	1.2

Dans la sous-bande LFR, l'algorithme d'optimisation minimise la différence entre la réactance $X(f)_{LFR}$ et celle du modèle, afin de rapprocher la courbe mesurée de celle de la simulation dans cette gamme de fréquences comme le montre la (Figure 3.9).

Dans la sous-bande HFR, l'équation (16) a été utilisée comme fonction objective afin de minimiser l'erreur entre l'impédance mesurée $Z(f)_{HFR}$ et la sortie du modèle (Figure 3.10). En appliquant la procédure de calcul détaillée dans la section (3.5.4.1), les valeurs approximatives des capacité Cg et Cs sont $C_{g_Ocnf1} = 10{,}52\ pF$, et $C_{s_Ocnf1} = 114{,}77\ pF$. Par conséquent, l'espace de recherche des capacités peut être déterminé en multipliant et en divisant les valeurs approximatives des capacités par le coefficient n, qui est déterminé dans ce cas ($n = 1{,}5$). D'où on obtient :

Les limites de recherche de la capacité shunt C_g

- $C_{gmax} = 1.5C_{g_O_{cnf1}} = 15.8\ pF$;
- $C_{gmin} = \frac{C_{g_O_{cnf1}}}{1.5} = 7.03\ pF$;

Les limites de recherche de la capacité shunt C_s

- $C_{smax} = 1.5C_{s_O_{cnf1}} = 172\ pF$;
- $C_{smin} = \frac{C_{s_O_{cnf1}}}{1.5} = 76\ pF$.

L'algorithme d'optimisation minimise la différence entre l'impédance $Z(f)_{HFR}$ et celle simulée avec le modèle dans cette gamme de fréquences (Figure 3.10). Les valeurs optimales estimées des différentes capacités sont données dans le Tableau 3.2.

Enfin, la procédure des critères de performance consiste à rapprocher la courbe FRA mesurée de celle de la simulation de sortie du modèle. La méthode FRA-SMI permet de minimiser la différence entre la courbe d'impédance $Z(f)_{FR}$ et celle obtenue à partir des paramètres identifiés du modèle dans toute la gamme de fréquences (Figure 3.11).

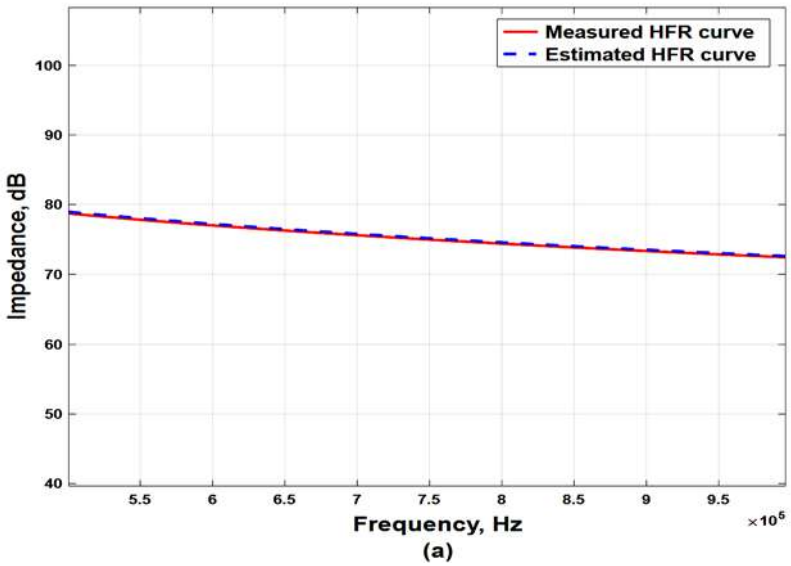


Figure 3.10: *Comparaison entre la courbe $X(f)_{HFR}$ mesurée à celle simulée (Cas1)* [76]

Tableau 3.2 Valeurs estimées des capacités (pF) (Cas 1)

Parameters	Case 01
C_s	115.94
C_g	7.13
C_{eq}	38.2

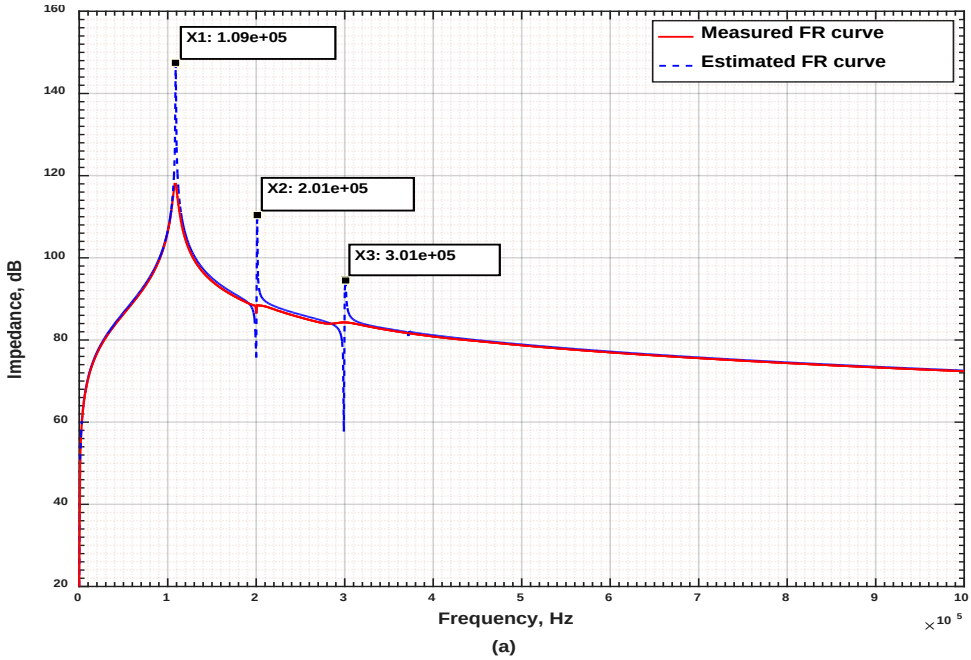


Figure 3.11 : *Comparaison entre $Z(f)_{FR}$ mesuré et celle estimé par FRA-SMI.* [76].

De plus, la comparaison des valeurs de fréquences de résonance mesurées avec celles estimées est présentée dans le Tableau 3.3, où il est clair qu'elles sont identifiées avec une grande précision en utilisant l'approche FRA-SMI, l'erreur calculée ne dépasse pas 0.4%.

Tableau 3.3 : Comparaison entre les fréquences propres mesurées et celles estimées [76].

Cas 01			
Fréquence de resonance	Mesuré	Identifié	Déviation
$O_{cnf'1}$	109	109	0.0%
$O_{cnf'2}$	201	201	0.0%
$O_{cnf'3}$	300	301	0.33%

Le circuit synthétisé à quatre sections a été construit avec ces paramètres (la résistance, les inductances et les capacités sont en Ω, mH et pF, respectivement), représentés sur la (Figure 3.12). Ses tracés de réponse en fréquence sont présentés sur la (Figure 3.11), dans laquelle toutes les fréquences propres de l'enroulement du modèle sont visibles.

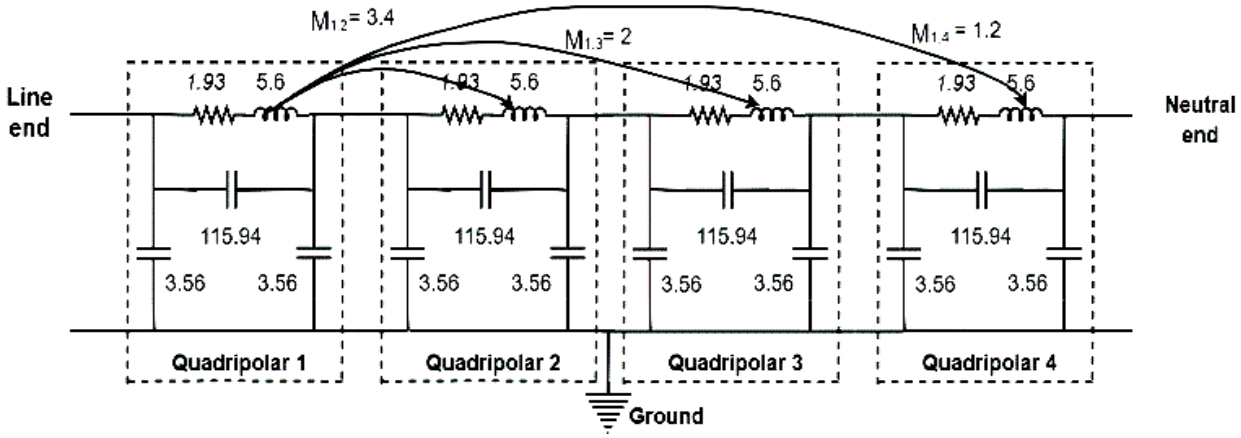


Figure 3.12 : *Circuit équivalent synthétisé de l'enroulement de transformateur sous test (Cas 01) par FRA-SMI* [76].

3.6.2 Cas pratique 02

En appliquant la même procédure que celle utilisée dans le premier cas, la capacité de la méthode FRA-SMI est testée avec succès par le deuxième cas pratique. Tout d'abord, les fréquences de résonance sont extraites à partir des données de la sous-bande MFR (Figure 3.13).



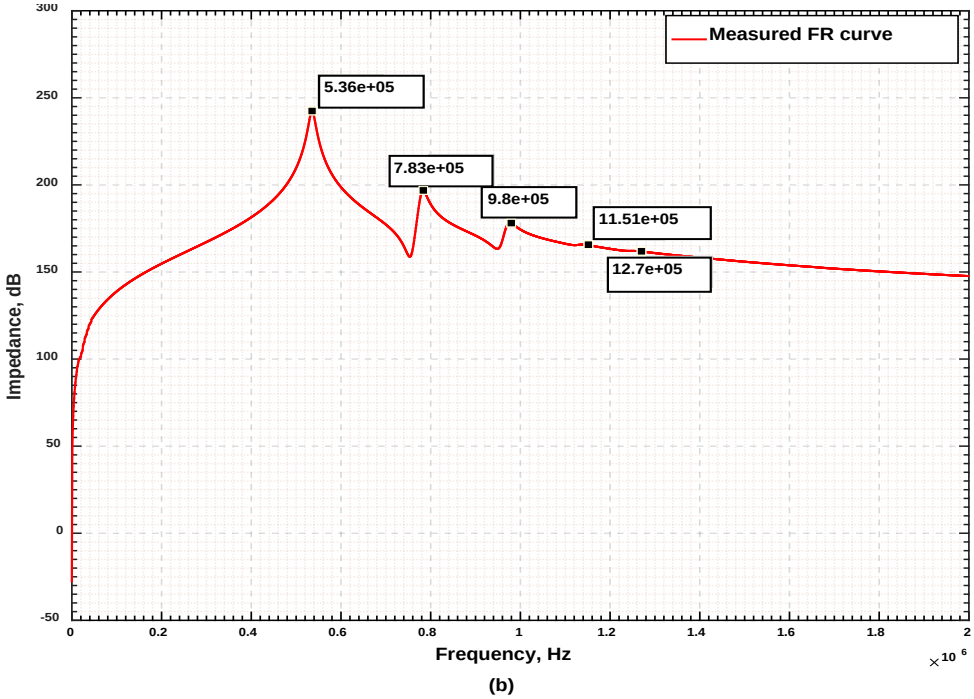


Figure 3.13 : *Courbe FR mesurée à l'état sain de enroulements réel (Cas 02)* [76].

La valeur initiale du numéro de section est définie comme $N = 5$. Ensuite, par extraction directe, la résistance équivalente et l'inductance équivalente $R_{dc} = 1{,}25\,\Omega$ et $L_{eq} = 1{,}5\,mH$ sont déterminés respectivement. Deuxièmement, après avoir choisi les valeurs supérieure et inférieure de λ_{min} et λ_{max}, les bornes sont fixées comme suit :

- La borne inférieure pour λ $\lambda_{max} = 0{,}6$;
- La borne inférieure pour λ $\lambda_{min} = 0{,}3$;
- La borne supérieure de l_s $l_{smax} = 0{,}186\ mH$;
- La borne inférieure de l_s $l_{smin} = 0{,}115\ mH$.

Les valeurs optimisées de λ et l_s sont $\lambda = 0{,}349$ et $l_s = 0{,}17\ mH$, où en substituant leurs valeurs dans l'équation (3), les inductances mutuelles $M_{i,j}\ (mH)$ sont données dans le Tableau 3.4.

Tableau 3.4. Valeurs estimées des inductances (mH) (Cas 2)

Parameters	Case 02
N	5
L_{eq}	1.5
l_s	0.17
$M_{1,2}$	0.059
$M_{1,3}$	0.02
$M_{1,4}$	0.0072
$M_{1,5}$	0.0025

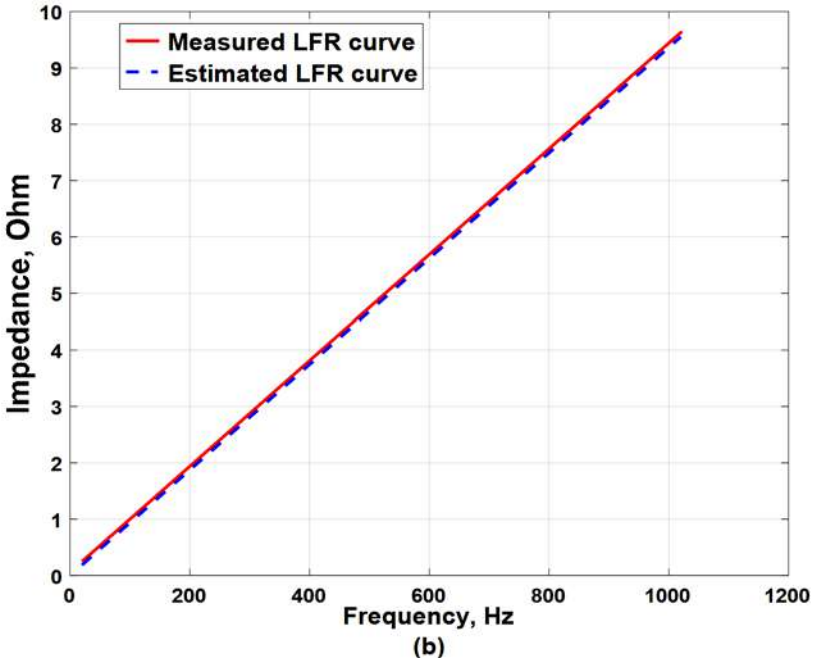


Figure 3.14 : *Comparaison entre la courbe $X(f)_{LFR}$ mesurée à celle simulée (Cas2)* [76]

L'algorithme d'optimisation minimise la différence entre la réactance $Z(f)_{LFR}$ et celle du modèle dans cette gamme de fréquences (Figure 3.14).

La valeur approximative de la capacité shunt est calculée par la première fréquence de résonance qui se trouve $C_{g_Ocnf1} = 11{,}9\ pF$, et en substituant sa valeur dans l'équation (16), la valeur approximative de C_s est $C_{s_Ocnf1} = 168\ pF$. Ainsi, en choisissant le coefficient ($n = 1{,}1$), les bornes sont fixées comme suit.

- $C_{gmax} = 1.1C_{g_O_{cnf1}} = 13.1\ pF$;
- $C_{gmin} = \frac{C_{g_O_{cnf1}}}{1.1} = 10.8\ pF$;
- $C_{smax} = 1.1C_{s_O_{cnf1}} = 184.8\ pF$;
- $C_{smin} = \frac{C_{s_O_{cnf1}}}{1.1} = 152.7\ pF$.

L'algorithme d'optimisation minimise la différence entre la réactance $Z(f)_{HFR}$ et celle du modèle (Figure 3.15). Les valeurs optimales des capacités série, shunt et équivalentes en (pF) sont indiquées dans le Tableau 3.5. On peut voir que la valeur approximative de C_g et C_s sont très proches aux valeurs estimées.

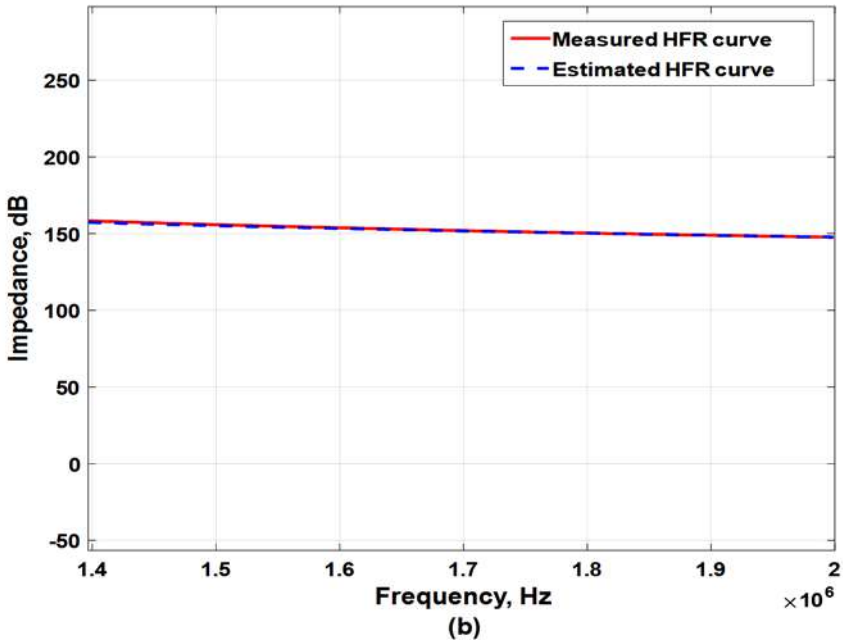


Figure 3.15 : *Comparaison entre la courbe $X(f)_{HFR}$ mesurée à celle simulée (Cas02)* [76]

Tableau 3.5 Valeurs estimées des capacités (pF) (Cas 2).

Parameters	Case 02
C_s	176.06
C_g	12.47
C_{eq}	54.5

Enfin, la méthode FRA-SMI a minimisé la différence entre la courbe d'impédance $Z(f)_{FR}$ et celle obtenue à partir du modèle équivalent. La comparaison graphique est représentée sur la (Figure 3.16). En outre, la comparaison des valeurs de fréquence propre mesurées avec celles estimées est présentée dans le Tableau 3.6, où il est clair que les fréquences de résonance O_{cnfs} sont identifiées avec une grande précision à l'aide de la méthode FRA-SMI.

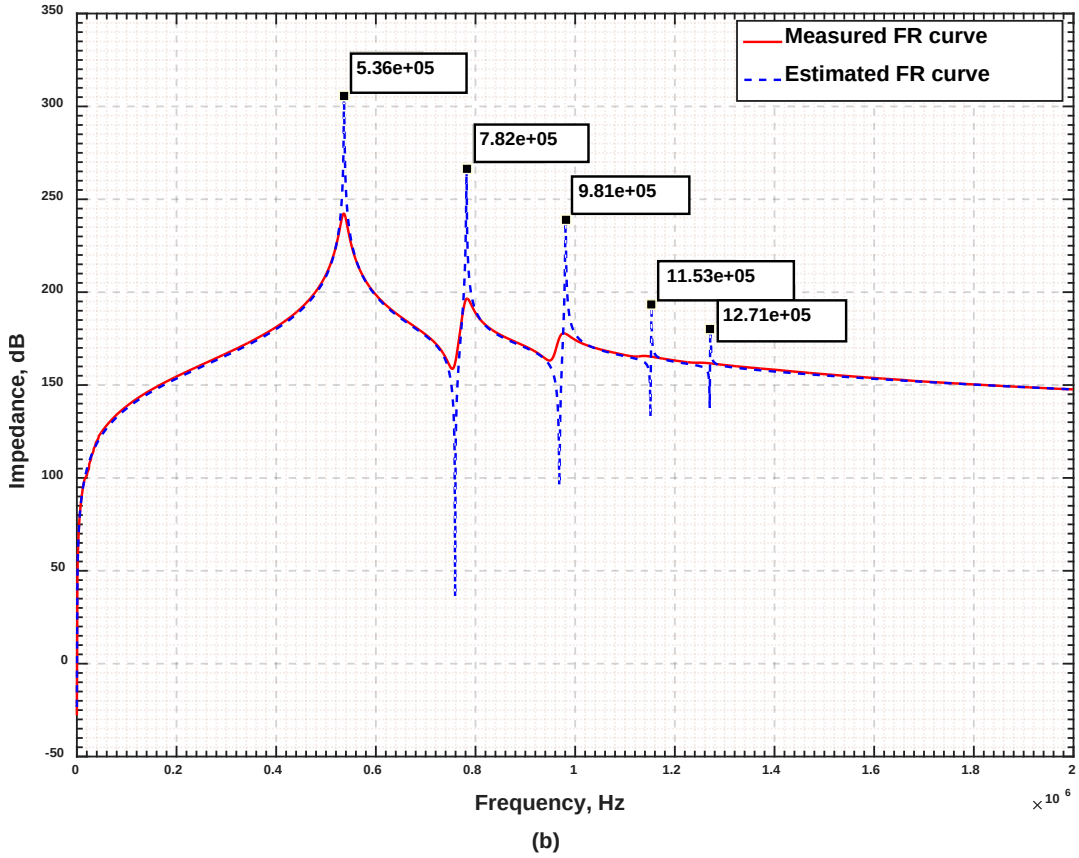


Figure 3.16 : *Comparaison entre $Z(f)_{FR}$ mesuré et celle simulée (Cas 2)* [76].

Tableau 3.6 : Comparaison entre les fréquences propres mesurées et celles estimées à l'aide du FRA-SMI [76].

Cas 02			
Fréquence de resonance	Mesuré	Identifié	Déviation
$O_{cnf'1}$	5.36	5.36	0.0%
$O_{cnf'2}$	7.83	7.82	0.12%
$O_{cnf'3}$	9.80	9.81	0.13%
$O_{cnf'4}$	11.51	11.53	0.17%
$O_{cnf'5}$	12.70	12.71	0.08%

Le circuit synthétisé à cinq sections a été construit avec ces paramètres (la résistance, les inductances et les capacités sont en Ω, mH et pF, respectivement), illustrés à la (Figure 3.17). Ses tracés de réponse en fréquence sont présentés à la (Figure 3.10b).

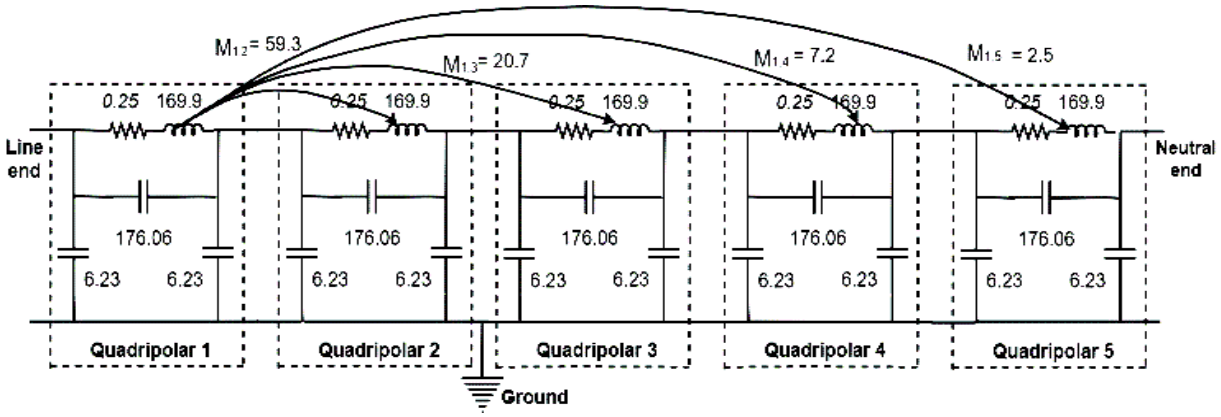


Figure 3.17 : *Circuit équivalent synthétisé de l'enroulement de transformateur sous test (Cas 02) par FRA-SMI* [76].

3.7 Conclusion

La méthodologie FRA-SMI proposée a été appliquée avec succès pour synthétiser le modèle équivalent mutuellement couplé de l'enroulement de transformateur basé sur l'interprétation de la morphologie du signal FRA. Cependant, des améliorations ont été apportées pour construire un circuit équivalent quasi unique de l'enroulement comme suit :

- Une nouvelle auto-restriction de l'espace de recherche a été proposée pour déterminer la matrice d'inductance. Des simplifications mathématiques sont utilisées pour réduire suffisamment l'espace de recherche pour l'algorithme d'optimisation afin d'obtenir une solution précise avec un temps efficace dans la gamme des basses fréquences.

- Une nouvelle procédure de construction automatique de la matrice capacitive a été proposée. Des simplifications mathématiques sont utilisées pour restreindre les limites de l'espace de recherche des capacités dans un domaine très limité.

De plus, les avantages de cette approche peuvent être énumérés comme suit :

- La mesure FRA est la seule entrée requise.

- la connaissance préalable de la construction de l'enroulement du transformateur n'est pas nécessaire.

- Réduction significative de l'espace de recherche des paramètres.

- Amélioration de l'efficacité du temps d'exécution.

- Synthèse d'un réseau d'échelle presque unique.

- Facile à implémenter.

Par conséquent, l'utilisation d'une seule donnée de mesure de l'amplitude de la réponse en fréquence et grâce aux nouvelles procédures de restriction de l'espace de recherche, la construction d'un réseau unique équivalent mutuellement couplé d'un enroulement de transformateur a été réalisée avec succès en utilisant la méthode proposée. Les résultats obtenus démontrent que FRA-SMI peut être considéré comme un outil autonome pour déterminer les paramètres de l'enroulement du transformateur afin de diagnostiquer ses défauts internes.

Ainsi, le plus grand avantage de cette approche est d'effectuer une tâche de synthèse autonome de manière non invasive et non destructive, c'est-à-dire en utilisant une seule quantité mesurable FRA, depuis les bornes externes du transformateur. Actuellement, des mesures FRA hors ligne et en ligne sont possibles, ce qui rend l'approche proposée pratiquement applicable dans les techniques de surveillance et de diagnostic.

Chapitre 4 :
Conception de la plateforme embarquée, implementation sur Arduino

4.1 Introduction

La surveillance des transformateurs est une tâche essentielle pour assurer leurs maintenances et la continuité de leurs services. Les principales causes de leurs défaillances sont : la surcharge, l'humidité, la température élevée, le refroidissement inefficace et les forces mécaniques dues à leurs transports ou aux courts-circuits dans les réseaux. Le transformateur doit être contrôlé régulièrement pour le maintenir en parfait état de fonctionnement. Plusieurs méthodes sont utilisées pour identifier les défauts dans les transformateurs et la plupart des efforts de recherche sont dirigés vers le développement de meilleurs outils et algorithmes pour développer des techniques d'évaluation de l'état des enroulements [160].

Les utilisateurs des transformateurs ont besoin d'outils rentables, faciles à utiliser et intégrés dotés d'une capacité de mesure autonome, donc, il est important d'identifier les paramètres clés qui devraient être surveillés pour réduire le coût du système global de surveillance, ces paramètres doivent être extraits des mesures et utilisés pour la détection de défauts. Il existe une tendance à l'utilisation des capteurs pour mesurer la température, l'humidité, le niveau d'huile, les courants, les tensions et la vibration des transformateurs [161]. Tous ces paramètres ou tests prélèvent des informations sur l'environnement local et externes du transformateur. Cependant, dans notre travail de recherche nous avons ajoutés aux systèmes de surveillances déjà existant un test FRA qui permet d'avoir des informations sur l'état de la partie active interne des transformateurs, spécialement pour la détection de déformations dans les enroulements basée sur l'analyse de la réponse fréquentielle FRA de ces derniers.

Les objectifs de l'établissement d'un processus de surveillance sont les suivants :

- Déterminer les techniques de mesure les plus appropriées à employer avec précision et à moindre coût.
- Établir des méthodes pour déterminer l'état des transformateurs à partir de ces mesures effectuées.
- Mettre en œuvre le système sur le terrain pour mesurer les paramètres et analyser les informations, afin de fournir un indice de santé utilisé pour identifier les modes de défaillance et de dégradation du transformateur.

4.2 Développement du prototype proposé

La plateforme embarquée sans fils proposée est une unité de télésurveillance intégrée au transformateur dans le but de la détection de défauts de celui-ci, elle est constituée de quatre parties principales, à savoir :

- Système de mesure et de conditionnement des signaux de paramètres utilisés,
- Unité d'acquisition et traitement de données,
- Unité de télécommunication (transmission sans fils des données),
- Partie de visualisation (interface graphique).

La (Figure 4.1) illustre le principe général de l'architecture de la plateforme embarquée proposée.

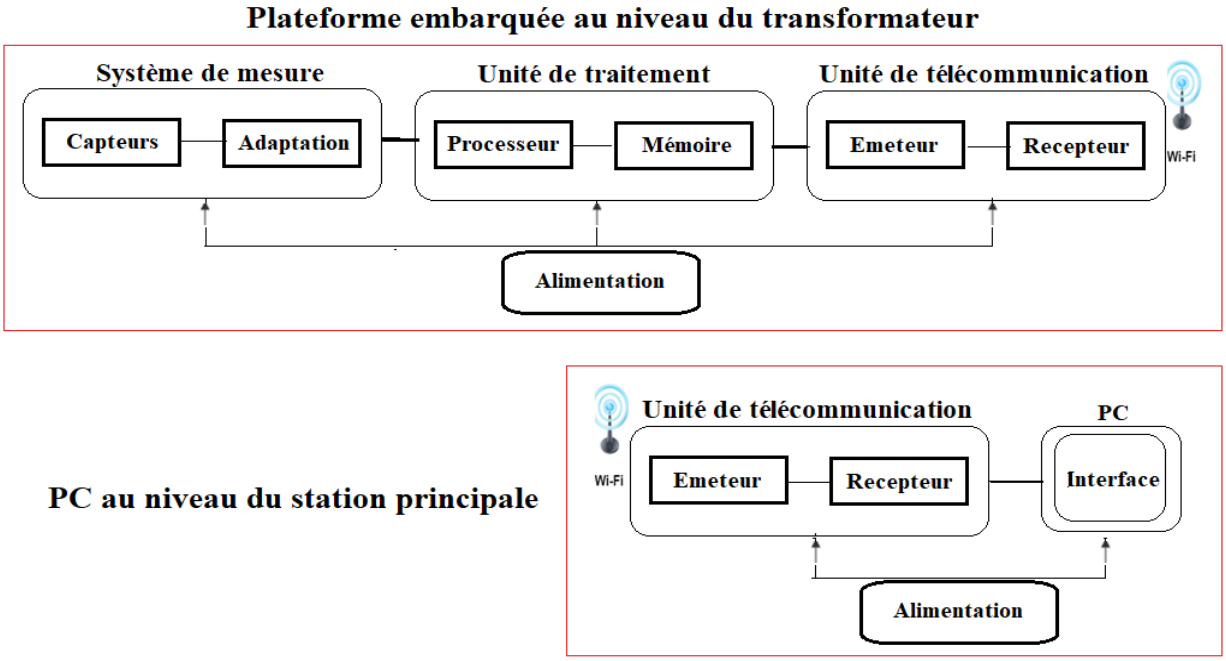


Figure 4.1. *Architecture de la plateforme proposée*

Nous avons conçu une plateforme embarquée basée sur un microcontrôleur qui surveille la tension, le courant, la température et le niveau d'huile par des mesures directes à partir des capteurs physiques, ces capteurs prélèvent les informations de l'environnement local de transformateur périodiquement. La plateforme surveille également la déformation mécanique de la partie active grâce au test FRA, ce test prélève des informations sur l'état géométrique des enroulements du transformateur situé dans une sous-station.

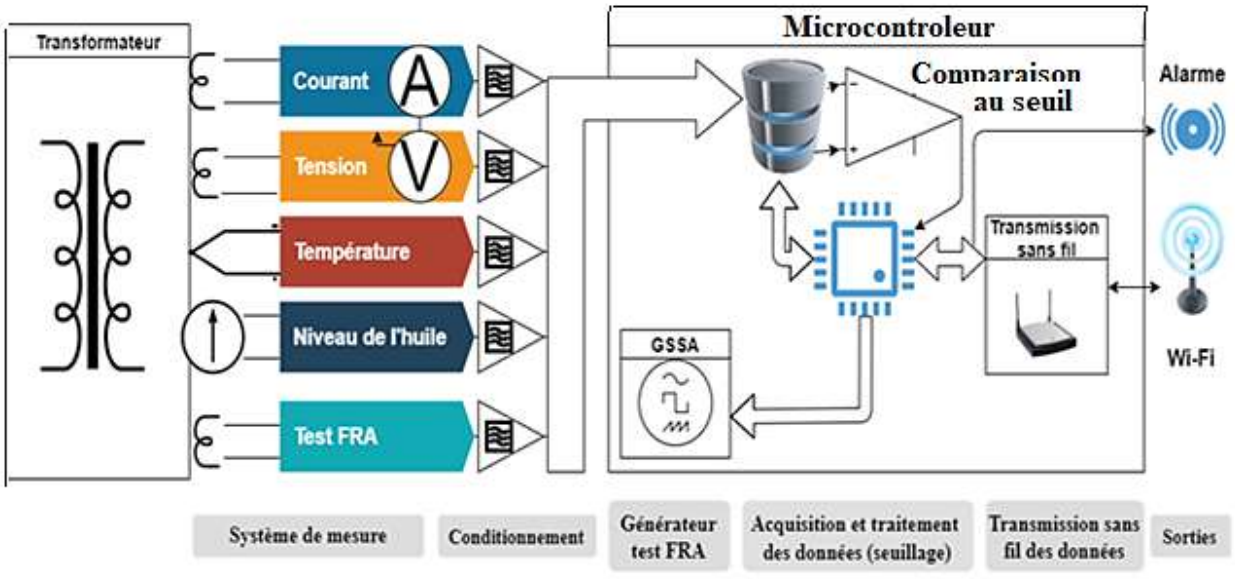
Les signaux mesurés par tous les capteurs seront stockés dans la plateforme qui est placée sur le transformateur à surveiller. Par la suite, les données captées sont comparées aux valeurs

nominales ou aux seuils prédéfinis. Lorsqu'un défaut est détecté, les résultats et les mesures sont transmis à la station principale qui se trouve à un endroit éloigné à l'aide d'une transmission sans fils. Les signaux émis sont reçus à la station principale à l'aide d'un récepteur sans fils **(**Figure 4.1), ensuite sont envoyés au PC pour visualisation et traitement. Le prototype développé est programmé de manière à balayer régulièrement le transformateur suivant un protocole de maintenance général, il détecte également les conditions de surcharge, de débit de courant élevé dans les enroulements internes, les températures élevées, le défaut de refroidissement et les déformations mécaniques qui peuvent conduire à des pannes graves, afin de diagnostiquer d'une façon précoce le transformateur afin de minimiser le coup de la maintenance.

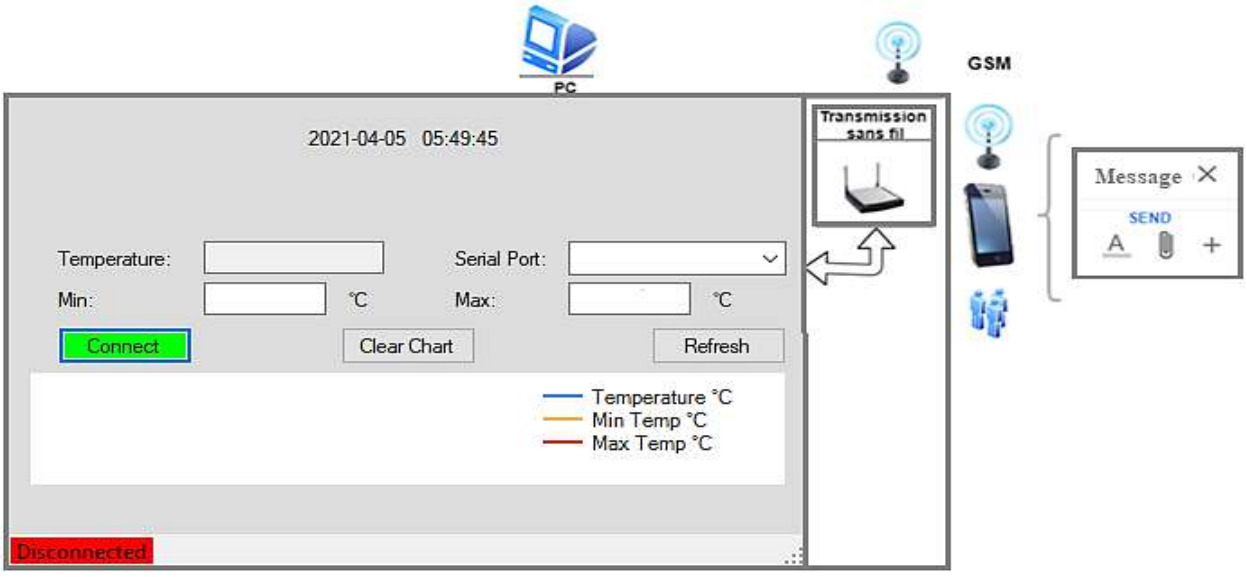
4.2.1 Structure générale de la plateforme embarquée sans fils

Le prototype développé est composé de plusieurs étapes dont chacune est essentielle pour obtenir de bonnes performances. Dans un premier temps, il est essentiel de définir le système de mesure des paramètres physiques et de sélectionner les types de capteurs à utiliser. Ensuite, l'identification de la procédure par laquelle le conditionnement des signaux est doit être réalisé. Par la suite, il est nécessaire de choisir une méthode à utiliser pour la communication sans fils des informations (Figure 4.2a). A la fin, une interface graphique est créée pour visualiser les données reçues par le récepteur (Figure 4.2b), afin de fournir un indice qui permet la détection de défauts.

La (Figure 4.2), représente le schéma de principe global du système développé.



(a)



(b)

Figure 4.2 : *Schéma synoptique de la plateforme embarquée sans fils, (a) la carte au niveau du transformateur (b) la réception à la station principale.*

4.2.2 Systèmes de mesure des paramètres (grandeurs) physiques

4.2.2.1 Mesure de la température

Afin d'obtenir la valeur de la température des transformateurs, il est nécessaire d'utiliser un dispositif électronique appelé transducteur. Cet élément permet de convertir la grandeur physique à mesurer en un signal de sortie (normalement tension ou courant) qui peut être traité par le système de conditionnement. Le capteur de température utilisé dans le développement de ce prototype est le dispositif semi-conducteur LM35. Ce dernier est choisi car il offre une plage de mesure élevée à bas prix. Le LM35 a une sortie de 10mV / ºC, sur une plage de température de -55 à 150 ºC [162].

La (Figure 4.3) présente un schéma typique de la connexion du dispositif précité.

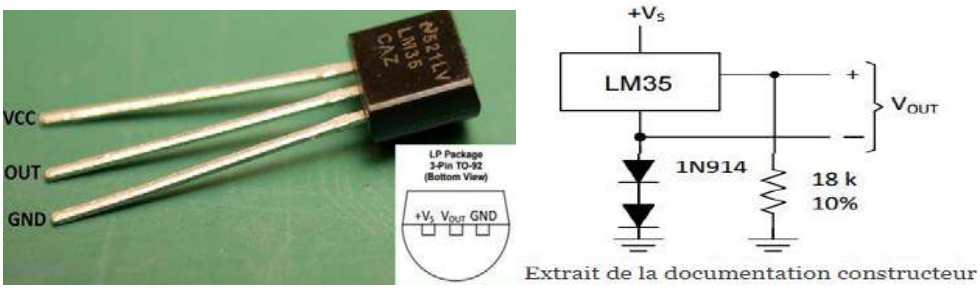


Figure 4.3 : *Capteur de température LM35*

4.2.2.2 Mesure du courant

Un capteur de courant fournit un courant ou une tension à la sortie qui est exactement proportionnel au courant circulant dans le système électrique. Les capteurs de courant sont utilisés dans les centrales de production, les sous-stations électriques et dans la distribution d'énergie électrique industrielle et commerciale.

Les principales méthodes utilisées pour la mesure de courant en fonction des exigences imposées par l'environnement, principalement :

- Niveau de courant à mesurer
- Précision, résolution, stabilité
- Avec ou sans séparation galvanique
- Réponse en fréquence
- Environnements (température, durée de vie…)

Pour le choix de l'instrument de mesure, le coût et leur utilisation sont de première importance. Il est donc nécessaire d'optimiser le design de manière à répondre aux maximums d'exigences du cahier des charges.

Parmi les techniques usuelles de mesure de courant, on peut citer :

- Shunt de mesure ;
- Transformateur de courant ;
- Capteur de courant basé sur la mesure directe d'induction ;
- Transducteur de courant sans circuit magnétique (bobine de Rogowski) ;
- Capteur de courant à effet Hall ;
- Capteur à champ moyen nul de type Fluxgate ;
- Capteur de courant basé sur l'effet Néel.

Le capteur de courant ACS712 (Figure 4.4a) produit une tension de sortie analogique proportionnelle au courant détecté. Le ACS712 se compose d'un circuit de capteur à effet Hall linéaire et précis. Ces capteurs sont disponibles en lecture pleine échelle de 5A, 20A et 30A.

Le capteur de courant SZT15-CH-5A (Figure 4.4b) est un transformateur de courant (capteur convertisseur) d'inductance mutuelle pour systèmes de contrôle automatique, utiliser pour la surveillance et la protection contre les surcharges.



(a) (b)

Figure 4.4 : *Capteur de courant (a)ACS712, (b) SZT15-CH-5A*

Concernant la réalisation pratique du prototype, on utilise le capteur ACS712 pour la surveillance des courants d'entrées et de sorties de transformateur, par contre dans l'application industriel réelle de la télésurveillance le transformateur SZT15-CH-5A est notre choix, car il est un capteur non invasif avec une auto-alimentation électrique et a une sortie DC 0-5V.

Les caractéristiques techniques de SZT15-CH-5A sont :

- Courant mesuré AC 0-10/20/50A, signal de sortie DC 0-5V ;
- La surveillance du courant d'inductance mutuelle offre une précision de détection de courant élevée et une isolation sûre de l'entrée et de la sortie ;
- Facile à installer ;
- Auto-alimenté, aucune alimentation externe requise ;
- Conception de structure directe, tension de tenue d'isolement jusqu'à 2000V.

4.2.2.3 Mesure de la tension

Les capteurs de tension à effet Hall à boucle fermée sont utilisés dans de nombreuses applications industrielles pour la détection, la surveillance et la régulation de tensions (Figure 4.5). Parmi leurs applications typiques, citons la surveillance des tensions d'entrée, de sortie et du circuit tampon intermédiaire dans les convertisseurs de fréquence.

L'utilisation d'un capteur LV 100 (Figure 4.5a) pour la mesure d'une tension nominale de 230 V ou 1000 V avec une erreur 3,4 % et 2,3 % respectivement dans le cas le plus défavorable. Les capteurs "LV 100-tension" (p.ex. LV 100-100) sont dimensionnés pour une puissance d'entrée de 10 W et calibrés en usine à leur tension nominale, ce qui garantit une excellente précision, identique pour tous les modèles de la série. La dynamique de mesure est limitée à 1,5 fois la valeur nominale.



(a) **(b)**

Figure 4.5 : *Capteur de tension (a) LV 100, (b)* module *ZMPT101B 2MA*

4.2.2.4 Mesure du niveau de l'huile

Le module ultrasonique se compose d'un émetteur, d'un récepteur et d'un circuit de commande. Ce module est utilisé pour détecter le niveau de l'huile dans la cuve du transformateur. Le module à ultrasons transmet une courte rafale de son au fond de la cuve et se reflète vers le capteur après avoir trouvé une obstruction de particules de l'huile. En mesurant le temps de vol, la distance peut être mesurée. Le module HC-SR04 à ultrasons est illustré à la (Figure 4.6).

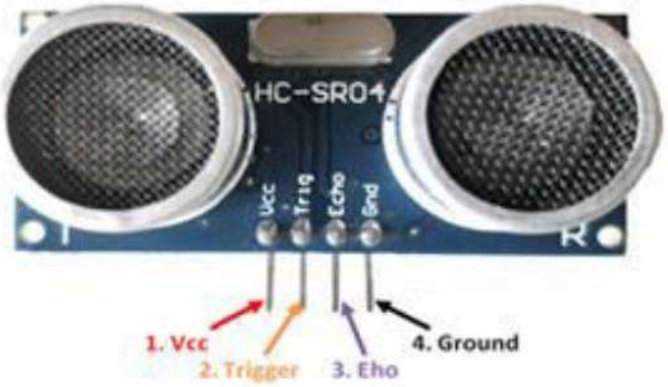


Figure 4.6 : *Capteur de niveau de l'huile module ultrasonique HC-SR04*

4.2.2.5 Mesure du courant de test FRA

Le test FRA est basé sur l'injection d'une tension d'excitation sinusoïdale faible amplitude allant de 0,1 V_{pp} à 10 V_{pp} (à 50 Ω), dont la fréquence augmente en continu de 20 Hz jusqu'à 02 MHz, à une extrémité de l'enroulement du transformateur, puis mesure le courant I_s provenant de l'autre extrémité (Figure 4.7).

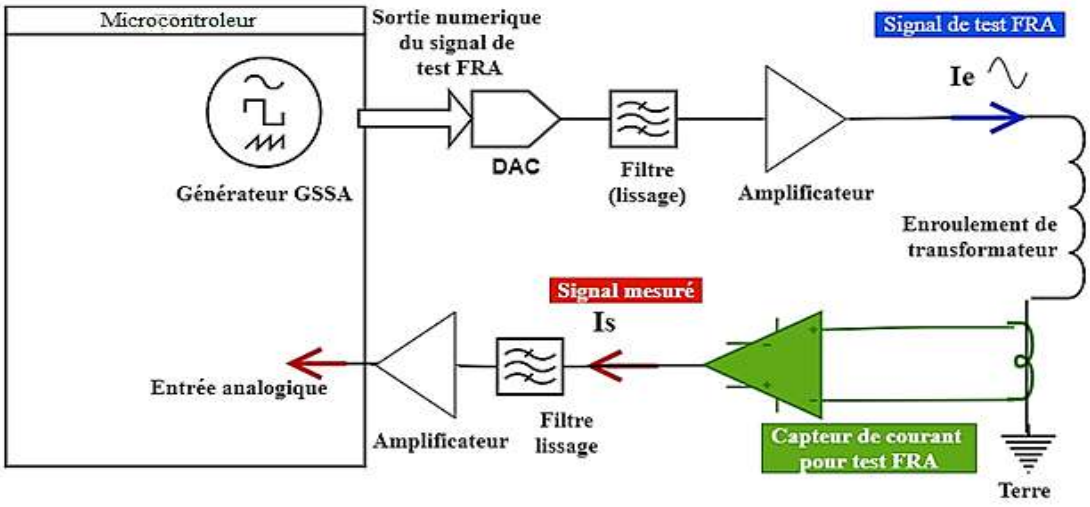


Figure 4.7 : *Méthode proposée pour la mesure de courant de test FRA*

L'application d'une tension de 1V à la borne de l'enroulement de transformateur induite un faible courant de l'ordre de micro-ampère, ce qui nécessite un capteur de courant très sensible. Il existe une multitude de technologies permettant de mesurer les faibles courants électriques. Nous nous intéressons de choisir celles pouvant éventuellement répondre à notre besoin. Suite à un travail de recherche bibliographique, nous avons retenu le capteur de courant TIPD135 qui permet de mesurer les très faibles courants de 10µA-100mA avec erreur de 0,05% (Figure 4.8).

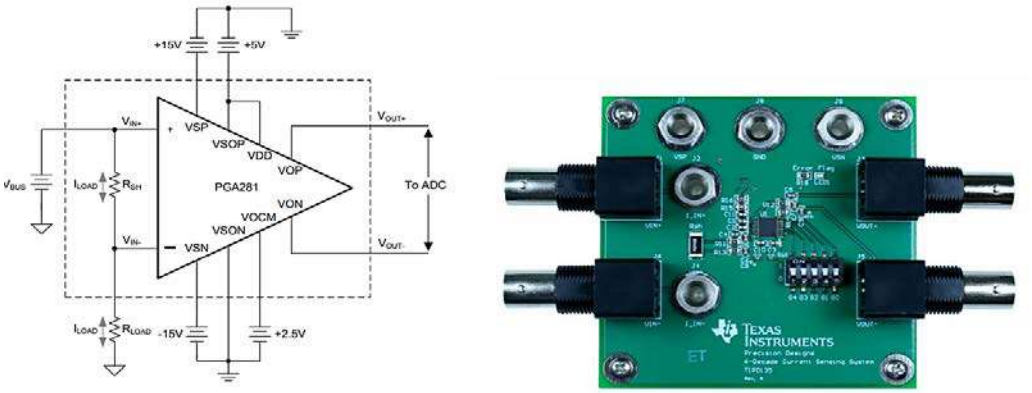


Figure 4.8 *Capteur de détection de courant 10uA-100mA, erreur de 0,05% TIPD135*

4.2.3 Conditionnement des signaux de mesure

La partie analogique en contact direct avec les capteurs est nommée conditionneur du signal. Elle est généralement formée par des amplificateurs opérationnels et des filtres analogiques afin d'éliminer toute composante hors bande de la fréquence du signal mesuré. Ce conditionnement peut impliquer une atténuation, une amplification, une isolation, une adaptation

ou un filtrage. Le circuit de conditionnement est composé de plusieurs étages. De sorte que le signal de tension émis par le capteur est injecté dans un traqueur de tension, utilisé afin d'éliminer les bruits indésirables [163]. De plus, cela permet une adaptation d'impédance de telle sorte que la mesure ne soit pas affectée par la connexion de plusieurs circuits du système (Figure 4.9).

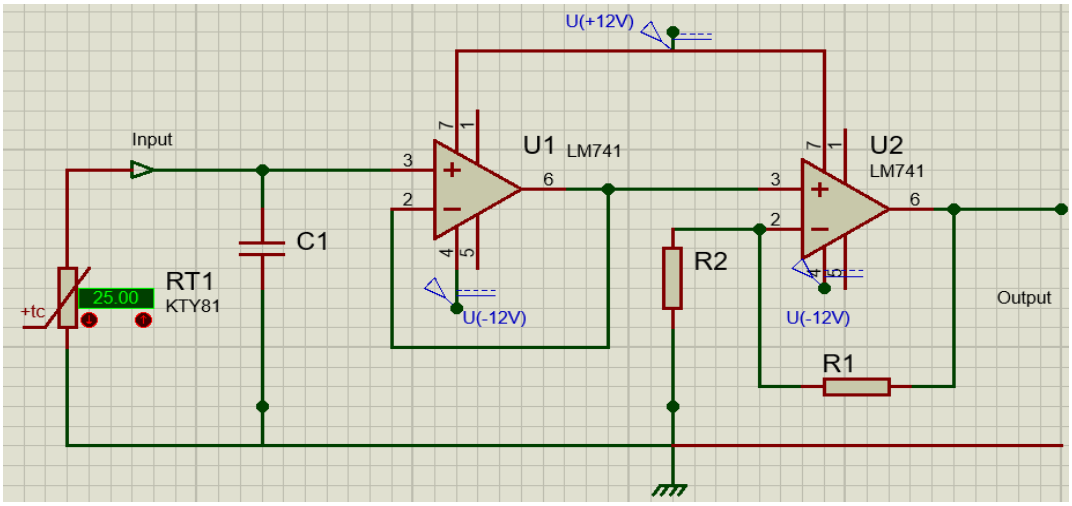


Figure 4.9 *Chaine de* conditionnement *des signaux de mesure*

4.3 Réalisation pratique du générateur de signal sinusoïdal dédié au test FRA

Le test FRA est basé sur l'injection d'une tension sinusoïdale et ceci nécessite un oscillateur ou un générateur de signal sinusoïdal local. L'objectif de cette partie de notre travail de recherche est de réaliser un générateur de signaux à synthèse d'amplitude (GSSA) pour générer le signal sinusoïdal nécessaire pour réaliser le test FRA (Figure 4.10).

4.3.1 Fonctionnement du generateur GSSA

Le générateur se compose d'une horloge réalisée par un oscillateur contrôlé par tension (VCO), un compteur d'adressage de la mémoire, une mémoire contenant les échantillons du signal test, et un convertisseur numérique-analogique (DAC) comme illustré à la (Figure 4.10b). L'oscillateur VCO fournit une base de temps et détermine la précision de fréquence pour le générateur GSSA. Il délivre un signal carré de fréquence variable commandé par tension. Ce dernier est l'horloge d'un compteur qui fournit l'adressage à la mémoire, qui à son tour délivre une version quantifiée en temps discret de la forme d'onde de sortie souhaitée (dans notre cas une sinusoïde). Le convertisseur numérique analogique (DAC) convertit la forme d'onde numérique

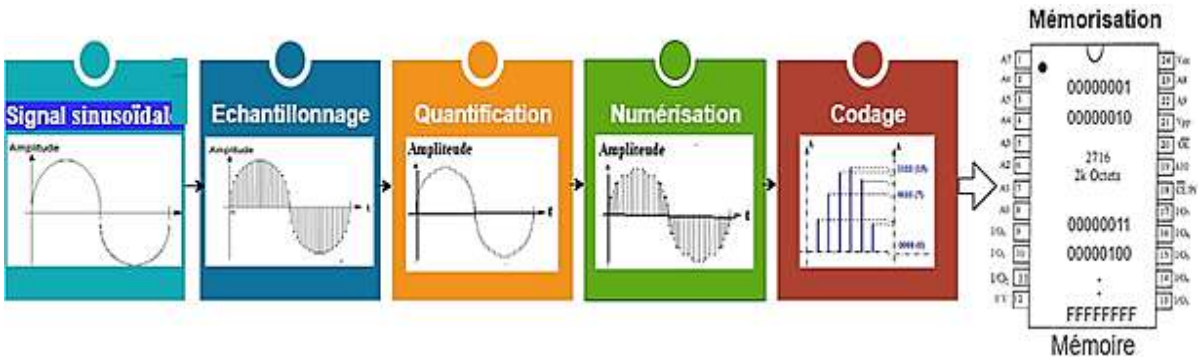
échantillonnée en une forme d'onde analogique. A la sortie, le filtre de lissage (reconstruction) rejette les répliques spectrales produites lors processus de conversion analogique [164].

Le GSSA présente de nombreux avantages par rapport à son homologue analogique, la période ou la fréquence est contrôlée par le changement de la fréquence de l'horloge du compteur d'adressage. L'amplitude et l'offset sont contrôlés par le circuit de conditionnement.

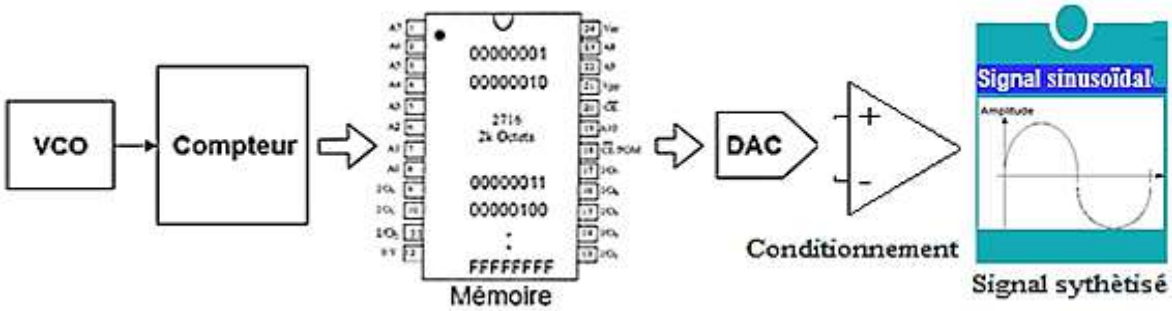
La réalisation d'un GSSA passe par deux étapes, la première est la mémorisation du signal de test FRA dans une mémoire, cette phase de programmation n'est effectuée qu'une seule fois au début. La deuxième étape est le processus de relecture de la mémoire pour reproduire périodiquement le signal de test FRA.

4.3.2 Mémorisation du signal de test FRA

La transformation d'un signal analogique en un signal numérique binaire est appelée numérisation. Pour cela, on a fait appel à plusieurs fonctions (notions) fondamentales de l'électronique tel que l'échantillonnage, la quantification, la numérisation, le codage, et 1a mémorisation (Figure 4.10a).



(a)



(b)

Figure 4.10 : (a) *Chaîne de programmation du signal de test FRA, (b) Chaîne de reproduction du signal de test FRA.*

4.3.2.1 Echantillonnage

Les signaux à temps continu sont caractérisés par une variable continue (le temps) et une amplitude pouvant être aussi bien continue, par contre les signaux à temps discret ne sont définis que pour des valeurs particulières du temps. Un signal digital ou numérique est un signal quantifié aussi bien en temps qu'en amplitude comme le montre la (Figure 4.10a). L'échantillonnage est le lien entre les signaux à temps continu et les signaux à temps discret, et c'est l'opération qui décrit un signal $X(t)$ par les données d'une suite numérique $X_e(t)= X(n.T_e)$ avec $T_e = T/256$;

T_e : La cadence ou la période d'échantillonnage ; $f_e = 1/T_e$ fréquence d'échantillonnage

T : La période du signal échantillonné.

4.3.2.2 Quantification du signal de test FRA

En traitement des signaux, la quantification est le procédé qui permet d'approcher un signal continu par les valeurs d'un ensemble discret d'assez petite taille (Figure 4.11). On parle aussi de quantification pour approcher un signal à valeurs dans un ensemble discret de grande taille par un ensemble plus restreint.

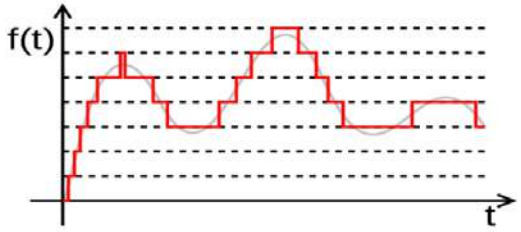


Figure 4.11 : *Quantification d'un signal*

4.3.2.3 Codage du signal de test FRA

Dans notre cas, chaque niveau quantifié est codé sur 8 bits (appelé nombre de bits de quantification), soit 2^8= 256 combinaisons pour quantifier tous les échantillons du signal.

Exemples :

- 1 bit : 2 combinaisons,
- 2 bits : 4 combinaisons,
- 8 bits : 256 combinaisons (échantillons).

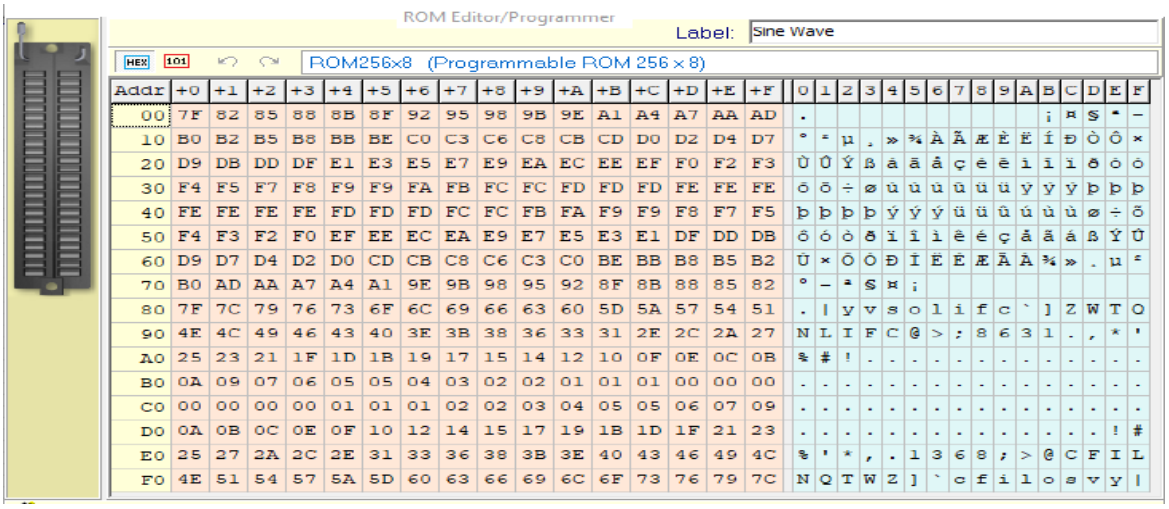
4.3.2.4 Stockage du signal de test FRA

Le générateur de signaux conçu est réalisé autour d'une EPROM qui va contenir les échantillons sous forme numérique du signal sinusoïdal relatif au test FRA, elle comporte 256

échantillons. Ce choix est justifié par le respect de la loi du théorème d'échantillonnage (théorème de Shannon $f_e \geq 2 * f_{signal\ max}$). Le sur échantillonnage ($f_e = 256 * f_{signal\ max}$) est utilisé pour garantir une bonne reconstitution ultérieure du signal, quant à la capacité mémoire, elle est faible car une seule période du signal sinusoïdal contenant 256 octets est programmée Tableau 4.1.

On peut se poser la question de l'intérêt de l'utilisation d'une table d'onde dans la mesure où la fonction sin () peut nous fournir toutes les valeurs nécessaires. Cet intérêt réside dans le fait que, bien que la détermination des valeurs par le calcul prenne moins de place en mémoire que le tableau équivalent, l'accès aux valeurs contenues dans ce tableau est beaucoup plus rapide que leur détermination par le calcul.

Tableau 4.1 : Table d'onde (ROM) contient les échantillons du signal sinusoïdal



Addr	+0	+1	+2	+3	+4	+5	+6	+7	+8	+9	+A	+B	+C	+D	+E	+F
00	7F	82	85	88	8B	8F	92	95	98	9B	9E	A1	A4	A7	AA	AD
10	B0	B2	B5	B8	BB	BE	C0	C3	C6	C8	CB	CD	D0	D2	D4	D7
20	D9	DB	DD	DF	E1	E3	E5	E7	E9	EA	EC	EE	EF	F0	F2	F3
30	F4	F5	F7	F8	F9	F9	FA	FB	FC	FC	FD	FD	FD	FE	FE	FE
40	FE	FE	FE	FE	FD	FD	FD	FC	FC	FB	FA	F9	F9	F8	F7	F5
50	F4	F3	F2	F0	EF	EE	EC	EA	E9	E7	E5	E3	E1	DF	DD	DB
60	D9	D7	D4	D2	D0	CD	CB	C8	C6	C3	C0	BE	BB	B8	B5	B2
70	B0	AD	AA	A7	A4	A1	9E	9B	98	95	92	8F	8B	88	85	82
80	7F	7C	79	76	73	6F	6C	69	66	63	60	5D	5A	57	54	51
90	4E	4C	49	46	43	40	3E	3B	38	36	33	31	2E	2C	2A	27
A0	25	23	21	1F	1D	1B	19	17	15	14	12	10	0F	0E	0C	0B
B0	0A	09	07	06	05	05	04	03	02	02	01	01	01	00	00	00
C0	00	00	00	00	01	01	01	02	02	03	04	05	05	06	07	09
D0	0A	0B	0C	0E	0F	10	12	14	15	17	19	1B	1D	1F	21	23
E0	25	27	2A	2C	2E	31	33	36	38	3B	3E	40	43	46	49	4C
F0	4E	51	54	57	5A	5D	60	63	66	69	6C	6F	73	76	79	7C

4.3.3 Restitution du signal de test FRA

Lorsque les 256 échantillons sont acquis (programmés), le GSSA est prêt à fonctionner en phase de restitution (relecture). La mémoire est pilotée par un compteur de relecture cyclique (recirculation), de sorte que nous obtenons un signal sinusoïdal périodique à la sortie du convertisseur numérique analogique (DAC) (Figure 4.10b). La relecture avec une nouvelle cadence change la fréquence du signal de sortie suivant les besoins, et cela se fait en changeant la fréquence de l'horloge. Si T_{signal} est la fréquence du signal à générer, et $f_{lecture}$ est la fréquence de relecture des échantillons du signal enregistré dans la mémoire ($f_{lecture}$ représente l'horloge du compteur généré par le VCO $f_{lecture} = f_{Clk}$) on définit le facteur d'accélération/ralentissement comme suit :

$$a = \frac{T_{signal}}{256.T_{Clk}} = \frac{f_{Clk}}{256.f_{signal}}$$

- $a > 1$ accélération (augmentation de la fréquence du signal) ;
- $0 < a < 1$ ralentissement (diminution de la fréquence du signal) ;
- $a = 1$ fréquence fixe ;
- $a = 0$ fréquence nulle (tension continue).

Donc on a :

$$f_{e\,\max} = \frac{1}{T_{accé\ de\ la\ mémoire}} \qquad f_{signal\,max} = \frac{1}{N.T_{accé\ de\ la\ mémoire}}$$

A titre d'exemple dans le cas de la mémoire 2764, son temps d'accès $T_{accé}$ = 200ns on a :

$$f_{e\,\max} = \frac{1}{200.10^{-9}} ns = 5\ \text{MHz}$$

$$f_{signal\,max} = \frac{1}{256.200.10^{-9}} ns = 26\ \text{kHz}$$

Un temps d'accès très court donne une fréquence d'échantillonnage très élevée.
La phase de relecture du signal test est une chaîne de reproduction du signal (Figure 4.10b).

4.3.3.1 Adressage de la mémoire

L'adressage de *l'EPROM* est réalisé à partir d'un compteur CD 4040 qui est un circuit imprimé de 16 broches, ce compteur contient 12 étages dont 8 sont uniquement utilisé dans notre cas, ces 8 étages peuvent également donner le comptage de 00 jusqu'à FF c.à.d. de 0 jusqu'à 255 en décimal donc il peut adresser 256 emplacements mémoire.

4.3.3.2 Horloge du compteur d'adressage

Notre objectif est de réaliser un générateur qui donne à la sortie un signal de fréquence variable contrôlé par l'utilisateur. Cette propriété n'a lieu que si l'horloge qui fournit la fréquence d'échantillonnage soit variable, en plus le signal d'horloge doit atteindre 5 MHz parce que le $t_{accés}$ de 1'*EPROM* est 200 ns ce qui implique que : $f_{ech\ max}$ = l/200ns = 5MHz.
Parmi les oscillateurs connus et répondant à ces propriétés il y a le *CD4046* qui est une *PLL* (boucle à verrouillage de phase) (Figure 4.12).

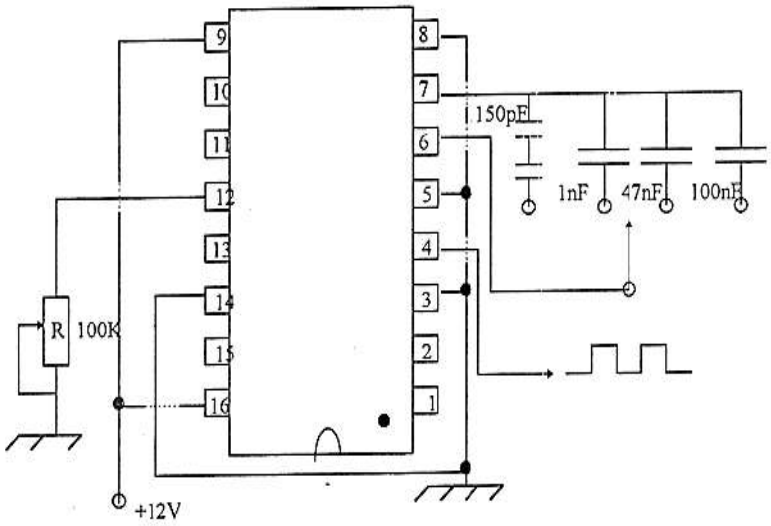


Figure 4.12 *Horloge réalisé par CD4046* [164]

L'oscillateur *CD4046* donne à sa sortie une fréquence qui dépend de la tension appliquée à l'entrée V.C.O, de la résistance et du condensateur connectés entre les bornes 6, 7, et 9, 16 respectivement pour rendre la fréquence de sortie de cet oscillateur variable il faut varier l'un de ces paramètres.

Dans notre cas la fréquence doit être variée continuellement dans une bande allant de 0 jusqu'à 5 Mhz, cependant l'utilisation d'un seul condensateur ne suffira pas. Pour des raisons pratiques, on a opté pour l'utilisation d'une variation par bande, en fixant la tension d'entrée V.C.O et en choisissant les valeurs à sélectionner à chaque fois permettant de couvrir toute la bande **(**Figure 4.12).

Pour cela on a utilisé une gamme de 4 condensateurs commutées entre les broches 6-7 du *CD4046*, chacun donne une bande distincte des autres.

Tableau 4.2 *Les 4 bandes de fréquence* [164]

Capacité	Bande de fréquence	
C_1 = 75 pF	f_{min} = 500 KHz	f_{max}= 4000 KHz
C_2 = 1 nF	f_{min} = 45,45 KHz	f_{max}= 570 KHz
C_3 = 47 nF	f_{min} = 5,25 KHz	f_{max}= 57,7 KHz
C_4 = 100 nF	f_{min} = 434 Hz	f_{max} = 6 KHz

Pour une bande de fréquence donnée, et la variation continue de la fréquence est assurée par l'ajustement de la résistance variable connectée entre la broche 12 et la masse du *CD4046*. L'opération est similaire pour les trois autres bandes. Le Tableau 4.1 montre ces 4 bandes.

4.3.3.3 Conversion numérique analogique

Dans le cas du système proposé, on utilise le convertisseur *DAC0800* qui répond parfaitement aux besoins de notre travail. Il a un temps de conversion très court (100 ns).
Ce convertisseur présente les caractéristiques techniques suivantes :

* Temps de conversion 100 ns
* Alimentation max + 18 volts.
* Puissance dissipée 500mw.
* Résolution 8 bits.

Le *DAC 0800* offre un autre avantage qui est la propriété d'avoir deux sorties complémentaires, et dans son fonctionnement normal il peut travailler avec deux modes suivant sa polarisation, ces deux modes sont : Le mode unipolaire et le mode bipolaire **(**Figure 4.13).
Dans notre système le convertisseur DAC *0800* travaille en mode unipolaire dont le montage complet est le suivant :

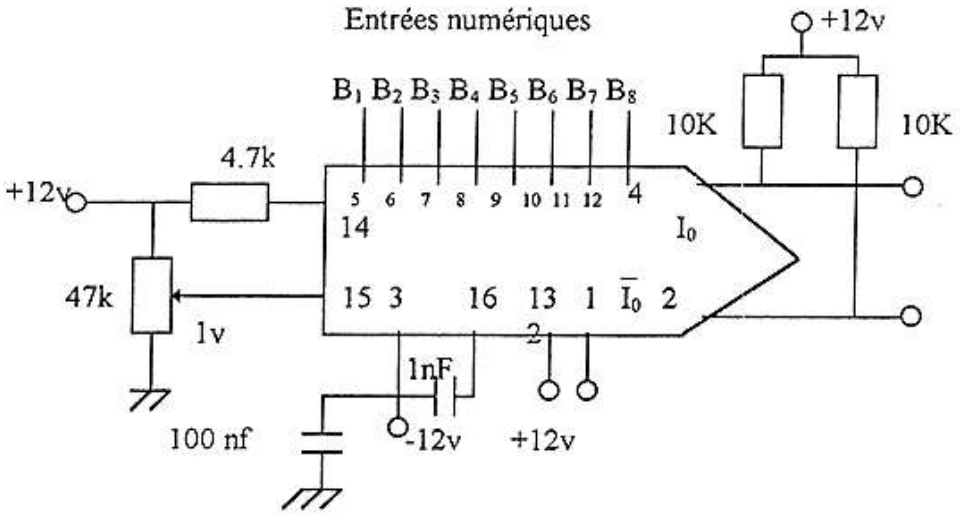
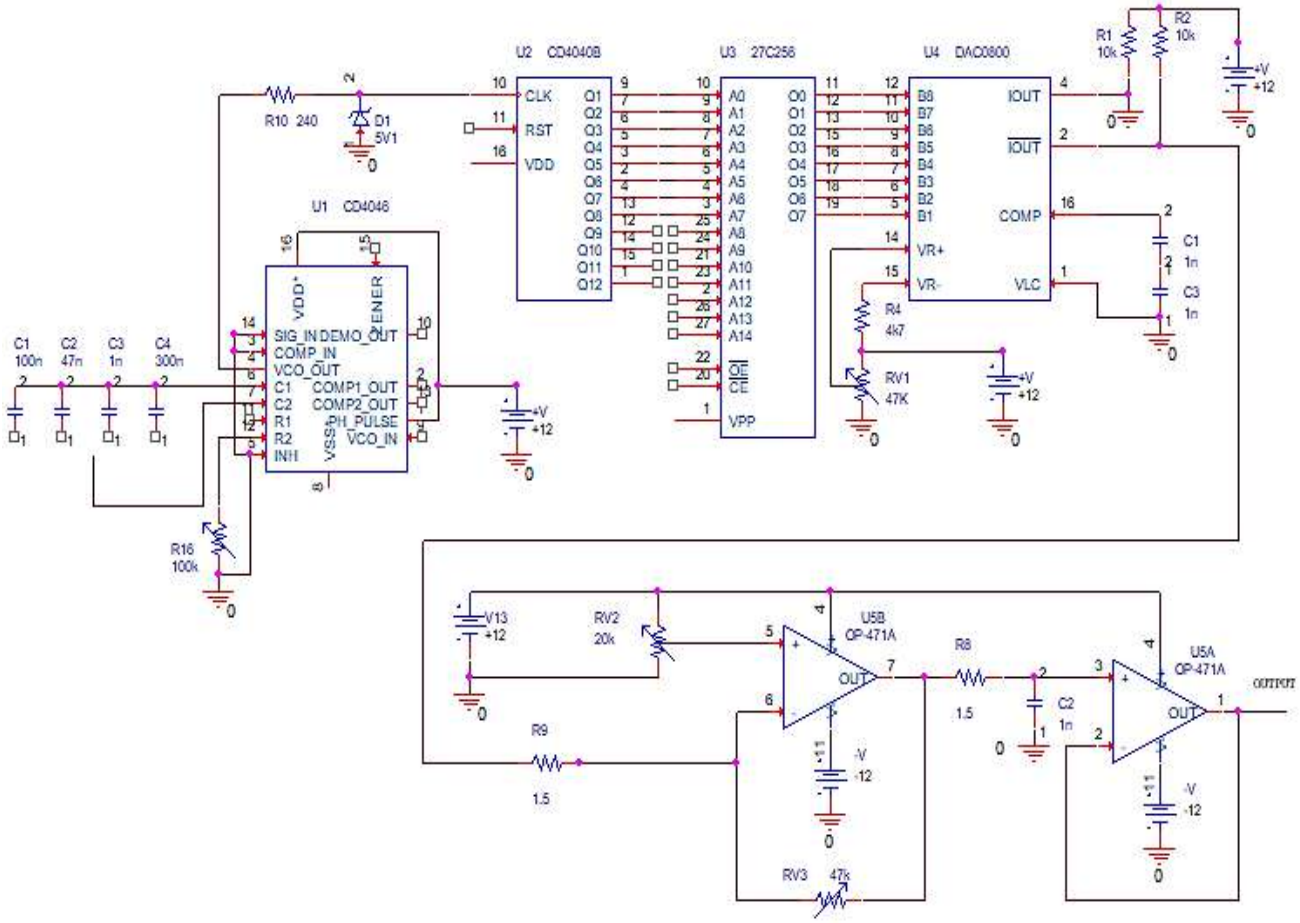


Figure 4.13 *Configuration du convertisseur dans le système en mode unipolaire* [164].

Le convertisseur reçoit les données numériques en provenance de I'EPROM sur ses broches 5 à 12, il a deux sorties l'une à la broche 4 et l'autre à la broche 2, ces deux sorties sont liées par deux résistances de 10 KΩ à l'alimentation (+12v).

4.3.4 Schéma global de la réalisation pratique du GSSA

Le schéma électronique de la réalisation pratique du GSSA est représenté par la (Figure 4.14).



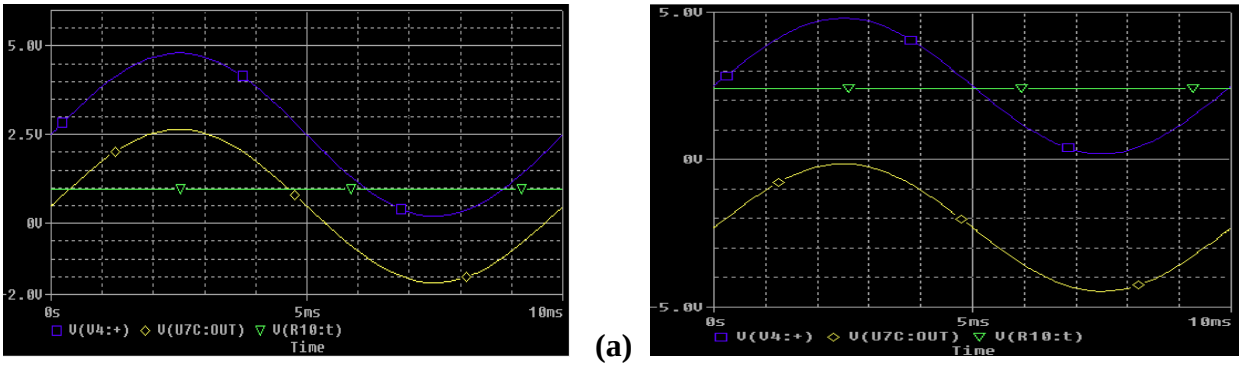
(b)



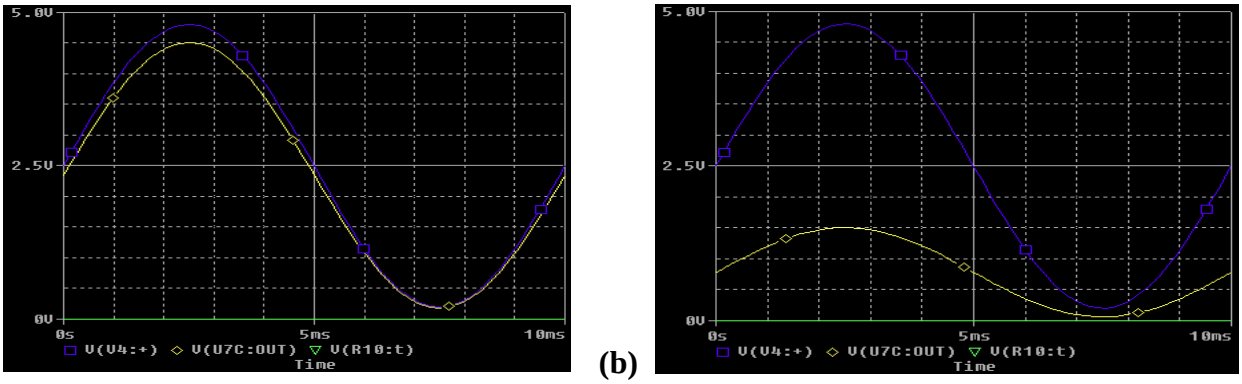
Figure 4.14 *Schéma électronique du GSSA* (a), signal de sortie (b) [164]

Le générateur GSSA génère un signal sinusoïdal avec une fréquence et une amplitude calibrées. La (Figure 4.15) montre les variations des caractéristiques du signal de sortie du GSSA.

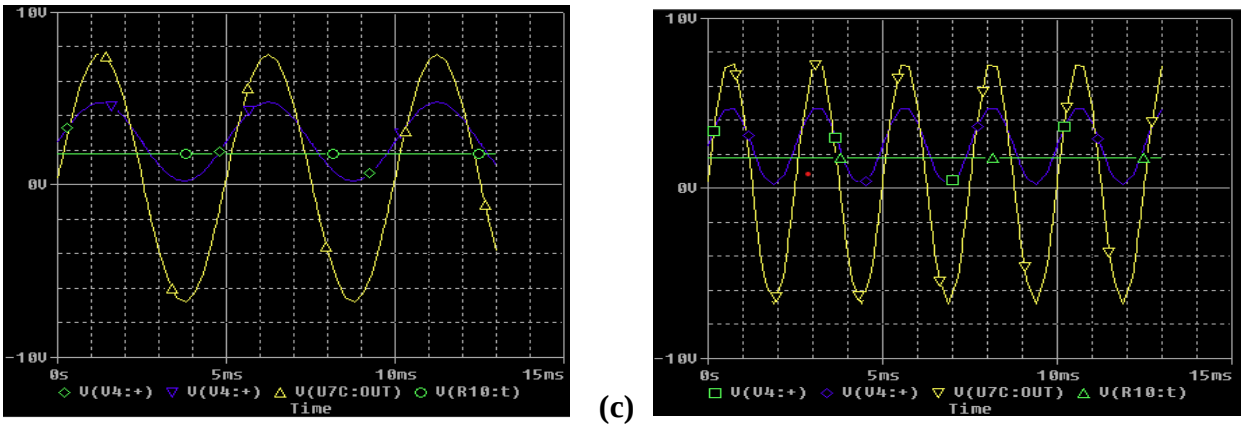
* Bleu : signal de sortie DAC. * Jaune signal de sortie GSSA. * vert : DC (offset).



(a) Variation du DC (offset) par le potentiomètre RV2



(b) Variation de l'amplitude par le potentiomètre R16



(c) Variation de la fréquence par le potentiomètre RV3

Figure 4.15 *Variation du signal de test : DC Offset (a), Amplitude (b), Fréquence (c)*

4.4 Implémentation de la plateforme

4.4.1 Acquisition et traitement des données

En automatisme, le système d'acquisition de données représente l'interface entre le capteur et l'ordinateur. Ce système est composé de circuit imprimé et de logiciel, permet de recueillir automatiquement les informations analogiques ou numériques provenant du capteur. Les différents outils de stockage (clé USB, disque dur, etc.) peuvent être vus comme des systèmes d'acquisition de données. Dans un système embarqué, les signaux captés sont stockés dans la mémoire interne de l'unité de traitement, où ils sont traités, puis les résultats sont enregistrés.

Ils existent différents choix concernant les unités de traitement : les microcontrôleurs (ATmega, PIC, rfPIC…), les DSPs, ou les FPGA. L'unité de traitement est sélectionnée selon l'application, le choix est fondamental dans la conception des systèmes embarqués vu qu'elle joue un rôle important dans la vitesse d'exécution et la capacité pour pouvoir implémenter des programmes assez volumineux et complexe. Parmi les différentes unités de traitement existantes pouvant être utilisées pour la télésurveillance, nous mentionnons la plus intéressante :

4.4.1.1 FPGA

Les FPGA (Field Programmable Gate Array) sont des circuits intégrés reprogrammables. Par exemple le FPGA Spartan 3 possède 200000 portes logiques assemblables à souhait à l'aide de la programmation VHDL. Il dispose d'environ 170 entrées-sorties et fonctionne sous une tension de 1,5V. Ces circuits sont très puissants pour les systèmes embarqués.

4.4.1.2 PICs de MICROCHIP

Les PICs les plus développés et utilisés sont les 16F et 18F, à titre d'exemple, les caractéristiques suivantes sont celles du 18F4520 :

- MCU de 8 bits
- Jusqu'à 48 MHz de fréquence d'horloge.
- Mémoire programme : 32 kbyte (avec une endurance de 100000 écritures)
- Mémoire de donnée : SRAM 1536 byte, EEPROM 256 bytes (à une endurance 1000000 écriture)
- Nombre d'entrée/sortie 36
- Courant en mode Sleep : 0.1 µA
- Bus de communication SPI, I2C et Série,

- Convertisseur analogique numérique de 10 bits (13 canaux),
- 2 Comparateur interne,
- 1 Timer de 8 bits,
- 3 Timers de 16 bits,
- Température allons de 40°C à 125 °C
- Voltage de 5V
- In-Circuit Serial Programming™ (ICSP™)
- Courant en mode Idle de 5.8 µA,
- Courant en mode Sleep de 0.1 µA

4.4.1.3 Arduino : le ATmega 328

L'ATmega 328 est un microcontrôleur AVR de 8 bits d'ATMEL, ses caractéristiques principales sont les suivantes :

- Fréquence d'horloge allons à 20 MHz,
- Taille de mémoire de programme (flash) : 32 kbyte,
- Taille de la SRAM de données : 2 kbyte,
- Tension d'alimentation de fonctionnement de 1,8 V à 5,5 V,
- Convertisseur analogique numérique de 10 bits (6 canaux),
- Température de fonctionnement allons de -40 °C à +85 °C,
- Taille de l'EEPROM de données : 1 kbyte,
- Nombre d'entrées/sorties 23,
- 3 Timers.

Ce microcontrôleur est très intéressant comme unité de traitement pour la télésurveillance embarquée, il contient une capacité mémoire importante et il peut fonctionner en très grande vitesse. De plus, il est dédié au circuit faible consommation. C'est le microcontrôleur choisi comme unité de traitement pour notre prototype de la plateforme embarquée sans fils. Puisque nous n'allons pas dépasser 5 capteurs, l'Arduino nano (Figure 4.16) est la solution la plus optimale, elle comporte 8 entrées analogique (plus que l'UNO) avec un bas prix, sans oublier que sa taille est largement plus petite que le Mega et l'UNO ce qui permettra d'avoir la plateforme avec une dimension bien plus pratique.

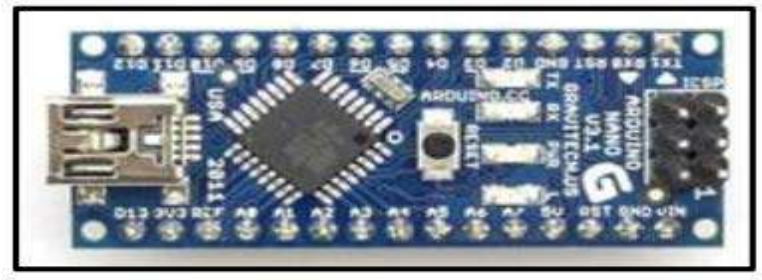


Figure 4.16 : *Arduino NANO*

4.4.2 Transmission sans fils des données

Cette unité comporte deux modules : un module radiofréquence RF d'émission / réception permettant la communication sans fils entre la plateforme et la station principale, et un module série permettant directement l'interfaçage entre le récepteur et le PC de surveillance.
Il existe différent type de communication RF, chacun ses avantages et ses inconvénients. Le choix d'une méthode de communication sans fils est basé sur trois principaux critères sont :

- La consommation d'énergie,
- Étendu du réseau,
- Débit de données.

Les réseaux sans fils peuvent être classés en quatre groupes spécifiques en fonction de la zone d'application et de la portée du signal [165-167] : les réseaux personnels sans fils (WPAN), les réseaux locaux sans fils (Wireless Local -Area Networks - WLAN), les réseaux métropolitains sans fils (WMAN) et réseaux étendus sans fils (WWAN). La (Figure 4.17) illustre ces quatre catégories.

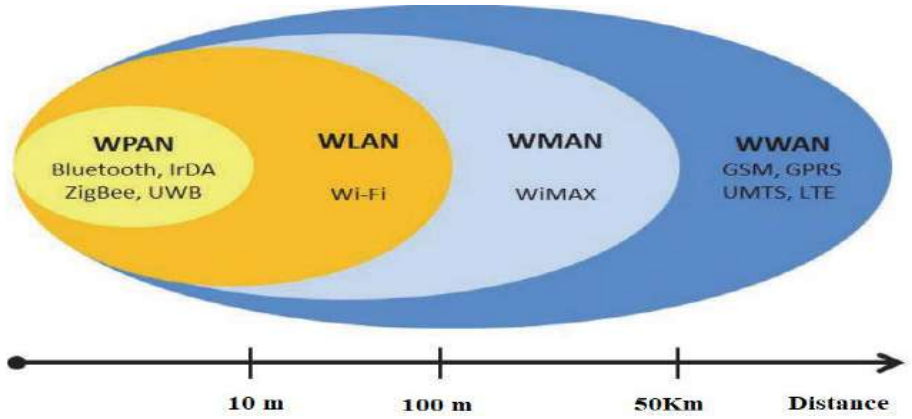


Figure 4.17. *Classement en fonction de la portée du signal*

Pour pouvoir faire un choix de l'unité de communication, nous allons tout d'abord introduire les normes IEEE 802.11 (Wifi) et IEEE 802.15 qui sont primordiales à connaitre [168].

4.4.2.1 La norme IEEE 802.11

La norme IEEE 802.11 est un standard international décrivant les caractéristiques d'un réseau local sans fils (WLAN Wireless Local Area Network). Le nom Wi-Fi (Wireless Fidelity) correspond initialement au nom donné à la certification délivrée par la Wi-Fi Alliance. Ainsi un réseau Wifi est en réalité un réseau répondant à la norme 802.11.

Ce type de réseau possède un taux élevé de transmission de données (54Mbps théorique) mais aussi une forte consommation d'énergie. Il est utilisé lorsqu'on a besoin de se connecter directement à Internet (connecter un dispositif à internet), mais il doit disposer d'une source d'alimentation externe.

4.4.2.2 La norme ZigBee

La norme Zigbee est basée à partir de la norme IEEE 802.15.4 et définit les couches : réseau et d'application. La couche réseau définit les fonctions de routages pour les différentes topologies. La couche d'application permet le développement d'application et de communication. Cela permet une communication sans fils à faible débit et courte portée, implémentée dans un dispositif alimenté seulement avec une batterie. Cette norme est appliquée dans les capteurs, les commandes à distance et la domotique. Elle permet l'utilisation de 3 topologies : Etoile, arbre et maillée, et deux modes d'accès sont possible, le mode coordonné (avec balise) et le mode non coordonné (sans balise).

4.4.2.3 La norme Bluetooth

Le Bluetooth est normalisé selon la norme 802.15.1, et permet une communication radio courte distance dans la bande 2.4 GHz avec un débit allons 250 kbps (réel) et une possibilité d'atteindre une distance allant jusqu'à 10 m avec une puissance de transmission de 100 mW. La Topologie utilisée par le Bluetooth est la topologie étoile : jusqu'à 8 équipements dans une étoile logique.

4.4.2.4 Choix d'une technologie de transmission sans fils

Le choix d'une technologie dépend des services proposés, ainsi que des besoins du concepteur du réseau. Certains paramètres comme la puissance, le débit, la portée, le coût, la sécurité doivent être pris en compte. Dans notre cas, la technologie choisie devra donc offrir un arrangement entre le débit, la consommation d'énergie, la portée et le prix.

Le ZigBee permet pour une consommation faible d'énergie dans le réseau, son débit est faible (250 Kbits/s maximum) et cela engent des délais importants. Le Bluetooth présente une plus ou moins grande consommation d'énergie, et le transfert de données ne pourrait se faire que sur de faible distance. Ce qui nous laisse choisir le Wifi qui permet un bon compromis entre le dilemme le débit/la portée, ainsi dans notre cas la consommation électrique ne nécessite pas à

une alimentation indépendante par pille ou batterie, car notre plateforme doit être alimenter directement à partir de la source électrique présente à l'entrée du transformateur à surveiller.

Le module Wi-Fi ESP8266 est autonome avec des protocoles TCP / IP intégrés qui peut donner à n'importe quel microcontrôleur l'accès au réseau Wi-Fi. L'ESP8266 est capable d'héberger une application ou de décharger toutes les fonctions de mise en réseau Wi-Fi d'un autre processeur d'application **(**Figure 4.18)**.**

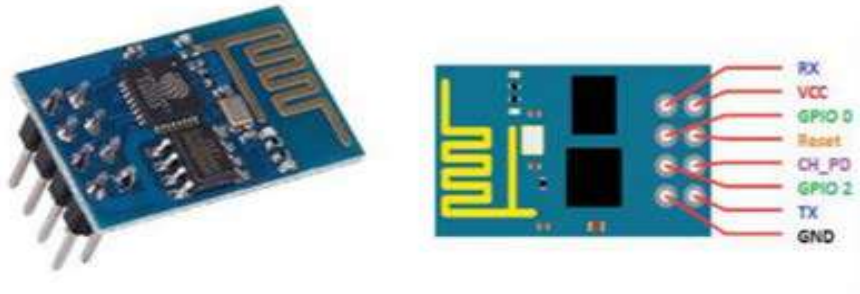


Figure 4.18. Le module Wi-Fi ESP8266

4.4.3 Communication série

Concernant le module de communication série il faut essentiellement faire le choix entre deux chipsets, les circuits FT232 de la FTDI (Future Technology Devices International) et le MCP2200 de Microchip permettent de convertir les signaux de transmission et réception TX et RX de l'unité de traitement (microcontrôleur) en un signal avec protocole USB (Universal Serial Bus) existant dans tout ordinateur. Il est à savoir que le circuit périphérique qui gère le port série de l'unité de traitement est l'UART (Universel Asynchrounes Reveiver Transmitter).

4.4.3.1 Le convertisseur MCP2200

Le MCP2200 est un convertisseur USB-UART qui permet la connectivité USB dans les applications qui ont une interface UART. Ce dispositif réduit les composants externes en intégrant les résistances d'arrêt de l'USB. Le MCP2200 intègre une EEPROM de 256 bytes pour l'utilisateur. Il a 8 broches d'usage universel d'entrée/sortie.

4.4.3.2 Le convertisseur FTDI 232

Le circuit FTDI 232r permet la conversion de l'UART au protocole USB, et dispose de plusieurs caractéristiques on cite les plus importantes (Figure 4.19) :

- Un générateur d'horloge interne, une EEPROM, et une résistance de terminaison (tirage) USB embarquées
- 05 broches d'E/S peuvent être configurées chacune en broche Sleep, Transmit Enable, Power Enable, MCU Clock Output.
- Intègre les fonctions d'UART/ USB, de générateur MCU et un dongle de sécurité dans un unique circuit.
- Le petit nombre de composants externes et le prix compétitif réduisent sensiblement le coût total.
- Le FT232R est fourni préprogrammé, chaque pièce étant dotée d'un numéro de série USB unique indélébile. Ceci évite, dans la majorité des cas, d'avoir à programmer l'EEPROM et permet des économies de temps et de coût.
- Pilotes développés et supportés par FTDI pour tout Windows à partir du 98 et Linux. Pilotes VPC et D2XX pour toutes les plateformes Windows Linux.



Figure 4.19. *Module convertisseur d'UART/ USB FT232R*

Nous utiliserons le FT232R de FTDI pour réaliser l'adaptation de l'UART vers l'USB. Ce choix est intéressant car ce circuit est préprogrammé et prêt à être utiliser.

4.4.4 Implémentation de la plateforme sur Arduino

L'objectif essentiel de notre travail est mise en œuvre de la plateforme sans fils dédiée au diagnostic des transformateurs. Pour satisfaire les exigences de ce type de tâche telles que la robustesse, la flexibilité, la fonctionnalité optimale, l'efficacité et le faible coût, notre choix a porté sur une carte Arduino nano comporte le circuit Atmega328+ et le FT232r (Figure 4.20).

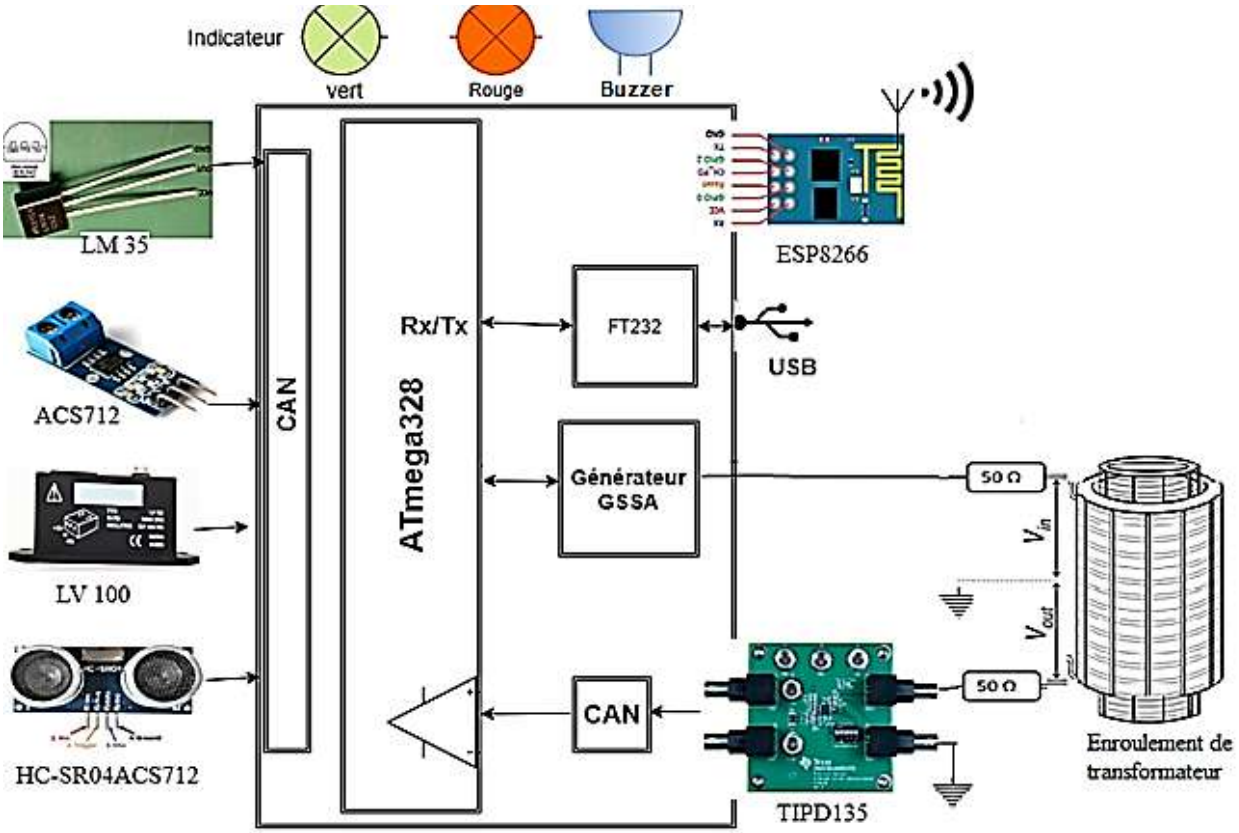


Figure 4.20. *Schéma global de la plateforme*

La plateforme est constituée des éléments définis dans le paragraphe précédent, le microcontrôleur ATmega328 comme unité de traitement, le FT232r comme interface série/USB, et pour la communication, le module ESP8266 pour la transmission sans fils Wifi. Et en ce qui concerne le système de mesure nous utiliserons dans un premier temps les capteurs de : température LM 35, courant ACS712, niveau de l'huile HC-SR04ACS712, et pour le test FRA TIPD135 (Figure 4.20).

4.4.4.1 Algorithmes d'acquisition et de traitement de données

L'acquisition et la transmission des données recueillies sont liées au temps : instant précis, période d'acquisition ou bien temps réel. La période d'acquisition peut être plus au moins longue selon l'application (de quelques secondes jusqu'à quelques heures voire des jours). Puisque notre plateforme surveille des paramètres qui ne changent pas rapidement dans le temps, la période d'acquisition devrait être de quelques heures.

Les informations ne sont envoyées que si une erreur est détectée dans l'un des paramètres mesurés, et cela se fait en comparant les valeurs mesurées avec les valeurs max et min des seuil prédéfinis, ce qui réduit la quantité de données envoyées à la station principale (Figure 4.21).

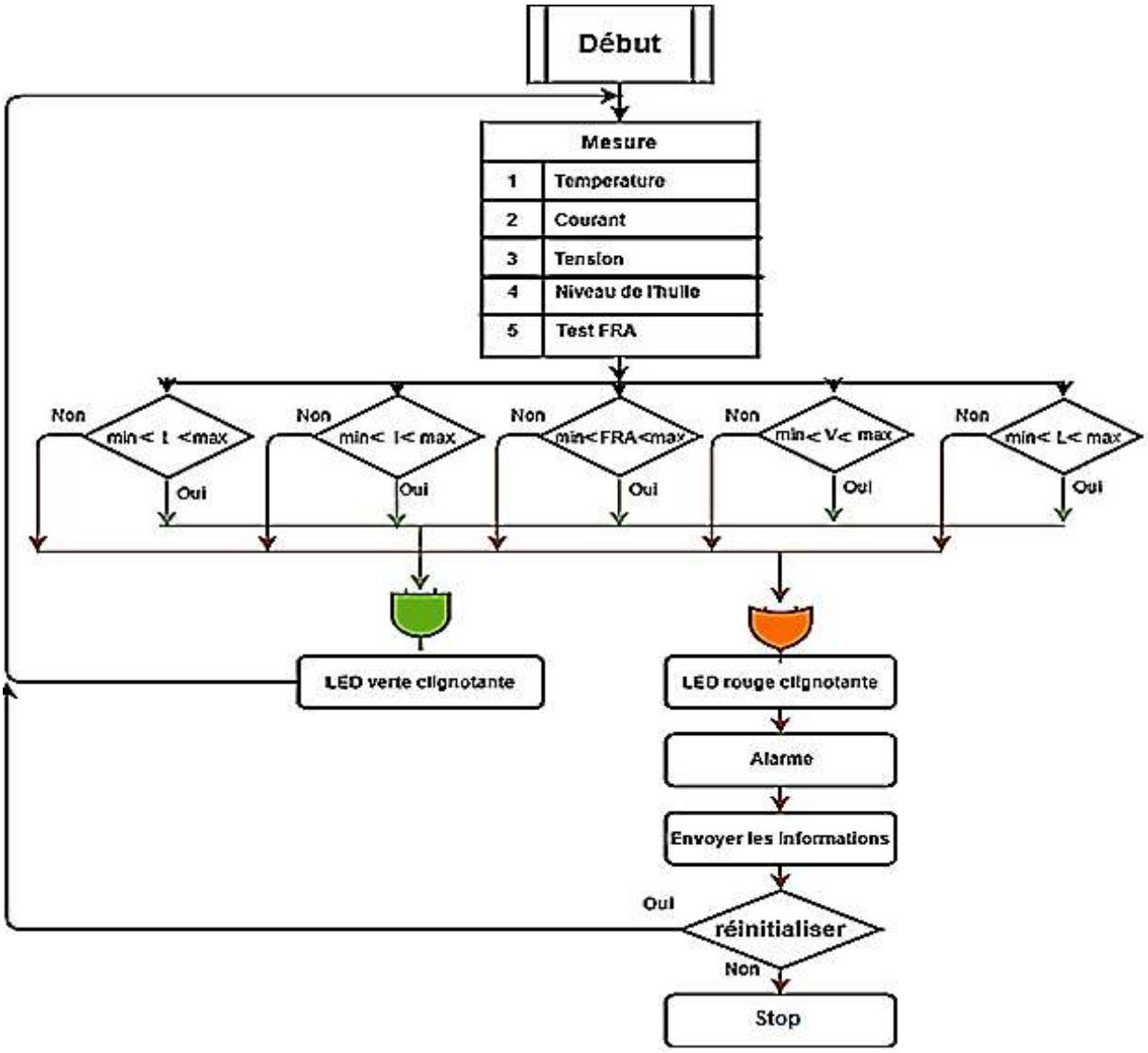


Figure 4.21. *Algorithmes d'acquisition et de traitement de données*

Pour aider l'utilisateur au niveau de la station de contrôle à interpréter les données, une interface s'avère nécessaire. Le PC gestionnaire contient une interface graphique pour le service de maintenance. Il existe plusieurs logiciels permettant la programmation de l'interface de commande graphique, mais pour des fins industrielles, le choix d'utiliser de logiciel visuel studio est jugé le plus adéquat (Figure 4.22).

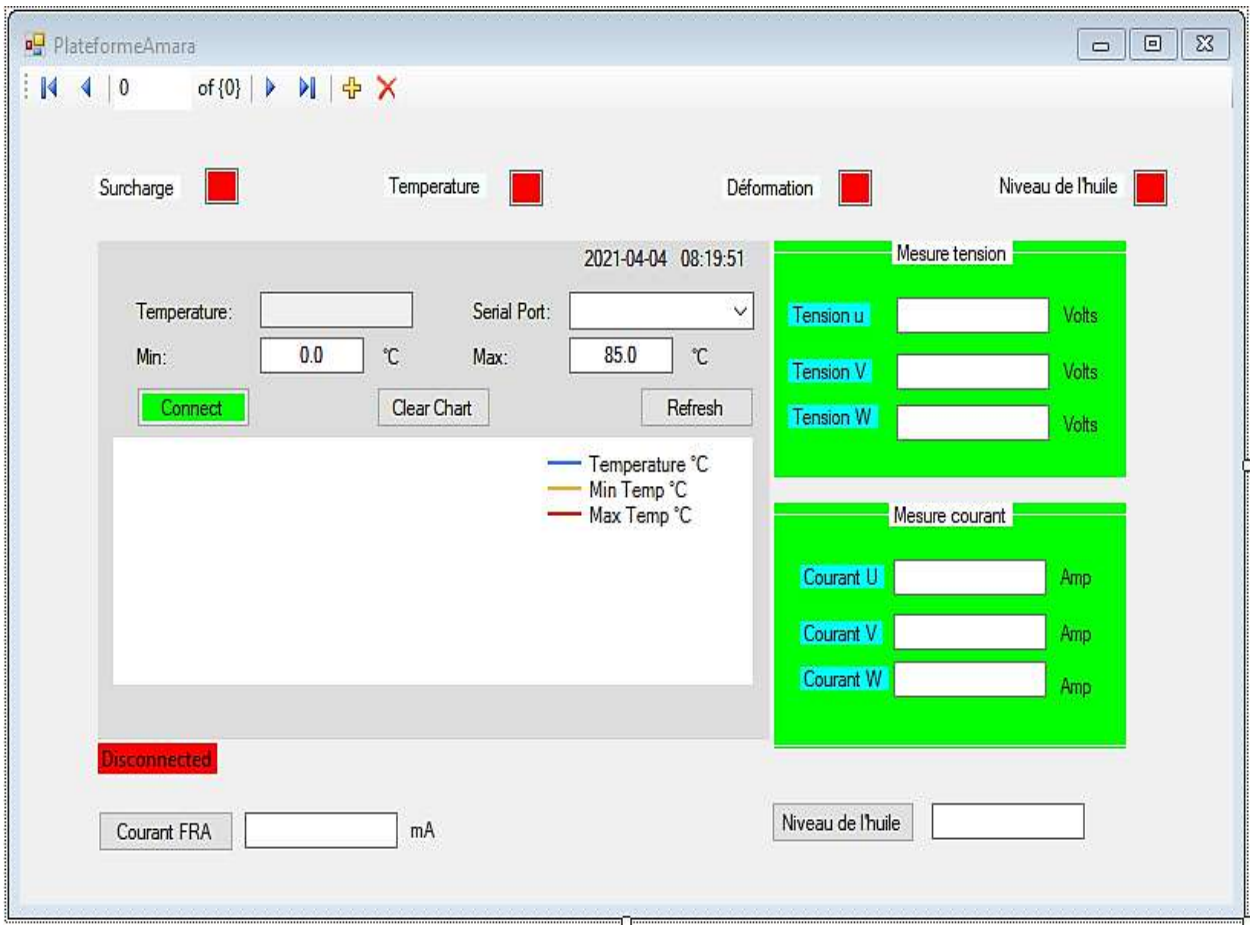


Figure 4.22. *Interface graphique de la plateforme*

4.5 Approche de diagnostic proposée

La technique FRA est un outil de diagnostic efficace pour identifier les déplacements mécaniques et les déformations des enroulements des transformateurs [169], elle reflète toutes les variations mineures de leurs structures. La principale méthodologie qui existe pour modéliser la réponse en fréquence de l'enroulement du transformateur est le réseau à échelle unique RLC couplé magnétiquement et électriquement, qui reflète la structure physique interne du transformateur et reflète les impacts de diverses déformations d'enroulement sur le transformateur, il est largement utilisé dans la littérature [135,170,171].

La distribution des principaux paramètres (inductance et capacité) est liée à la géométrie de l'enroulement. La littérature montre qu'un endommagement / déformation mécanique dans une position particulière de l'enroulement de transformateur se traduit par un changement de paramètres du son modèle, et selon [172] il n'existe pas de méthode générique pour localiser les

dommages mécaniques dans un enroulement de transformateur basée sur l'interprétation de la FRA mesurée, il n'y a pas non plus d'expression analytique pour relier l'emplacement et la gravité des dommages aux écarts observables en FRA. Certes, pour déterminer la relation entre l'endommagement de l'enroulement et l'écart de fréquence observé, l'utilisation d'indices mathématiques et statistiques a été rapportée [173], mais ils ne sont pas facilement généralisables. La motivation du travail dans [174] est le développement d'une mesure pour quantifier l'écart dans les FRA qui peut évaluer la gravité des dommages. Ainsi, pour évaluer cette dernière, l'attention s'est portée sur la proposition d'un indice basé sur les fréquences de résonance (O_{cnfs}). Les auteurs de [172] ont développé une nouvelle méthode analytique qui relie l'emplacement du déplacement et sa gravité aux changements des fréquences naturelles. Pour sa mise en œuvre, les fréquences propres de court-circuit et la variation de l'inductance équivalente (L_{eq}) en fonction de la longueur d'enroulement sont les entrées nécessaires. Là où ces recherches doivent être mesurées les inductances et la capacité effective de (C_{geff}) dans les deux cas ; sain et endommagées. C'est ce qui rend ces méthodes non applicables dans les systèmes embarqués et dans la surveillance en temps réel, car elles ne sont pas autonomes. Avec cette motivation, cet article propose d'une part, une nouvelle approche pour localiser et évaluer simultanément la gravité des déformations radiales dans l'enroulement du transformateur (Figure 4.23), et d'autre part, l'extraction directe des paramètres du modèle utilisé (L_{eq}, ΔL_{eq}, O_{cnfs} ΔO_{cnfs}) à partir de la seule entrée requise la réponse fréquentielle de l'enroulement à diagnostiquer, ce qui rend cette méthode à caractère automatique.

Par ailleurs, l'approche proposée dépend des caractéristiques de la somme du carré inverse des fréquences propres par rapport à la variation du changement d'inductance équivalent (ΔL_{eq}). Ces caractéristiques ont été utilisées pour établir une corrélation entre les déplacements radiaux de l'enroulement et ses changements paramétriques afin de proposer un outil permettant à la fois la localisation et l'évaluation de la sévérité des déformations radiales. De plus, la sensibilité de la localisation et de l'évaluation des pannes de l'enroulement à l'aide d'indices numériques par rapport aux paramètres du modèle a également été démontrée. Les résultats expérimentaux sur le bobinage générés pour cette étude valident l'approche proposée pour déterminer la position et évaluer la gravité des déplacements radiaux des disques composant l'enrouement sujet de diagnostic.

4.5.1 Extraire les paramètres du modèle utilisés

La courbe FRA est caractérisé par des points de résonance et d'antirésonance (O_{cnfs} et S_{cnfs}) dus aux doubles effets inductif et capacitif de l'enroulement. La (Figure. 4.24a) montre ces fréquences de résonances obtenues à partir de la mesure FRA de l'enroulement à l'état sain, où il est possible d'extraire leurs valeurs à partir de sa réponse.

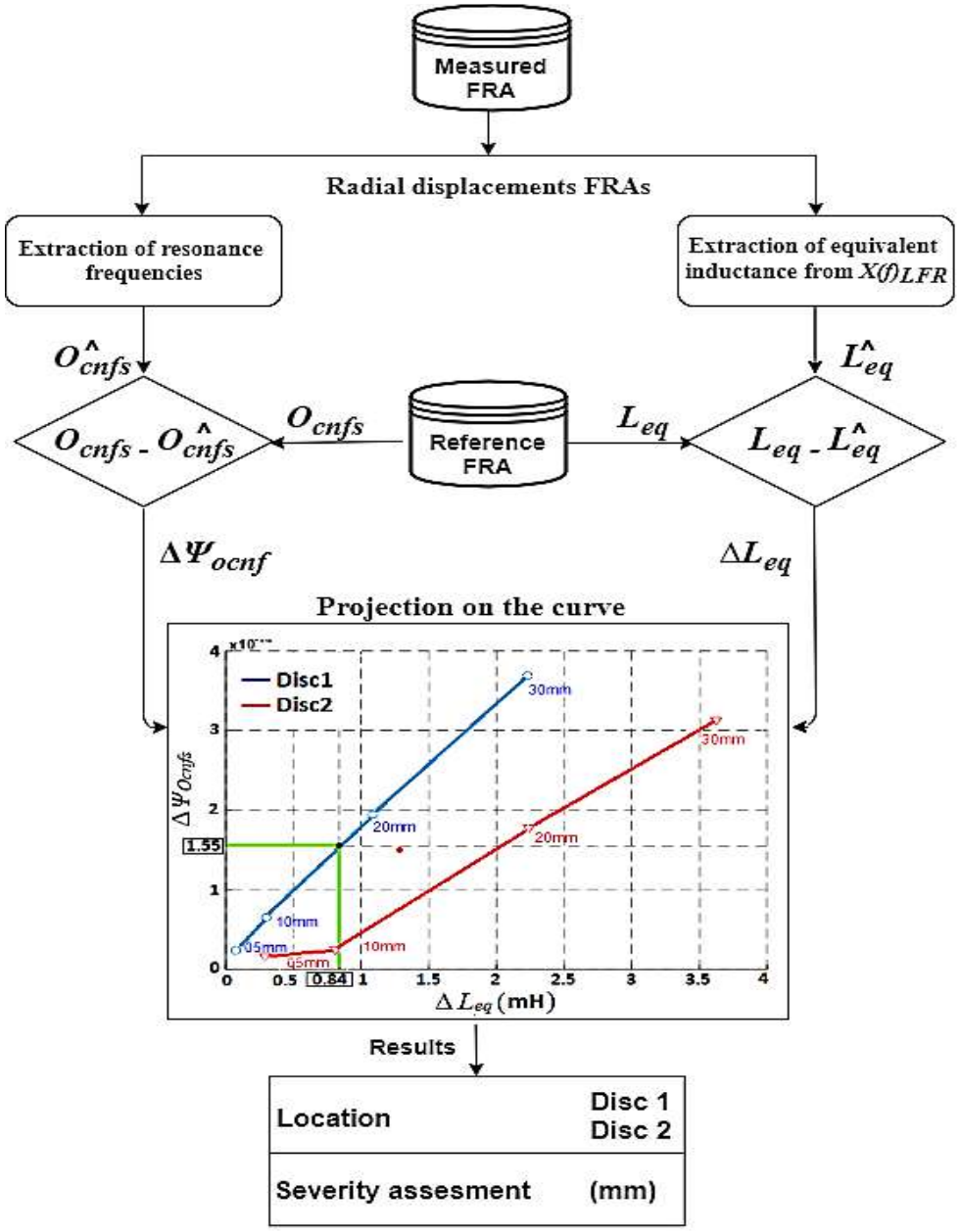


Figure 4.23. *Diagramme proposé d'un diagnostic autonome des déplacements radiaux des enroulements de transformateurs*

4.5.1.1 Extraction de l'inductance équivalente L_{eq} et ΔL_{eq}

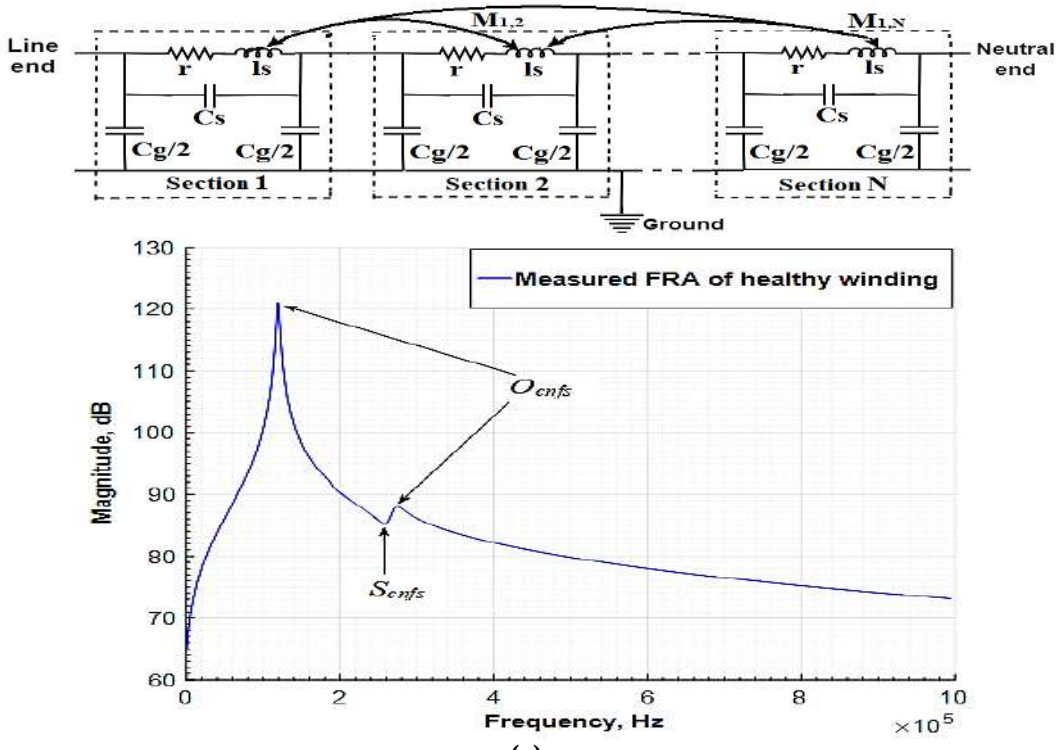
Dans la sous-bande de réponse en basse fréquence (LFR) dont les fréquences sont inférieures à 1kHz, les impédances capacitives peuvent être négligées en raison de leurs valeurs élevées dans cette gamme de fréquences. En effet, le modèle réduit de l'enroulement peut être modélisé par une résistance d'enroulement interne (r) en série avec une auto-inductance (l_s), et des inductances mutuelles entre la section i et j ($M_{i,j}$) (Figure 4.24b), Dans la sous-bande LFR toutes les résistances et inductances sont en série (1), ainsi le circuit électrique équivalent est ensuite simplifié en additionnant les résistances pour obtenir R_{dc}, et en additionnant les inductances propres et mutuelles pour obtenir L_{eq} [76].

$$Z(f)LFR = \text{Rdc} + sLeq \quad (1)$$

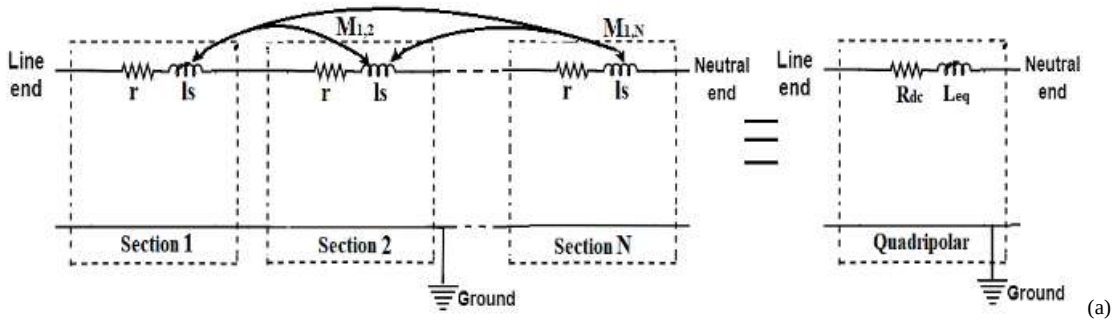
$$Z(f)LFR = \text{Rdc} + jX(f)LFR \quad (2)$$

$$Leq = X(f)LFR/2\pi f \quad (3)$$

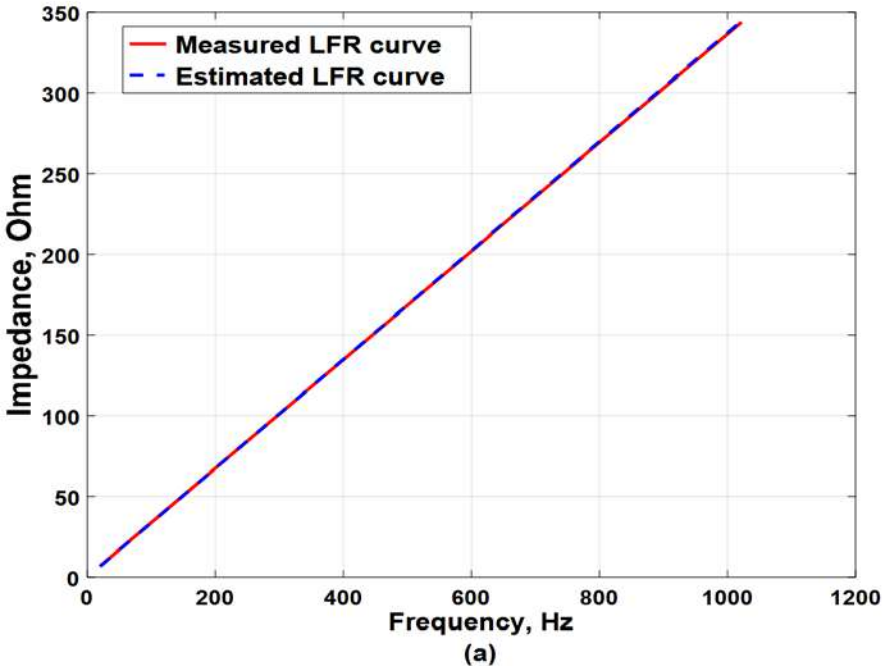
Les paramètres du modèle du circuit équivalent localisé sont physiquement interprétables. Ce modèle représente le comportement électromagnétique de l'enroulement de transformateur dans une large bande de fréquences. En considérant que l'enroulement de transformateur est symétrique et homogène, il peut être modélisé par un réseau de N cellules RLC en cascade couplé magnétiquement et électriquement comme illustré sur la (Figure 4.24a).



(a)



(a)



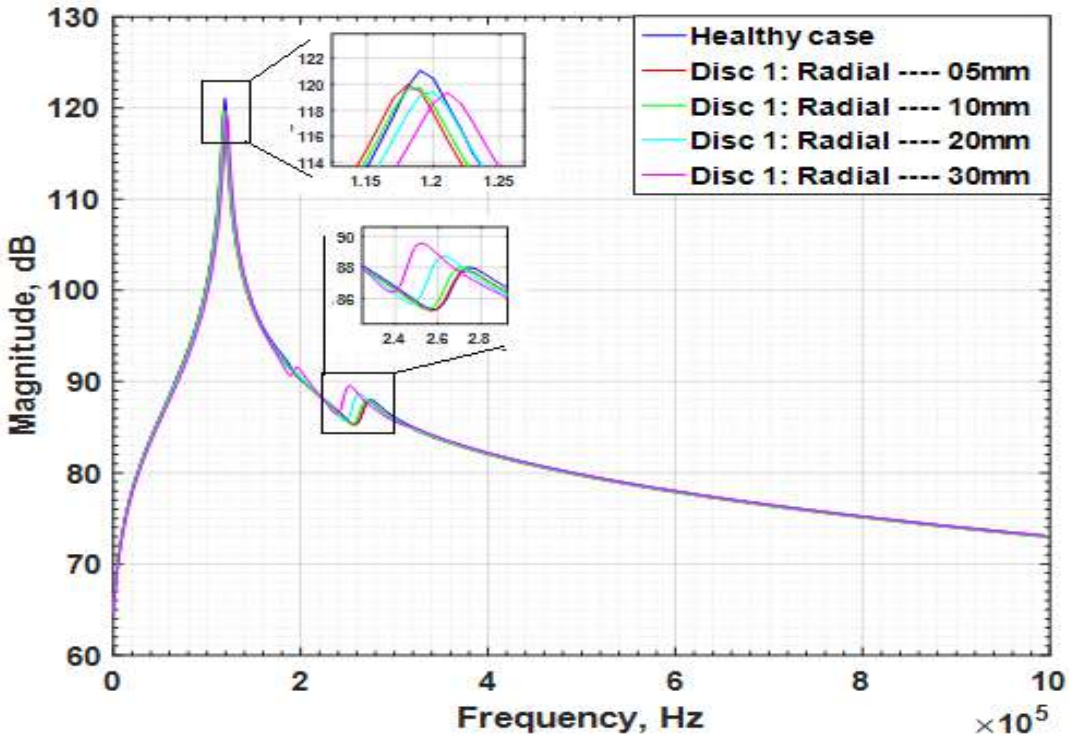
(a)

(b)

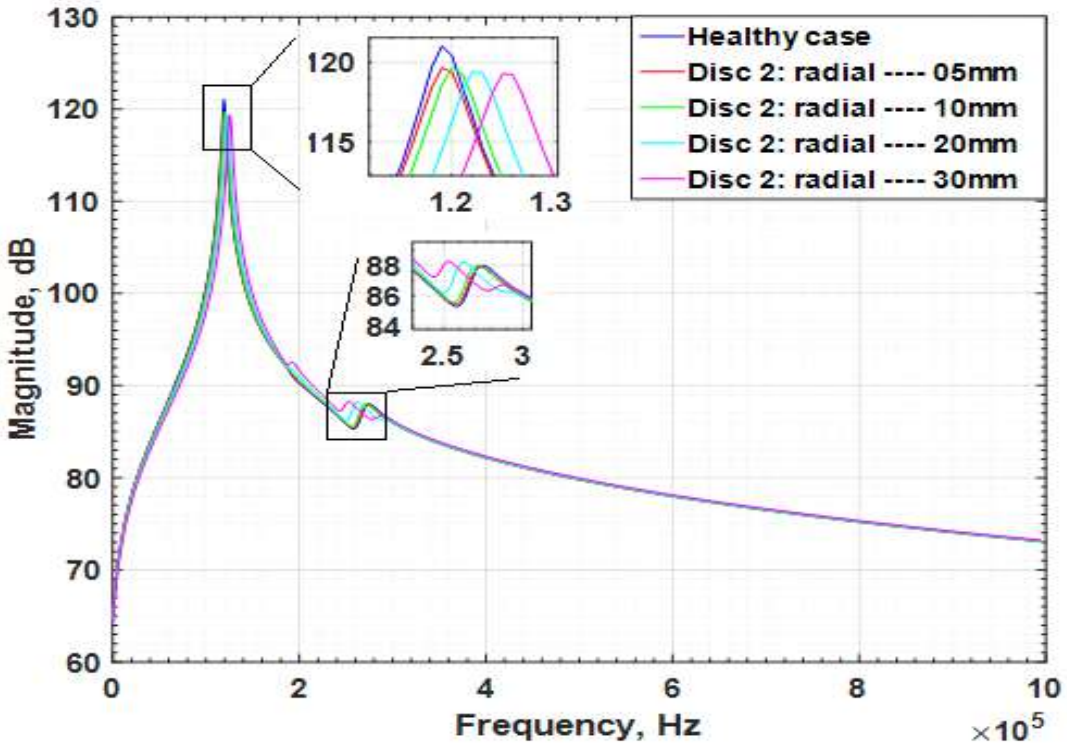
Figure 4.24 *Modèle équivalent de l'enroulement et sa réponse FRA (a), basse fréquence (b)*

4.5.2 Déplacements radiaux des disques 1 et 2

La technique de réponse en fréquence FRA est un outil de diagnostic qui peut être utilisé pour interpréter les défaillances des enroulements de transformateurs. A cet effet, des déplacements radiaux sur les différents disques que comportent le bobinage réalisé au laboratoire dont les disques sont accessibles afin de réaliser des déplacements radiaux. Les courbes FRA de la (Figure 25a et b) représentent l'impédance en fonction de la fréquence dans les différents cas de défauts. Les déplacements sont opérés sur les disques 01 et 02 du bobinage, et les déplacements radiaux effectués sont 5, 10, 20 et 30 *mm*.



(a)



(b)

Figure 4.25. *Déplacements radiaux 5, 10, 20 et 30 mm, (a) disque 01 et (b) disque 02*

4.6 Diagnostic des défauts d'enroulement du transformateur

4.6.1 Évaluation de la gravité des défauts radiaux

La variation de l'inductance équivalente en fonction des mouvements radiaux de l'enroulement est illustrée à la (Figure 4.26), où on peut voir que sa valeur diminue en fonction des augmentations du degré des déformations des disques 01 et 02, également, on peut voir que sa variation dans le disque 02 est plus rapide par rapport à celle constatée sur le disque 01. Ainsi, ces propriétés peuvent être utilisées pour évaluer la gravité des défauts. Un déplacement radial a été effectué sur le disque 01 (entre 10 mm et 20 mm), et l'inductance équivalente de l'enroulement est extraite ($L_{eq} \approx 46{,}9305\ mH$) dans ce cas cette valeur extraite a été placée sur l'axe des ordonnées afin de déterminer le degré de défaut sur l'axe des abscisses de la (Figure 4.26), dans laquelle l'étendue du déplacement est estimée à 16,7 mm

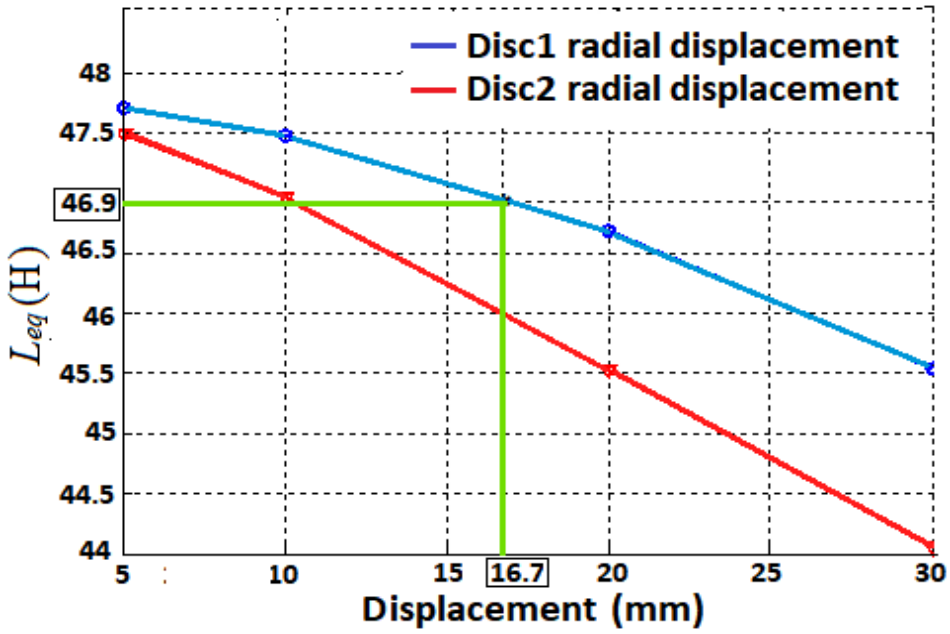


Figure 4.26 *Caractéristique de $\Delta\Psi_{ocnf}$ par rapport à ΔL_{eq} pour la sévérité des déplacements radiaux des disques 1 et 2.*

4.6.2 Localisation et évaluation de la gravité des défauts radiaux

Pour résoudre les problèmes de localisation des dommages radiaux dans les enroulements de transformateurs et d'estimer leur gravité, dans un premier temps, cet article a utilisé l'indice

($\Delta\Psi_{ocnf}$) donné par (5) [171, 174], qui dépend des propriétés de la somme du carré inverse des fréquences de résonances par rapport à la variation du changement d'inductance équivalent (ΔL_{eq}). Cela peut effectivement donner une information sur la gravité des dommages de toute nature et être applicable à tous les types d'enroulements, Mais il n'est pas en mesure de déterminer l'emplacement exact des déplacements radiaux [171, 174]. Pour cette raison nous proposons d'ajouter l'emplacement de l'endommagement radial, de sorte qu'il devienne possible de localiser et d'évaluer simultanément la gravité d'un véritable déplacement radial dans un enroulement de transformateur à noyau d'air isolé.

La signature FRA de l'enroulement du transformateur sain qui peut être comparée à sa nouvelle réponse FRA pour identifier tout changement permettant ainsi d'identifier toute déformation mécanique. Au début, les réponses sont mesurées pour chaque déplacement sur les disques 1 et 2, puis, les fréquences de résonance et les inductances équivalentes sont extraites, afin de calculer les indices $\Delta\Psi_{ocnf}$ et la variation d'inductances équivalentes (ΔL_{eq}) comme indiqué dans le Tableau 4.3. L'auto-extraction des paramètres utilisés du modèle automatise la méthode proposée.

Les caractéristiques de la variation réciproque de l'indice $\Delta\Psi_{ocnf}$ par rapport à ΔL_{eq} sont tracées sur la (Figure 4.27). D'une part, ses propriétés augmentent de forme monotone en fonction des mouvements du disque d'enroulement, et d'autre part que la variation du disque 02 est plus rapide par rapport à celle du disque 01 ce qui en fait un outil efficace pour la localisation et le diagnostic en général.

$$\Psi_{ocnf} = \sum_{I=1}^{N} \frac{1}{\omega_{oc_i}{}^2} \quad (4)$$

$$\Delta\Psi_{Ocnfs} = \sum_{i=1}^{N} \frac{1}{\widehat{\omega}_{Oci}{}^2} - \sum_{i=1}^{N} \frac{1}{\omega_{Oci}{}^2} \quad (5)$$

$\omega_{oci} = 2\pi$ Ocnfi pour la i[ème] fréquence de résonance ;

Ψ_{ocnf} **:** la somme du carré inverse des fréquences de résonances.

Afin de tester l'efficacité de localisation et évaluation de l'étendue des déplacements radiaux de l'enroulement du transformateur par l'approche proposée, un déplacement radial sur le disque 01 (entre 10 et 20 mm) a été réalisé. Initialement, l'inductance équivalente et la somme des carrés inverses des fréquences propres sont respectivement extraites de la réponse du FRA (L_{eq}= 46,9305 mH, Ψ_{ocnf} = 1,5955x10-12). En utilisant les résultats obtenus dans le cas sain et dans le cas de défaut, on obtient ΔL_{eq}= 0,8395 mH et $\Delta\Psi_{ocnf}$ = 1,55x10-14. Ces dernières valeurs sont placées sur les axes représentés sur la (Figure 4.27), l'intersection des deux colonnes de ces points indique le disque déplacé ainsi que le degré de son déplacement, dans ce cas, on peut voir que le défaut se situe sur le disque 1 avec un déplacement d'environ 16,5 mm.

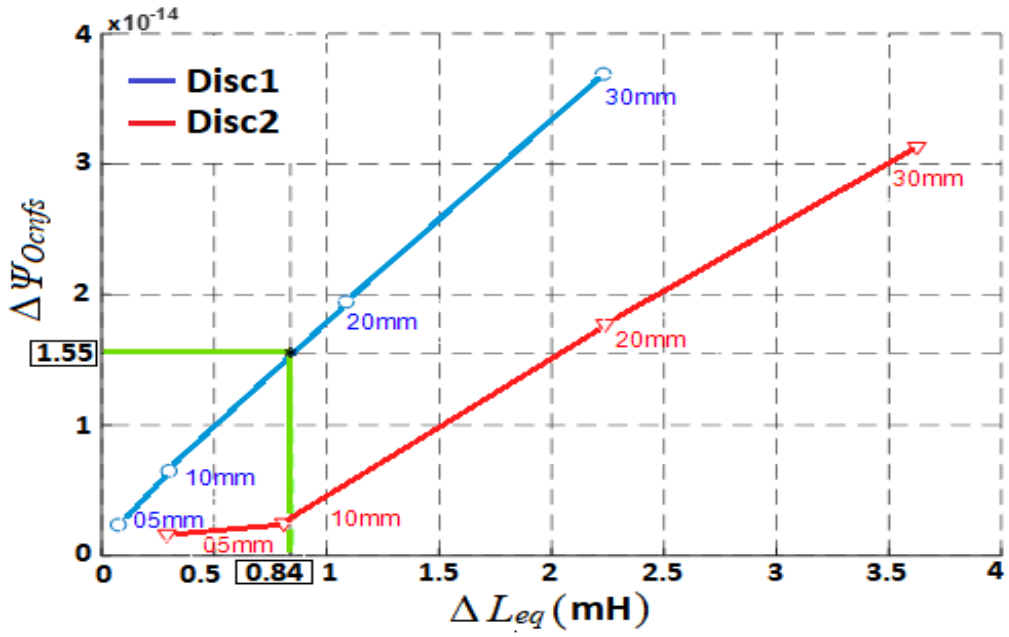


Figure 4.27. *Caractéristique de $\Delta\Psi_{ocnf}$ par rapport à ΔL_{eq}des disques 1 et 2.*

Tableau 4.3. Variation de $\Delta\Psi_{ocnf}$ en fonction ΔL_{eq}des déplacements radiaux

Déplacement (mm)	Disque 01		Disque 02	
	$\Delta\Psi_{ocnfs}$	ΔL_{eq} (mH)	$\Delta\Psi_{ocnfs}$	ΔL_{eq} (mH)
5	0.0234e-13	0.07	0.0162e-13	0.29
10	0.0653e-13	0.3	0.0251e-13	0.81
20	0.1944e-13	1.09	0.1777e-13	2.24
30	0.3692e-13	2.23	0.3129e-13	3.62

4.7 Conclusion du chapitre :

Dans ce chapitre nous avons proposé une réalisation de la plateforme embarquée sans fils pour la détection de défauts dans les transformateurs, comportant une unité de traitement Arduino nano incluant un port USB pour la communication série avec le PC, un module Wifi pour la transmission sans fils Radiofréquence, et les capteurs de température, de courant, de tension, de niveau de l'huile et de test FRA. Aussi, nous avons réalisé pratiquement un générateur de signaux à synthèse d'amplitude et de l'implémenté sur la carte Arduino nano, afin d'avoir un système embarqué autonome capable de prélève des mesures d'impédance FRA à partir d'un capteur de courant sensible au faible courant pour détecter des défauts dans les enroulements du transformateur.

A la fin de ce chapitre, une approche de diagnostic autonome pour localiser et évaluer simultanément la gravité des déformations géométriques radiales dans l'enroulement du transformateur a été proposée. Étant donné que les pannes des enroulements entraînent des changements dans le comportement fréquentiel ainsi que des changements dans les paramètres du modèle. Cette méthode est basée sur les valeurs des paramètres du modèle, où les caractéristiques de la somme du carré inverse des fréquences de résonances par rapport à la variation du changement d'inductance équivalent ont été utilisées pour localiser et estimer la gravité des dommages dus aux déplacements radiaux. L'extraction directe des paramètres utilisés à partir de la réponse en fréquence a rendu cette méthode automatique.

Conclusion générale et perspectives

Les travaux de cette thèse de doctorat ont été réalisés aux laboratoires LSEA de l'Université de Médéa et LM2D de l'Université de Bouira.

L'objectif de ces travaux est de contribuer à la conception d'une plateforme embarquée sans fils pour la détection de défauts dans les transformateurs. Le développement de ce système embarqué de surveillance consiste à un test non invasif, non destructif et autonome. C'est un sujet multidisciplinaire qui couvre un axe de recherche concernant un grand nombre de spécialités scientifiques, telles que l'électronique, l'électrotechnique, l'automatique, la télécommunication, l'informatique et l'intelligence artificielle. Pour cerner le contexte de notre recherche, le premier chapitre traite et analyse les caractéristiques techniques des transformateurs. Certaines notions liées aux transformateurs ont été présentées comme la constitution, les différents défauts et défaillances affectant l'enroulement qui est considérée comme la partie principale à surveiller dans le cadre de cette thèse, en utilisant le mode de surveillance avec un modèle physique axé sur l'analyse de la réponse fréquentielle (FRA) de l'enroulement sujet de diagnostic.
Les transformateurs sont généralement surveillés à l'aide des paramètres externes telles que la mesure de la température, du courant, de la tension, du niveau de l'huile, … etc. Notre contribution est basée sur la surveillance de la partie active du transformateur qui est l'enroulement à partir de l'analyse de sa réponse en fréquence FRA.

Le deuxième chapitre a porté sur l'étude théorique de conception de la plateforme dédiée au diagnostic sans fils. En premier lieu, une revue générale sur la modélisation des enroulements des transformateurs afin de choisir le modèle le plus approprié à notre étude. Le choix a été porté sur le modèle RLC mutuellement couplé car il traduit le comportement électromagnétique de l'enroulement dans une large bande de fréquence. Le modèle adopté a été validé sur deux enroulements différent en utilisant la méthode de l'analyse de la réponse fréquentielle.

Pour automatiser le tests FRA, il est nécessaire d'avoir un générateur de tension sinusoïdale locale à fréquence variable, pour cela une étude sur la réalisation d'un générateur de signaux à synthèse d'amplitude a été proposée dans ce chapitre. D'autre part, à cause de la répartition géographique éloignée des transformateurs et de la difficulté d'accès aux certains sites, il faut faire une détection de défaillance à distance par l'appel aux concepts de la transmission de données sans fils. Par ailleurs, nous avons opté pour une conception de la plateforme, dont l'objectif est de réaliser une

télésurveillance d'enroulements de transformateurs autonome et automatique de manière non invasive et non destructive. L'opération est basée sur la mesure des principales grandeurs physiques à l'aide des capteurs (courant, tension, température, humidité…) et de la réponse en fréquence de l'enroulement à surveiller.

Afin d'automatiser la synthèse du modèle équivalent de l'enroulement de transformateur une nouvelle méthodologie (FRA-SMI) a été proposée au troisième chapitre, cette dernière est basée sur l'interprétation de la morphologie du signal FRA de l'enroulement. Les contributions apportées dans cette partie sont :

- Une nouvelle auto-restriction de l'espace de recherche a été proposée pour déterminer la matrice d'inductance. Des simplifications mathématiques sont utilisées pour réduire suffisamment l'espace de recherche pour l'algorithme d'optimisation afin d'obtenir une solution précise avec un temps efficace dans la gamme des basses fréquences.

- Une nouvelle procédure d'auto-construction de la matrice des capacités a été proposée. En utilisant des simplifications mathématiques pour restreindre l'étendue de l'espace de recherche des capacités shunt et série du modèle équivalent de l'enroulement.

Les avantages de l'approche développée sont :

- La mesure FRA est la seule entrée requise pour la synthèse du modèle, contrairement aux autres approches qui nécessitent plusieurs mesures.
- La méthode ne fait pas recours aux caractéristiques électro-géométriques de l'enroulement, généralement non accessibles pour des raisons liées au secret professionnel.
- Une Réduction significative de l'espace de recherche des paramètres.
- Une nette amélioration de l'efficacité du temps d'exécution.
- Une implémentation facile sur l'importe quel dispositif de calcul.

Les résultats expérimentaux obtenus démontrent que la FRA-SMI peut être considéré comme un outil autonome pour déterminer les paramètres de l'enroulement du transformateur afin de diagnostiquer ses défauts internes.

Ainsi, le plus grand avantage de cette approche est d'effectuer une tâche de synthèse autonome de manière non invasive et non destructive, c'est-à-dire en utilisant une seule quantité mesurable FRA, à partir des bornes de l'enroulement du transformateur. Actuellement, des mesures

FRA hors ligne et en ligne sont possibles, ce qui rend l'approche proposée pratiquement applicable dans les techniques de la surveillance et de diagnostic.

Dans le quatrième chapitre nous avons présenté la conception de la plateforme embarquée sans fils. Cette plateforme comportant une unité de traitement Arduino nano incluant un port USB pour la communication série avec le PC de surveillance, un module Wifi pour la transmission sans fils Radiofréquence, et les capteurs de température, de courant, de tension, de niveau de l'huile et du test FRA. Aussi, nous avons réalisés pratiquement le générateur de signaux à synthèse d'amplitude (GSSA) et de l'implémenté sur la carte Arduino nano, afin d'avoir un système embarqué autonome capable de prélève des mesures d'impédance FRA à partir d'un capteur de courant sensible au faible courant pour détecter des défauts dans les enroulements de transformateurs.

Une approche de diagnostic autonome a été proposée pour localiser et évaluer simultanément la gravité des déformations géométriques radiales dans l'enroulement du transformateur. Étant donné que les pannes des enroulements entraînent des changements dans le comportement fréquentiel ainsi que des changements dans les paramètres du modèle, cette méthode est basée sur les paramètres du modèle, où les caractéristiques de la somme du carré inverse des fréquences de résonances par rapport à la variation du changement d'inductance équivalent ont été utilisées pour localiser et capturer la gravité des dommages dus aux déplacements radiaux. L'extraction directe des paramètres utilisés à partir de la réponse en fréquence rend cette méthode automatique.

Les travaux présentés tout au long de cette thèse ont traité de la conception d'une plateforme embarquée sans fils dédié à la détection de défauts dans les transformateurs, cette conception ouvre cependant quelques perspectives dans le domaine de la détection de défauts dont on peut citer :

- L'insertion d'autres capteurs tels que les capteurs de vibration, d'humidité et des gaz dissous…etc.
- La proposition d'un algorithme de classification utilisant l'intelligence artificielle.
- L'implémentation d'une architecture centralisée : rajouter d'autres stations de base et à agrandir le périmètre du réseau.

Références

[1] Saad Chakkor et al., 'E-diagnostic de processus physiques à base des méthodes de haute résolution Application : machines éoliennes'. Instrumentations et Détecteurs [physics.ins-det]. Faculté des Sciences de Tétouan, Maroc, 2015. Français. ⟨NNT : 474⟩. ⟨tel-01216236⟩].

[2] Sivaji Chakravorti, et al., 'Recent Trends in the Condition Monitoring of Transformers'. DOI https://doi.org/10.1007/978-1-4471-5550-8 .

[3] López-Fernández X. et al., 'Transformers : analysis, design, and measurement'. Boca Raton : CRC Press, 2013. 609 p. ISBN : 978-1-4665-0824-8].

[4] Samuel Eke et al., ' Stratégie d'évaluation de l'état des transformateurs : esquisse de solutions pour la gestion intégrée des transformateurs vieillissants'. Autre. Université de Lyon, 2018. Français. NNT : 2018 LYSEC 013ff. Tel-02138989ff].

[5] Schenk A. et al., 'Surveillance continue des transformateurs : application des méthodes d'intelligence artificielle'. Bulletin ASE/AES, 4/00, pp 29-33, infosciences. Epfl, 1 janvier 2000.

[6] MSA Minhas. Et al., 'FAILURES IN POWER SYSTEM TRANSFORMERS AND APPROPRIATE MONITORING TECHNIQUES'. High Voltage Engineering Symposium. Conférence Publication No. 467, 0 IEE, 1999.

[7] Jean Sanchez et al., 'Aide au diagnostic de défauts des transformateurs de puissance'. Université de Grenoble, 2011. Français. ffNNT: 2011GRENT031ff. fftel-01017179f.

[8] S. Tenbohlen, et al., 'ASSESSMENT OF POWER TRANSFORMER RELIABILITY XVII' International Symposium on High Voltage Engineering, Hannover, Germany, August 22-26, 2011.

[9] A. Bossi, et al., 'An International Survey on Failures in Large Power Transformers in Service' – Final report of CIGRE Working Group 12.05, Electra, No.88, pp. 22 – 48,1983.

[10] CIGRÉ Brochure., 'Life Management Techniques for Power Transformers', No. 227, June 2003.

[11] Daniel Racoceanu et al., 'Contribution à la Surveillance des Systèmes de Production en Utilisant l'Intelligence Artificielle. Automatique / Robotique'. Université de Franche-Comté, 2006.

[12] Basseville, M. et M-O. Cordier., 'Surveillance et diagnostic de systèmes dynamiques : approche complémentaire du traitement de signal et de l'intelligence artificielle'. Rapport INRIA, N°2861.

[13]. Wang M, et al., 'Review of condition assessment of power transformers in service'. IEEE Electr Insul Mag 18(6) :12–25 2002.

[14] Combacau, M. et al., 'Commande et Surveillance des Systèmes a Évènements Discrets Complexes : Application aux Ateliers Flexibles', Thèse de doctorat, Université Paul Sabatier, Toulouse.

[15] Devauchelle, G. et al., 'Diagnostic mécanique des fatigues sur les structures soumises à des vibrations en ambiance de travail'. Thèse de Doctorat, Université de Paris IX Dauphine.

[16] Toguyeni, A.K.A. et al., 'Surveillance et diagnostic en ligne dans les ateliers flexibles de l'industrie manufacturière'. Thèse de doctorat, Université de Lille.

[17] Poulard, H. et al., 'Statistiques et réseaux de neurones pour un système de diagnostic', Application au diagnostic de pannes automobiles", Thèse de Doctorat, LAAS, Toulouse, France.

[18] Cussenot, C. et al., 'Surveillance et diagnostic de la chaîne de dépollution d'une automobile', Thèse de doctorat, Université de Rennes 1.

[19] Evsukoff, A. et al., 'Raisonnement approché pour la surveillance des procédés', Thèse de Doctorat 1998, INPG, Grenoble.

[20] Weber, P. et al., 'Diagnostic de procédés par l'analyse des estimations paramétriques de modèles de représentation à temps discret', Thèse de Doctorat, INPG, Grenoble.

[21] Zhang, Q., et al., 'Identification et Surveillance de systèmes Dynamiques', Habilitation à diriger les recherches, Université de Rennes1, Institut de Formation Supérieure en Informatique et en Communication.

[22] Combastel, C. et al., ‘Méthodes d'aide à la décision pour la détection et la localisation de défauts dans les entraînements électriques’, Thèse de Doctorat INPG, Grenoble.

[23] Lefebvre, D., et al., ‘Contribution à la modélisation des systèmes dynamiques à événements discrets pour la commande et la surveillance’, Habilitation à Diriger des Recherches, Université de Franche Comté/ IUT Belfort - Montbéliard.

[24] Villemeur, A., et al., ‘Sûreté de fonctionnement des systèmes industriels, Edition Eyrolles’, Collection DER-EDF, Volume 67.

[25] Dubuisson, B., et al., ‘Diagnostic et reconnaissance des formes’, Paris, Edition Hermès. Dubuisson, 2001.

[26] Toguyeni, A.K.A., et al., “Surveillance et diagnostic en ligne dans les ateliers flexibles de l'industrie manufacturière“, Thèse de doctorat, Université de Lille.

[27] Zwingelstein, G. ‘Diagnostic des défaillances : Théorie et pratique pour les systèmes industriels’. Editions Hermès 1995.

[28] Gertler, J.J., ‘Survey of model-based failure detection and isolation in complexe systems’. IEEE Control Systems Magazine, Vol. 8, N° 6, p. 3-11.

[29] Sparling BD. et al., ‘Moving forward from monitoring to diagnostics’. IEEE-PES transmission and distribution conference and exposition, Atlanta, pp 960–963

[30] Villemeur, A., et al., ‘Sûreté de fonctionnement des systèmes industriels’. Edition Eyrolles, Collection DER-EDF, Volume 67.

[31] Dash, S. et al., ‘Challenges in the industrial applications of fault diagnostic systems’. Proceedings of the Conference on Process Systems Engineering Computing & Chemical Engineering, Keystone, Colorado, pp. 785-791.

[32] Dubois, D. et S. Gentil., ‘Intelligence Artificielle et Automatique’, Revue d’Intelligence Artificielle, Vol. 8, N°1, pp. 7-27.

[33] Katsillis, G., M.J. Chantler. ‘Can dependency-based diagnosis cope with simultaneous equations?’ Working notes of the 8th International Workshop on Principles of Diagnosis DX’97, Mont-Saint-Michel, France.

[34] Frank, P.M. et al., ‘Fault Diagnosis in Dynamic Systems Using Analytical and Knowledge Based Redundancy’. Asurvey and New Results, Automatica, Vol. 26, pp. 459-474.

[35] Ploix, S. et C. Follot., ‘Fault Diagnosis reasoning for set-membership approaches and application’, IEEE International Symposium on Intelligent Control (ISIC), Mexico City, Mexique.

[36] Tromp, L., et al., ‘Surveillance et diagnostic de systèmes industriels complexes : une approche hybride numérique/symbolique’, Thèse de doctorat, Université de Rennes 1.

[37] Zemouri, R., ‘Contribution à la surveillance des systèmes de production à l'aide des réseaux de neurones dynamiques : Application à la e-maintenance’, Thèse de Doctorat, Université de Franche Comté, Besançon.

[38] Juan David Zorrilla Henao et al, ‘Techniques de diagnostic des transformateurs de puissance : un examen critique’ Université de la Vallée. Faculté d'ingénierie. Cali, Colombie http://dx.doi.org/10.4067/S0718 2019.

[39] M. Duval. ‘Un examen des défauts détectables par l'analyse du gaz dans l'huile dans les transformateurs’. Magazine d'isolation électrique IEEE. Vol.18, numéro 3, p. 8-17. 2002. DOI : 10.1109 / MEI.2002.1014963.

[40] JR Secue, EE Mombello et CV Cardoso. ‘Examen de l'analyse de réponse de fréquence de balayage SFRA pour les déplacements et la déformation d'enroulement d'évaluation dans les transformateurs de puissance’. Transaction IEEE en Amérique latine. Vol.5, numéro 5, p. 321-328. 2007. DOI : 10.1109 / TLA.2007.437852.

[41] Weed, J.M. “Abnormal Voltages in Transformers”. A IEE Trans., Vol. 34, pt. II, 1915, pp. 2197 2236.

[42] González C et al., ‘Examen et analyse de la modélisation du transformateur de puissance à partir de sa réponse en fréquence’. Thèse. Université Carlos de Madrid. Département de la technologie électronique, 2009

[43] González C. Pleite J. ‘Transformer Modeling Approaches for Frequency Response Analysis’. Proceedings of the XIX International Conference on Electrical Machines, ICEM 2010. Rome, Italy, September 6-8 2010.

[44] Abetti, P. A.; 'Bibliography on the Surge Performance of Transformers and Rotating Machines' Power Apparatus and Systems, Part III. Transactions of the American Institute of Electrical Engineers, vol.77, no.3, pp.1150-1168, April 1958 doi: 10.1109/AIEEPAS.1958.4500118.

[45] M. Wang, et al., 'Improved detection of power transformer winding movement by extending the FRA high frequency range'. Power Delivery, IEEE Transactions on, vol. 20, no. 3, pp. 1930–1938, 2005.

[46] A. David L. Alvarez A., 'Modèle de transformateur de distribution pour l'analyse de la réponse en fréquence' Thèse Magister of science octobre 2013.

[47] Xiaozhen Zhao, et al., 'High frequency electric circuit modeling for transformer frequency response analysis studies' International Journal of Electrical Power & Energy Systems doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.04.010.

[48] Zhang ZW, et al., 'Finite-element modeling for analysis of radial deformations within transformer windings'. IEEE Trans Power Delivery 2014; 29:2297–305.

[49] Abu-Siada A. et al., 'High frequency transformer modelling using state space representation for FRA studies'. In: 2017 IEEE 11th International Symposium on Diagnostics for Electrical Machines, Power Electronics and Drives (SDEMPED); 2017. p. 422–6.

[50] Zhang H, et al., 'Double-ladder circuit model of transformer winding for frequency response analysis considering frequency-dependent losses'. IEEE Trans Magn 2015; 51:1–4.

[51] Pham DAK, Gockenbach E. 'Analysis of physical transformer circuits for frequency response interpretation and mechanical failure diagnosis'. IEEE Trans Dielectr Electr Insul 2016; 23:1491–9.

[52] Abeywickrama N, Serdyuk YV, Gubanski SM. 'High-frequency modeling of power transformers for use in frequency response analysis (FRA)'. IEEE Trans Power Del 2008; 23:2042–9.

[53] Mitchell SD, Welsh JS. Modeling power transformers to support the interpretation of frequency response analysis. IEEE Trans Power Del 2011; 26:2705–17.

[54] Rashtchi V, et al., 'Parameter identification of transformer detailed model based on chaos optimisation algorithm'. IET Electr Power Appl IET Electric Power Appl 2011; 5:238–46.

[55] Rashtchi V, et al., 'Model reduction of transformer detailed RC-L-M model using the imperialist competitive algorithm'. IET Electric Power Appl IET Electr Pow Appl 2012; 6:233–42.

[56] Mukherjee P, Satish L. 'Construction of equivalent circuit of a single and isolated transformer winding from FRA data using the ABC algorithm'. IEEE Trans Power Del 2012; 27:963–70.

[57] Shabestary MM, et al., 'Ladder network parameters determination considering nondominant resonances of the transformer winding'. IEEE Trans Power Del 2014; 29:108–17.

[58] Tonekaboni Bandpey S, et al., 'Sensitivity analysis on ladder network equivalent circuit parameters of power transformer'. Electr Power Compon Syst2015; 43:2168–77.

[59] Liang et al., 'Modeling of transformer windings under very fast transient over voltages'. IEEE Trans Electromagn C. 2006; 48:621–7.

[60] Shintemirov A, et al., 'A hybrid winding model of disc-type power transformers for frequency response analysis'. IEEE Trans Power Delivery 2009; 24:730–9.

[61] Tang WH, Shintemirov A, Wu QH. 'Detection of minor winding deformation fault in high frequency range for power transformer'. IEEE PES General Meeting 2010:1–6.

[62] López ZL, et all. 'Modeling of transformer windings for fast transient studies: experimental validation and performance comparison'. IEEE Trans Power Delivery 2017; 32:1852–60.

[63] Gustavsen B. 'A filtering approach for merging transformer high-frequency models with 50/60-Hz low frequency models'. IEEE Trans Power Deliv 2015; 30:1420–8.

[64] Jurisic B, Uglesic I, Xemard A, Paladian F. 'Difficulties in high frequency transformer modeling'. Electr Power Syst Res 2016; 138:25–32.

[65] Jurisic B, Uglesic I, Xemard A, Paladian F. 'High frequency transformer model derived from limited information about the transformer geometry'. Int J Elec Power 2018; 94:300–10.

[66] Gustavsen B, Portillo A. 'A black-box approach to interfacing white-box transformer models with electromagnetic transients programs'. 2014 IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition; 2014. p. 1-5

[67] Hashemnia N, et al., 'Improved power transformer winding fault detection using FRA diagnostics – Part 1: axial displacement simulation'. IEEE Trans Dielectr Electr Insul 2015; 22:556–63.

[68] Hashemnia N, Abu-Siada A, Islam S. Improved power transformer winding fault detection using FRA diagnostics – Part 2: radial deformation simulation. IEEE Trans Dielectr Electr Insul 2015; 22:564–70.

[69] Liu S, et al., 'Diagnosis of transformer winding faults based on FEM simulation and on-site experiments'. IEEE Trans Dielectr Electr Insul 2016 ; 23 :3752–60.

[70] Carlos González García., 'Procédure de modélisation basée sur l'analyse de la réponse en fréquence et son application dans des transformateurs de puissance triphasés pour sa caractérisation et son diagnostic'. Université Carlos III de Madrid 2012., http://hdl.handle.net/10016/13987.

[71] E. Rahimpour, J. et al., 'Transfer function method to diagnose axial displacement and radial deformation of transformer windings' IEEE Trans. Power Del., vol. 18, no. 2, pp. 493–505, Apr. 2003.

[72] Ragavan, K., Satish, L.: 'Localisation of changes in a model winding based on terminal measurement'. IEEE Trans. Power Deliv., 2007, 22, (3), pp. 1557–1565

[73] J. Velasquez and D. Kolb, 'Identification of transformer-specific frequency sub-bands as basis for a reliable and automatic assessment of FRA results'. Conf. Condition Monitoring and Diagnosis, (CMD). Tokyo, Japan, pp. 1-6, 2010.

[74] Pritam Mukherjee. et al., 'Construction of Equivalent Circuit of a Single and Isolated Transformer Winding from FRA Data Using the ABC Algorithm'. IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, VOL. 27, NO. 2, APRIL 2012 963

[75] Toudji M, et al., 'Determination of Winding Lumped Parameter Equivalent Circuit by Means of Finite Element Method'. IEE T Magn. 2017 ; 53 :1 -4.

[76] Amara A, Gacemi A, Houassine H, Chaouche MS. A novel methodology for high-frequency lumped equivalent circuit of an isolated transformer winding construction based on frequency response analysis signal morphology interpretation. IET Electr. Power Appl. 2021 ;1–15. https://doi.org/ 10.1049/elp2.12013.

[77] Hamza Houassine, ' Etude des surtensions dans les blocs alternateur transformateurs des centrales electriques'. Thèse de Doctorat, Université Mouloud Mammeri, Tizi-ouzou, Déc. 2010.

[78] E.P. Dick, C.C. Erven, 'Transformer diagnostic testing by frequency response analysis'. IEEE Trans. Power Appar. Syst. PAS-97 (6) (1978) 2144–2153.

[79] IEEE C57.149-2012: "IEEE Guide for the Application and Interpretation of Frequency Response Analysis for Oil-Immersed Transformers".

[80] Reza Khalili Senobari a, et al., 'Frequency response analysis (FRA) of transformers as a tool for fault detection and location: A review' Electric Power Systems Research 0378-7796/© 2017 Elsevier B.V.

[81] Chinese standard DL/T911-2004., 'Frequency Response Analysis on Winding Deformation of Power Transformers'.

[82] CIGRE Technical Brochure no. 342, 'Mechanical-Condition Assessment of Transformer Windings using Frequency Response Analysis (FRA)', 2008.

[83] IEC 60076-18 Edition 1.0 2012-07 'Power transformers — Part 18: Measurement of Frequency Response'.

[84] F. Predl (OMICRON Australia)., 'Interpretation of Sweep Frequency Response Analysis (SFRA) Measurement Results'. OMICRON, Sydney, 2016.

[85] A. Amara et al 'Autonomous Diagnosis of Radial Displacements for Transformer Windings using Frequency Response Analysis (FRA), 2nd International Conference on Electronics and Electrical Engineering (IC3E 2020) Bouira, ALGERIA.

[86] MELO, Leonardo. 'Application de techniques statistiques au test d'analyse de la réponse en fréquence dans les transformateurs de puissance'. Université nationale de technologie, Argentine, 2012, p. 33-56.

[87] Cigré WG A2.26: 'Mechanical condition assessment of transformer windings: guidance, FRA standardization, further improvements'., 2008.

[88] Bertagnolli, G. 'The ABB Approach to Short-Circuit Duty of Power Transformers, 3rd ed.; ABB Ltd.: Zurich, Switzerland, 1996.

[89] Jayasinghe, J.A.S.B.; et al., 'Winding Movement in Power Transformers: A Comparison of FRA Measurement Connection Methods'. IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul. 2006, 13, 1342–1349

[90] S Ryder, S Tenbohlen: 'A comparison of the swept frequency and impulse response methods for making frequency response analysis measurements', Doble Conference, 2003.

[91] P. Karimifard, G.B. Gharehpetian., 'A new algorithm for localization of radial deformation and determination of deformation extent in transformer windings'. Electr. Power Syst. Res. 78 (2008) 1701–1711.

[92] P. Karimifard, et al., 'Localization of winding radial deformation and determination of deformation extent using vector fitting-based estimated transfer function'. Eur. Trans. Electr. Power 19 (2009) 749–762.

[93] K. Ragavan, L. Satish, 'Localization of changes in a model winding based on terminal measurements: experimental study'. IEEE Trans. Power Deliv. 22 (3) (2007) 1557–1565.

[94] L. Satish, S.K. Sahoo, 'Locating faults in a transformer winding: an experimental study', Electr. Power Syst. Res. 79 (2009) 89–97.

[95] J. Zhijian, et al., 'Fault location of transformer winding deformation using frequency response analysis, in: ISEIM, Himeji, Japan, 2001.

[96] W. Herrera, et al., 'Novel procedure for low frequency FRA traces interpretation', in: XXth ICEM, Marseille, France, 2012.

[97] A. Contin, et al., 'Frequency response analysis of power transformers by means of fuzzy tools'. IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul. 18 (3) (2011) 900–909.

[98] M. Bigdeli, M. Vakilian, E. Rahimpour, 'Transformer winding faults classification based on transfer function analysis by support vector machine'. IET Electr. Power Appl. 6 (5) (2012) 268–276.

[99] M. Bigdeli, M. Vakilian, E. Rahimpour, A probabilistic neural network classifier-based method for transformer winding fault identification through its transfer function measurement, Int. Trans. Electr. Energy Syst. 23 (2013) 392–404.

[100] A.J. Ghanizadeh, et al., 'ANN and cross-correlation based features for discrimination between electrical and mechanical defects and their localization in transformer winding'. IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul. 21 (5) (2014) 2374–2382.

[101] J.C.G. Arispe, E.E. Mombello, Detection of failures within transformers by FRA using multiresolution decomposition, IEEE Trans. Power Deliv. 29 (3) (2014) 1127–1137.

[102] O. Aljohani, et al., 'Application of DIP to detect power transformers axial displacement and disk space variation using FRA polar plot signature'. IEEE Trans. Ind. Inf. 13 (4) (2017) 1794–1805.

[103] A. Shintemirov, et al., 'Transformer winding condition assessment using frequency response analysis and evidential reasoning, IET Electr. Power Appl. 4 (3) (2010) 198–212.

[104] L. Coffeen, J. Britton, J. Rickmann, 'A new technique to detect winding displacements in power transformers using frequency response analysis', in: IEEE Power Tech Conference, Bologna, Italy, 2004.

[105] M. Fairouz, et al., 'Frequency response analysis to investigate deformation of transformer winding'. IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul. 22 (4) (2015) 2359–2367.

[106] M.F.M. Yousof, et al., 'Locating inter-disc faults in transformer winding using frequency response analysis'. in: AUPEC, Hobart, Tasmania, Australia, 2013.

[107] P. Jadhav, 'A deviation index method to detect winding displacement in power transformer using FRA'. in: CIIT, Mumbai, India, 2013.

[108] K. Pourhossein, et al., 'A probabilistic feature to determine type and extent of winding mechanical defects in power transformers', Electr. Power Syst. Res. 82 (2012) 1–10.

[109] M.H. Samimi, et al., 'Detection of transformer mechanical deformations by comparing different FRA connections'. Int. J. Electr. Power Energy Syst. 86 (2017) 53–60.

[110] BORSI, H., 'Monitoring and diagnosis as a basis of asset management on power transformers. Diagnostic Measurements on Power Transformers - Omicron electronics GmbH 2008.

[111] Jean Sanchez., 'Aide au diagnostic de défauts des transformateurs de puissance'. Autre. Université de Grenoble, 2011. Français. ffNNT : 2011GRENT031ff. fftel-01017179f.

[112] Vivek Landage, et al., 'Transformer health condition monitoring through GSM Technology', International Journal of Scientific &Engineering. Research Volume 3, Issue 12, December-2012, ISSN 2229-5518. 2012.

[113] J. Q. Feng, et al., 'Implementation of a Power Transformer Temperature Monitoring System', in Proc. 2002 International Conference on Power System Technology, pp. 1980-1983.

[114] S. Pan, P. et al., 'Research on the Remoter Monitoring and Control System of Transformer Winding Temperature Based on Optical Fiber Networked Sensor'. In Proc. 2006 6th World Congress on Intelligent Control and Automation, pp. 7627-7631.

[115] D. Dolezilek, B. McDermott., 'Remote Data Monitoring and Data Analysis for Substations: A Case Study in Implementation', in Proc. 2005 18th International Conference on Electricity Distribution, pp. 496-500.

[116] W. Chunming, et al., 'The Transformer Station Remote Monitoring System Based on ARM/GPRS Network', in Proc. 2010 2nd International Workshop on Intelligent Systems and Applications, pp. 1-4.

[117] Anurudh Kumar, et al., 'Method for Monitoring of Distribution Transformer', Undergraduate Academic Research Journal (UARJ), ISSN: 2278 – 1129, Volume-1, Issue-3,4.

[118] Xiao Ding; Hui Cai., 'On-line transformer winding's fault monitoring and condition assessment', 2001 International Symposium on Electrical Insulating Materials 2001. 19-22 Nov. 2001 Page(s): 801 -804.

[119] Leibfried, T, 'Online monitors keep transformers in service', Computer Applications in Power, IEEE, Volume: 11 Issue: 3, July 1998 Page(s): 36 -42.

[120] Mallikarjunappa, K, et al., 'On-line monitoring of partial discharges in power capacitors using high frequency current transformer technique', Proceedings of the 3rd International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials, 8-12 July 1991 Page(s): 749 -75 1v01.2.

[121] Chan, W. L, So, A.T.P. and Lai, L., L.; 'Interment Based Transmission Substation Monitoring'. IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 14, No. 1, February 1999, pp. 293-298. Ong, Y.S.

[122] Gooi, H.B. and Lee, S.F.; 'Java-Based Applications for Accessing Power System Data Intranet'. Electrical Power and Energy Systems 23,2001, pp. 273-284.

[123] Lefebve, C. & De sbienes, 'Residential load modeling for predicting distribution transformer load behavior, feeder load and cold load pickup'. Electrical Power and Energy Systems.

[124] Juan Sebastian Mayusa, Ivan Mariscal Lozano., 'SYSTÈME DE SURVEILLANCE À DISTANCE DE LA TEMPÉRATURE DANS LES TRANSFORMATEURS DE DISTRIBUTION' DOI : https://doi.org/10.22517/23447214.10121.

[125] A. Amara, M. Maamri., 'Etude et réalisation d'un Générateur de Signaux à Synthèse d'Amplitude GSSA' Thèse ingéniorat Univ Chik Larbi Tébessi de Tébessa Algérie 1978.

[126] M. Alves, 'On-Line Monitoring Systen1 for Power Transfonners'. Eletricidad Moderna Magazine, 2004.

[127] J. Hephzibah., 'Distribution Transformer Monitoring Using GPRS'. International Journal of Scientific & Engineering Research, Volume 4, Issue 6, June-2013 1199 ISSN 2229-5518 IJSER © 2013 http://www.ijser.org.

[128] Fábio Vieira Batista de Nazaré, et al., 'Hybrid Optoelectronic Sensor for Current and Temperature Monitoring in Overhead transmission Lines'. IEEE J., VOL. 12, NO. 5, MAY 2012.

[129] V. Thiyagarajan & T.G. Palanivel., 'An Efficient Monitoring of Substation Using Microcontroller Based Monitoring System'. IJRRAS 4 (1), July 2010.

[130] Amit Sachan, 'Microcontroller Based Substation Monitoring and Control System with GSM Modem'. IOSR Journal of Electrical and Electronics Engineering (IOSRJEEE) ISSN: 2278-1676 Volume 1, Issue 6 (July-Aug. 2012), PP 13-21.

[131]. Ragavan, K., et al., 'Localisation of changes in a model winding based on terminal measurement'. IEEE Trans. Power Deliv. 22(3), 1557–1565 (2007).

[132]. Pramanik, S., Satish, L., 'Estimation of series capacitance for a three-phase transformer winding from its measured frequency response'. IEEE Trans. Power Deliv. 28(4), 2437–2444 (2013).

[133]. Velasquez, J., Kolb, D., 'Identification of transformer-specific frequency sub-bands as basis for a reliable and automatic assessment of FRA results'. Condit. Monit. Diagn. Conf. (CMD), Tokyo, 1–6 (2010).

[134]. Pritam, M., Satish, L., 'Construction of equivalent circuit of a single and isolated transformer winding from FRA data using the ABC algorithm'. IEEE Trans. Power Deliv. 27(2), 963–970 (2012).

[135]. Chaouche, M.S., Houassine, H., ‘BA to construction of equivalent circuit of a transformer winding from frequency response analysis measurement’. IET Electr. Power Appl. 12, 728–36 (2018).

[136]. Shah, K.R., Ragavan, K., ‘Assessing mechanical deformations in two winding transformer unit using reduced-order circuit model’. Electr. Power Energy Syst. 79, 235–244 (2016).

[137]. Mukherjee, P., Satish, L., ‘Construction of equivalent circuit of a transformer winding from driving-point impedance function – analytical approach’. IET Electr. Power Appl. 6, 172–180 (2012).

[138]. Rashtchi, V., et al., ‘Parameter identification of transformer detailed model based on chaos optimisation algorithm’. IET Electr. Power Appl. 2(5), 238–246 (2011).

[139]. Shah, K., Ragavan, K., ‘Estimation of transformer winding capacitances through frequency response analysis – an experimental investigation’. Int. J. Emerg. Elec. Power Syst. 14(6), 549–559 (2013).

[140]. Toudji, M., et al., ‘Determination of winding lumped parameter equivalent circuit by means of finite element method’. IEEE Trans. Magn. 53, 1–4 (2017).

[141]. Grimbleby, J.B., ‘Automatic analogue circuit synthesis using genetic algorithms’. Proc. Inst. Elect. Eng. Circuits Dev. Syst. 147(6), 319–323 (2000).

[142]. Bigdeli, M., Azizian, D.H., ‘Identification of transient model parameters of transformer using genetic algorithm’. Proc. IEEE Int. Conf. Power Syst. Technol. 1–6 (2010).

[143]. Chanane, A., Bouchhida, O., ‘Investigation of the transformer winding high-frequency parameters identification using particle swarm optimization method’. IET Electr. Power Appl. 10, 923–31 (2016).

[144]. Huan, L., Ziwei, Z., ‘Equivalent gradient area-based fault interpretation for transformer winding using binary morphology’. IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul. 24(3) (2017).

[145]. Mukherjee, P., Satish, L., ‘Localization of radial displacement in an actual isolated transformer winding – an analytical approach’. IEEE Trans. Power Deliv. 31(6) (2016).

[146]. Kulkarni, S.V., Khaparde, S.A., ‘Transformer Engineering: Design, Technology and Diagnostics’. 2nd ed. CRC Press (2012).

[147]. Dent, B.M., Hartil, E.R., Miles, J.G., ‘A method of analysis of transformer impulse voltage distribution using a digital computer’. Proc. IEEE A. 105(23), 445–459 (1958).

[148]. Miki, A., Hosoya, T., Okuyama, K., ‘A calculation method for impulse voltage distribution and transferred voltage in transformer windings’. IEEE Trans. Power Syst. PAS-97(3), 930–939 (1978).

[149]. Soysal, O., ‘A method for wide frequency range modeling of power transformers and rotating machines’. IEEE Trans. Power Deliv. 8(4), 1802–1810 (1993).

[150]. Mahamat, H.B., Jean, J., ‘Modélisation des inductances planaires intégrées’. Université Jean Monnet, Saint Etienne, Français (2014).

[151]. Gonzales, J., Mombello, E., ‘Automatic detection of frequency ranges of power transformer transfer functions for evaluation by mathematical indicators’. In: Gonzales, J. C., Mombello, E (eds.) IEEE 6th Power Energy Society (PES) Transmission and Distribution: Latin America.

[152]. Jafar Nosratian, A., Saeed, S., ‘On the accuracy of detailed model inductance matrix estimation for air core winding’. Arch. Elect. Eng. 66(4), 787–799 (2017).

[153]. Zhongdong, W., Jie, Li., ‘Interpretation of transformer FRA responses: Part I: influence of winding structure’. IEEE Trans. Power Deliv. 24(2) (2009).

[154]. Ahour, N.J., Seyedtabaii, S.: Modified transformer winding ladder network model to assess non-dominant frequencies. IET Electr. Power Appl. 11(4), 578–585 (2017).

[155]. Mukherjee, P., Satish, L., ‘Localization of radial displacement in an actual isolated transformer winding an analytical approach’. IEEE Trans. Power Deliv. 27, 963–70 (2012).

[156]. Yang, X.-S., ‘A new metaheuristic bat-inspired algorithm’. In: Nature Inspired Cooperative Strategies For Optimization (NICSO), pp. 65–74. Springer, Berlin (2010).

[157]. Aghmasheh, R, Rashtchi, V., ‘Gray box modeling of power transformer windings based on design geometry and particle swarm optimization algorithm’. IEEE Trans. Power Deliv. 33, 2384–2393 (2018).

[158]. Shabestary, M.M., Ghanizadeh, A.J., 'Ladder network parameters determination considering non-dominant resonances of the transformer winding'. IEEE Trans. Power Deliv. 29(1), 108117 (2014).

[159]. Pramanik, S., Satish, L., 'Estimation of series capacitance of a transformer winding based on frequency-response data: an indirect measurement approach'. IEEE Trans. Power Deliv. 26(4), 2870–2878 (2011).

[160] Raja, K., et al., 'Recognition of discharge sources using UHF PD signatures'. IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol. 18, No. 5, September/October 2002, pp. 8–14).

[161] Ammuthaelakkiya. K, Kavipriya. N., 'Transformer Health Monitoring System using IoT and GSM'. International Journal of Engineering Science and Computing, March 2019].

[162] R.V. PATIL, et all., 'Transformer Health Monitoring and Control through Arduino 59 TRANSFORMER HEALTH MONITORING AND CONTROL THROUGH ARDUINO'. International Journal of Electrical, Electronics and Data Communication, ISSN: 2320-2084 Volume-5, Issue-1, Jan.-2017.

[163] M. Rahal, A. Demosthenous, D. Jiang, and D. Pal, 'A signal conditioner for high frequency inductive position sensors'. In 20th International Conference on Microelectronics, ICM'08, December 14, 2008 - December 17, 2008, Sharjah, United Arab Emirates, 2008, pp. 118-122.

[164] William Stallings, 'Wireless Communications and Networks'. Second Edition, Pearson Prentice Hall, Upper Saddle River, NJ, 2005. ISBN 0-13-191835-4.

[165] B. Ciubotaru, G.M. Muntean., 'Advanced Network Programming'. Principles and Techniques, Springer-Verlag London, 2013. ISBN 978-1-4471-5292-7.

[166] K. Sharma, N. Dhir, 'A study of wireless networks: WLANs, WPANs, WMANs, and WWANs with comparison'. International Journal of Computer Science and Information Technologies, vol. 5 (6), pp. 7810-7813, 2014.

[167] K. Pothuganti, A. Chitneni, 'A comparative study of wireless protocols: Bluetooth, UWB, ZigBee, and Wi-Fi'. Advance in Electronic and Electric Engineering, vol. 4 (6), pp. 655-662, 2014.

[168] J. Velasquez and D. Kolb., 'Identification of transformer-specific frequency sub-bands as basis for a reliable and automatic assessment of FRA results', Conf. Condition Monitoring and Diagnosis, (CMD). Tokyo, Japan, pp. 1-6, 2010.

[169] Ragavan, K., Satish, L., 'Localisation of changes in a model winding based on terminal measurement', IEEE Trans. Power Deliv., 2007, 22, (3), pp. 1557–1565.

[170] Shah, K.R., Ragavan, K., 'Assessing mechanical deformations in two winding transformer unit using reduced-order circuit model', Electr. Power Energy Syst., 2016, 79, pp. 235–244.

[171] Pritam Mukherjee and L. Satish., 'Localization of Radial Displacement in an Actual Isolated Transformer Winding - An Analytical Approach'. IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, VOL. 31, NO. 6, DECEMBER 2016.

[172] M. Bigdeli, M. Vakilian, and E. Rahimpour., 'Transformer winding faults classification based on transfer function analysis by support vector machine'. IET Elect. Power Appl., vol. 6, no. 5, pp. 268–276, May 2012.

[173] P. Karimifard and G. B. Gharehpetian., 'A new algorithm for localization of radial deformation and determination of deformation extent in transformer windings' Elect. Power Syst. Res., vol. 78, no. 10, pp.1701–1711, Oct.2008.

[174] Pritam Mukherjee and L. Satish., 'Estimation of Severity of Simulated Mechanical Damages in a Single Isolated Transformer Winding'. 2015 International Conference on Condition Assessment Techniques in Electrical Systems (CATCON).