

# Étude de la contrainte électrique subie par l'isolation de spires dédiée des bobines statoriques des grandes machines hydro-électriques

Par

Marie Rosine DJUIDJE KAMDOUM

MÉMOIRE PRÉSENTÉ À L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE  
COMME EXIGENCE PARTIELLE À L'OBTENTION DE LA MAITRISE  
AVEC MÉMOIRE EN GÉNIE ÉLECTRIQUE  
M. Sc. A.

MONTREAL, LE 11 DÉCEMBRE 2023

ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE  
UNIVERSITÉ DU QUÉBEC



Marie Rosine Djuidje Kamdoum, 2023



Cette licence [Creative Commons](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/) signifie qu'il est permis de diffuser, d'imprimer ou de sauvegarder sur un autre support une partie ou la totalité de cette œuvre à condition de mentionner l'auteur, que ces utilisations soient faites à des fins non commerciales et que le contenu de l'œuvre n'ait pas été modifié.

**PRÉSENTATION DU JURY**

CE RAPPORT DE MÉMOIRE A ÉTÉ ÉVALUÉ

PAR UN JURY COMPOSÉ DE :

M. Éric David, directeur de mémoire  
Département génie mécanique à l'École de technologie supérieure

Mme Hélène Provencher, codirectrice de mémoire  
Institut de Recherche d'Hydro-Québec

M. Kamal Al- Haddad, président du jury  
Département génie électrique à l'École de technologie supérieure

M. Handy Fortin Blanchette, membre du jury  
Département génie électrique à l'École de technologie supérieure

ELLE A FAIT L'OBJET D'UNE SOUTENANCE DEVANT JURY ET PUBLIC

LE 22 NOVEMBRE 2023

À L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE



## REMERCIEMENTS

Ce document que j'ai réalisé présente les travaux dans le cadre de ma maîtrise en génie électrique à l'École de technologie supérieure en collaboration avec l'Institut de recherche d'Hydro-Québec.

Je tiens à remercier sincèrement toutes les personnes qui ont contribué à la réalisation de ce travail.

Je remercie mon directeur de recherche, M. Éric David, pour son accompagnement. Ses interventions enrichissantes, ses conseils judicieux et ses critiques pertinentes qui ont contribué d'une façon importante à l'élaboration de notre projet.

J'adresse également mes sincères remerciements à ma co-directrice, Mme Hélène Provencher, pour son appui, ses encouragements et ses précieuses remarques qui ont amélioré la qualité de ce travail.

Je souhaite exprimer ma reconnaissance envers tous mes parents pour leur soutien indéfectible et leur motivation tout au long de mes études.

Je tiens à remercier tous mes amis et mes proches pour leurs encouragements et leur soutien moral durant cette période.

Enfin, je souhaite exprimer ma gratitude envers toutes les personnes qui, de près ou de loin, m'ont apporté leur aide et ont contribué au succès de ce travail. Votre soutien a été inestimable.

Je termine ce document en espérant que mes travaux contribueront à l'avancement des connaissances dans le domaine du génie électrique. Je reste ouverte à toute discussion ou suggestion pour de futures collaborations et recherches.



# **Étude de la contrainte électrique subie par l'isolation de spires dédiée des bobines statoriques des grandes machines hydroélectriques**

Marie Rosine DJUIDJE KAMDOUM

## **RÉSUMÉ**

La production et la consommation d'énergie électrique sont essentielles pour assurer le bon fonctionnement de la société. Les machines électriques jouent un rôle crucial dans la performance des systèmes électriques, en particulier dans la production d'électricité, ce qui souligne l'importance de les maintenir en bon état. Cependant, les défaillances des bobines d'alternateurs sont souvent reliées à l'isolation de spires dédiée, (Dedicated Turn Insulation (DTI)), entraînant des dommages significatifs dans l'alternateur. La défaillance du DTI est généralement provoquée par des impulsions provenant du réseau, comme les phénomènes transitoires liés aux manœuvres des équipements de coupure ou à la foudre. Cette défaillance survient lorsque le DTI est dégradée pour maintenir un niveau d'isolement acceptable.

Actuellement, il existe peu d'études sur le phénomène de dégradation de l'isolation de spires dédiée et présentement, il n'y a aucun essai type pour évaluer la performance à long terme de ce type d'isolation. Malgré le manque de connaissances, les manufacturiers proposent d'utiliser des bobines sans isolation de spires dédiée (*dedicated turn insulation* DTI), qui sont moins coûteuses à fabriquer et qui permettraient d'augmenter la puissance de l'alternateur, car lorsqu'il n'a pas d'isolation de spires dédiée, il y'a plus d'espace, on peut donc augmenter la surface conductrice et réduire les pertes joules. Ces types de bobine sont présentement utilisés en Europe mais est très peu en Amérique du Nord puisque leur performance à long terme n'a pas encore été démontrée.

Dans le cadre des projets de réfection des alternateurs, Hydro-Québec est amené à prendre des décisions sur l'achat des différents types de bobines proposé par les manufacturiers. Le projet d'étude de la performance à long terme des bobines avec et sans DTI permettra à Hydro-Québec de prendre des décisions éclairées en s'appuyant sur des données valables quant à la performance des bobines sans DTI et valider si elle est comparable aux bobines avec DTI.

## VIII

La première partie de l'étude visait à étudier la capacité de la technique mesure SFRA (Analyse de la Réponse en Fréquence de la Mesure) à caractériser la dégradation du système d'isolation DTI. Les outils de diagnostic conventionnels tel que les mesures de décharges partielles et du facteur de dissipation pour le diagnostic de l'isolation de masse ne sont pas performants pour tester l'isolation de spire dédiée. C'est pour cette raison que, la technique de mesure SFRA, couramment utilisée pour les transformateurs de puissance présentait un intérêt et s'est avéré efficace à détecter des défauts de l'isolation DTI. Les avantages de la mesure SFRA résident dans sa portabilité (équipements alimentés par batterie), sa rapidité à détecter divers défauts et sa sécurité (application de faibles tensions). À ce jour, cette technique n'a été testée que de manière expérimentale pour les machines électriques et aucun projet de normalisation n'est en cours. L'évaluation de la mesure SFRA s'est faite par l'insertion de résistance de défaut entre spires sur une bobine individuelle en laboratoire.

La deuxième partie de l'étude visait à développer un modèle de circuit électrique RLC représentatif d'une bobine statorique développé sous l'environnement MATLAB-SIMULINK. Le but du développement d'un modèle de bobine était de créer une représentation mathématique et physique de la bobine qui permettra d'évaluer comment la tension est distribuée à l'intérieur de celle-ci. Ce modèle contribuera ultérieurement à simuler le comportement de la bobine face à la contrainte électrique, plus précisément aux surtensions responsables des défaillances ultimes des bobines statoriques.

Deux types de modèles ont été évalués, soit celui à paramètres distribués des lignes de transmission et celui à paramètres localisés. C'est ce dernier qui a fait l'objet d'un développement plus poussé étant plus représentatif du comportement d'une bobine statorique. Les mesures SFRA (Analyse de la Réponse en Fréquence de la Mesure) ont été utilisées pour valider ce modèle. En d'autres termes, les résultats des mesures SFRA ont été comparés aux résultats de la simulation obtenue à partir du modèle développé. Cette validation a permis de vérifier si le modèle était précis et reflétait de manière fidèle le comportement réel de la bobine.

**Mots-clés :** Isolation de spires dédiée, mesure SFRA, modèle à paramètres distribués, modèle à paramètres localisés



# **Study of the electrical stress experienced by the dedicated turn insulation of the stator coil windings of large hydroelectric machines**

Marie Rosine DJUIDJE KAMDOUM

## **ABSTRACT**

The production and consumption of electrical energy are essential for the proper functioning of modern society. Electrical machines play a crucial role in the performance of electrical systems, especially in power generation, emphasizing the importance of maintaining them in good condition. However, failures in alternator coils are often related to the dedicated turn insulation (DTI) and, in such cases, result in significant damage. DTI failure is generally caused by impulses from the electrical network, such as transient phenomena related to equipment switching or lightning strikes. This failure occurs when DTI is degraded or limited to maintain an acceptable level of insulation.

Currently, there are few studies on the degradation phenomenon of coil insulation, and there is presently no standardized test to evaluate the long-term performance of this type of insulation. Despite the lack of knowledge, manufacturers propose the use of coils without dedicated turn insulation (DTI), which are less expensive to manufacture and could increase the alternator's power output. This type of coil is currently used in Europe but is rarely found in North America because its long-term performance has not yet been demonstrated.

As part of the alternator refurbishment project, Hydro-Québec is required to make decisions regarding the purchase of different types of coils offered by manufacturers. The project to study the long-term performance of coils with and without DTI will allow Hydro-Québec to make informed decisions based on valid data regarding the performance of coils without DTI and to validate whether it is comparable to coils with DTI.

The first part of the study aimed to investigate the ability of the SFRA (Sweep Frequency Response Analysis) measurement technique to characterize the degradation of the DTI insulation system. Conventional diagnostic tools, such as partial discharge measurements and dissipation factor measurements for mass insulation diagnosis, are not effective for testing

dedicated turn insulation. This is why the SFRA measurement technique, commonly used for power transformers, was of interest and proved effective in detecting DTI insulation defects. Its advantages lie in its portability (battery-powered equipment), speed in detecting various defects, and safety (application of low voltages). To date, this technique has only been tested experimentally for electrical machines, and no standardization projects are in progress. The evaluation of the SFRA measurement was carried out by inserting fault resistances between turns on an individual coil in the laboratory.

The second part of the study aimed to develop an RLC model representative of a stator coil developed in the MATLAB environment. The purpose of developing a coil model was to create a mathematical and physical representation of the coil that would allow us to evaluate how the voltage is distributed inside it. This model will subsequently contribute to simulating the behavior of the coil under electrical stress, specifically overvoltages responsible for the ultimate failure of stator coils.

Two types of models were evaluated, namely the distributed parameter transmission line model and the lumped parameter model. The latter was further developed as it is more representative of the behavior of a stator coil. SFRA (Sweep Frequency Response Analysis) measurements were used to validate this model. In other words, the results of SFRA measurements were compared to the simulation results obtained from the developed model. This validation ensured that the model was accurate and faithfully reflected the real behavior of the coil.

**Keywords:** Dedicated winding isolation, SFRA measurement, distributed parameter model, localized parameter model

## TABLE DES MATIÈRES

	Page
INTRODUCTION .....	1
CHAPITRE 1 REVUE DE LITTÉRATURE .....	3
1.1 Introduction.....	3
1.2 Essai de vieillissement accéléré fait sur les bobines.....	4
1.3 Mécanisme, contraintes et causes de vieillissement du système d'isolation dans un enroulement statorique de machine électrique.....	5
1.3.1 Mécanisme de vieillissement.....	7
1.3.2 Causes de vieillissement du système d'isolation de l'enroulement statorique.....	7
1.3.3 Contraintes de vieillissement et leurs effets sur l'enroulement statorique.....	8
1.3.4 Paramètres influençant la durée de vie d'un système d'isolation dans l'enroulement statorique .....	9
1.4 Techniques de diagnostic des machines électriques .....	11
1.5 Analyse de la réponse en fréquence (SFRA) .....	13
1.5.1 Principe de fonctionnement de la mesure SFRA.....	14
1.5.2 Description de la mesure SFRA sur une bobine statorique.....	17
1.5.3 Utilisation de la mesure SFRA sur les transformateurs.....	18
1.5.4 Utilisation de mesure SFRA sur les machines électriques .....	20
1.5.5 Utilisation de la mesure SFRA sur les dispositifs électriques.....	21
1.5.6 Paramètres influençant la mesure SFRA .....	21
1.6 Limites de la mesure SFRA .....	22
1.7 Conclusion .....	23
CHAPITRE 2 ÉTUDE THÉORIQUE.....	25
2.1 Introduction.....	25
2.2 Présentation d'un alternateur .....	25
2.3 Système d'isolation des bobines statoriques des alternateurs électriques .....	26
2.3.1 Les avantages des systèmes d'isolation thermodurcissable moderne sur ceux d'isolation thermoplastique .....	28
2.3.2 Classification thermique des systèmes d'isolation électrique.....	29
2.4 Différents niveaux d'isolation.....	30
2.4.1 Isolation des brins.....	30
2.4.2 Isolation de spires dédiée (ISD) .....	31
2.4.3 Isolation de masse ou isolation principale.....	31
2.4.4 Revêtement anti-effluves et revêtement semi-conducteur .....	32
2.4.5 Problème des systèmes d'isolation.....	33
2.5 Le circuit RLC équivalent d'un enroulement statorique d'une machine électrique.....	34
2.6 Calcul des paramètres .....	36

2.6.1	La résistance de l'enroulement .....	37
2.6.1.1	La résistance à courant continu.....	37
2.6.1.2	La résistance à courant alternatif .....	39
2.6.2	L'inductance de l'enroulement .....	41
2.6.3	Les capacités de la bobine .....	41
2.6.3.1	La capacité inter spires.....	42
2.6.3.2	La capacité de masse.....	42
2.7	Conclusion .....	43
CHAPITRE 3	ÉTUDE EXPÉRIMENTALE SUR LA RÉPONSE EN FRÉQUENCE D'UNE BOBINE D'ALTERNATEUR.....	45
3.1	Introduction.....	45
3.2	Évaluation de la procédure de la mesure SFRA .....	46
3.2.1	L'équipement de mesure SFRA des essais .....	46
3.2.2	Méthodologie de la mesure de la mesure SFRA.....	48
3.2.3	Configuration expérimentale finale pour les essais .....	49
3.3	Comparaison des mesures SFRA.....	52
3.3.1	Description des bobines du manufacturier A.....	52
3.3.2	Description des bobines du manufacturier B.....	53
3.3.3	Description des bobines du manufacturier D.....	54
3.3.4	Description de la bobine E63 provenant du manufacturier C.....	55
3.3.5	Résultats comparatifs des mesures SFRA pour différentes conceptions de bobines .....	56
3.3.6	Résultats comparatifs des mesures SFRA pour un même fabricant .....	57
3.3.7	Résultats comparatifs des mesures SFRA pour des bobines avec et sans équerre en aluminium.....	58
3.3.8	Résultats comparatifs des mesures SFRA d'une bobine avec défaut et sans défaut d'isolation de masse .....	60
3.4	Simulation des défauts de l'ISD .....	61
3.4.1	Procédure d'insertion de défaut d'ISD par ajout de résistances .....	61
3.4.2	Matériel nécessaire lors des essais.....	61
3.4.3	Mesure des valeurs de résistance entre brins et essai de continuité.....	61
3.4.4	Procédure de retrait de l'isolation de masse sur la tête de la bobine COC .....	63
3.4.5	Retrait de l'ISD et essais de continuité des brins sur la tête de la bobine COC .....	64
3.4.6	Retrait de l'isolation sur la tête de la bobine CC et sur la partie droite de la bobine .....	66
3.4.7	Résultat de l'impact des défauts de l'ISD de la bobine par insertion de résistance sur la mesure SFRA avec installation des équerres sur les parties droites de la bobine .....	71
3.4.8	Résultat de l'influence de la résistance de défaut sur la mesure SFRA pour une bobine n E63 sans équerre .....	73
3.5	Identification de la symétrie dans la bobine E63 à l'aide de la mesure SFRA .....	74
3.6	Conclusion et interprétation générale .....	78

CHAPITRE 4	MODÉLISATION ET SIMULATION D'UNE BOBINE D'ALTERNATEUR.....	81
4.1	Introduction.....	81
4.2	Description de la bobine du manufacturier B à modéliser en inventaire dans le laboratoire de l'IREQ.....	81
4.3	Modèle équivalent d'une bobine statorique en utilisant un circuit à paramètres localisés.....	82
4.4	Modèle équivalent d'une bobine statorique en utilisant une ligne de transmission multiconducteurs.....	83
4.5	Calcul des différents paramètres de la bobine du manufacturier B en utilisant le logiciel Ansys.....	85
4.6	Résultats de simulation et interprétation des résultats de simulation de la réponse en fréquence de la bobine du manufacturier B .....	88
4.7	Conclusion .....	92
	CONCLUSION.....	95
	RECOMMANDATIONS .....	97
	LISTE DE RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES.....	99



## LISTE DES TABLEAUX

	Page
Tableau 1.1	Normes pour la mise en route d'essais de vieillissement accéléré appliqués aux systèmes d'isolation des machines électriques .....5
Tableau 2.1	Classification thermique des matériaux isolants thermique tiré de McDermid (1993, p. 3) .....29
Tableau 2.2	Récapitulatif des systèmes d'isolation de masse et leur classe thermique associée (VPI et RR font référence au procédé de fabrication soit Vacuum Pressure Impregnation et Resin Rich) .....32
Tableau 2.3	Paramètres calculés analytiquement de chaque spire .....43
Tableau 3.1	Valeurs des différentes résistances mesurées par multimètre.....70
Tableau 3.2	Zones d'influence et de non-influence de la mesure SFRA .....71
Tableau 3.3	Configurations d'insertion des résistances de défaut.....75
Tableau 4.1	Comparaison des paramètres calculés analytiquement et en utilisant le logiciel Ansys.....87



## LISTE DES FIGURES

	Page
Figure 1.1	Mécanisme de dégradation des enroulements en fonction différents types de contraintes tirée d'un rapport de l'IREQ Hélène Provencher & Kirouac (2022, p. 4).....8
Figure 1.2	Contraintes de vieillissement des systèmes .....9
Figure 1.3	Réponse en fréquence de référence de la bobine de stator moyenne tension testé tirée de F. R. Blánquez et al. (2013, p. 2) .....16
Figure 1.4	Photo de configuration des essais SFRA en laboratoire sur un enroulement statorique tirée de F. R. Blánquez et al. (2013, p. 1) .....17
Figure 1.5	Configuration des mesures SFRA pour les transformateurs tirée de Cigré (2008, p. 3) .....18
Figure 2.1	Les niveaux de système d'isolation tirée de Lévesque, Provencher, Hudon, Simard, & É (2023, p. 2).....28
Figure 2.3	Modèle à paramètres distribués représentatif d'une ligne de transmission .....35
Figure 2.4	Modèle de circuit à paramètres localisés tiré de .....35
Figure 3.1	Photo de l'instrument M5100 SFRA .....47
Figure 3.2	Schéma de montage de l'essai SFRA .....48
Figure 3.3	Photo de montage utilisée pour la configuration finale des mesures SFRA en laboratoire de la bobine E63 .....51
Figure 3.4	Vue en coupe de la bobine du manufacturier B.....53
Figure 3.5	Vue en coupe de la bobine du manufacturier B.....54
Figure 3.6	Photo des petites bobines du manufacturier D.....54
Figure 3.7	Vue en coupe transversale de la bobine E63 du manufacturier C provenant de la centrale de Beauharnois .....55
Figure 3.8	Comparaison des mesures SFRA pour différentes conceptions de bobines .....56

Figure 3.9	Comparaison de la mesure SFRA des bobines no1060 et no 36 du manufacturier B .....	57
Figure 3.10	Mesure d'une petite bobine du manufacturier D avec et sans équerre installée sur les deux jambes de la bobine .....	59
Figure 3.11	Superposition des mesures SFRA d'une bobine du manufacturier B avec et sans installation des équerres sur les jambes .....	59
Figure 3.12	Comparaison des mesures SFRA avant et après le retrait de l'isolation de masse sur la tête de la bobine COC .....	60
Figure 3.13	Numérotation des brins aux extrémités de la bobine .....	62
Figure 3.14	Mesure des résistances entre brins avec le mégohmmètre Megger .....	63
Figure 3.15	Outils nécessaires pour le retrait de l'isolation de masse .....	63
Figure 3.16	Étapes du retrait de l'isolation de masse.....	64
Figure 3.17	Étapes du retrait de l'ISD.....	64
Figure 3.18	Câble AWG.....	65
Figure 3.19	Schéma d'essai de continuité servant à déterminer les numéros de brin sur la partie dénudée de la tête de la bobine .....	65
Figure 3.20	Identification des brins sur la partie dénudée de la tête de la bobine .....	66
Figure 3.21	Configuration des numéros de brin sur la partie dénudée de la tête de la bobine .....	66
Figure 3.22	Vue générale des retraits de l'isolation de masse et de spire à trois endroits.....	67
Figure 3.23	Détail de chaque retrait d'isolation de masse et de spire à trois endroits et isolant retiré de la partie droite de la bobine .....	67
Figure 3.24	Vue des brins 14 et 1 dénudés et sablés.....	68
Figure 3.25	Pince à dénuder (à gauche) et opération de soudage (à droite).....	68
Figure 3.26	Mesure de la résistance du ruban non conducteur .....	69
Figure 3.27	Multimètre Tektronix utilisé pour les mesures .....	70
Figure 3.28	Installation des résistances de défaut de l'ISD .....	71

Figure 3.29	Mesure SFRA pour différentes valeurs de résistance insérées entre spires adjacentes sur le site 1 .....	72
Figure 3.30	Impact de défaut de valeurs de résistances supérieure à $62,258 \Omega$ sur la mesure SFRA pour une bobine sans équerres installées sur les deux jambes de la bobine.....	73
Figure 3.31	Impact de défaut de résistances faibles de $62,258 \Omega$ et moins sur la mesure SFRA pour une bobine sans équerres installées sur les deux jambes de la bobine.....	74
Figure 3.32	Configurations d'insertion de résistance de défaut sur le site 1.....	75
Figure 3.33	Mesure SFRA pour différentes valeurs de résistance insérées entre spires non adjacentes sur le site 1 .....	77
Figure 4.1	Circuit équivalent d'une bobine statorique en utilisant un modèle à paramètres localisés .....	82
Figure 4.2	Circuit électrique fait sous l'environnement Simulink-Matlab .....	84
Figure 4.3	Modèle de ligne de transmission multiconducteur d'une bobine statorique .....	85
Figure 4.4	Schéma de la géométrie 2D de la bobine du manufacturier B faite dans le logiciel Ansys .....	87
Figure 4.5	Comparaison des mesures SFRA expérimental et théorique sur une échelle linéaire .....	88
Figure 4.6	Comparaison des mesures SFRA sur une échelle logarithmique .....	89
Figure 4.7	Influence de la valeur de la résistance entre spires sur la réponse en fréquence de la bobine sur échelle logarithmique.....	90
Figure 4.8	Influence de la valeur de la résistance entre spires sur la réponse en fréquence de la bobine sur échelle linéaire .....	91
Figure 4.9	Influence de la valeur de la capacité entre spires sur la réponse en fréquence de la bobine sur une échelle logarithmique.....	91
Figure 4.10	Influence de la valeur de la capacité entre spires sur la réponse en fréquence de la bobine sur une échelle linéaire .....	92



## LISTE DES ABRÉVIATIONS, SIGLES ET ACRONYMES

SFRA	Sweep Frequency Response Analysis
DTI	Dedicated Turn Insulation
ISD	Isolation de Spires Dédicée
LGP	Laboratoire Grande puissance
RR	Resin Rich
VPI	Vacuum Pressure Impregnation
DP	Décharge Partielle
IREQ	Institut de Recherche d'Hydro-Québec
ETS	École de technologie supérieure
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IEC	International Electrotechnical Commission
PU	Polyuréthane
PEI	Polyesterimide
PI	Polyimide



## LISTE DES SYMBOLES ET UNITÉS DE MESURE

### Définition des unités

Unité	Définition
H	Henry
$\Omega$	Ohm
H	Henry
F	Farad
Hz	Hertz
S/m	Siémens /mètre
m	Mètre
$m^2$	Mètre carré
$\Omega.m$	Ohm mètre
H/m	Henry/mètre
S	Siémens
°C	Dégré Celsius
rad/s	Radian/Seconde
°	Dégré
A	Ampère
V	Volt
dB	Décibel

**Définition des symboles**

L	Inductance (H)
R	Résistance ( $\Omega$ )
C	Capacité (F)
G	Conductance (S)
$R_{CC}$	Résistance à courant continu ( $\Omega$ )
$R_{AC}$	Résistance à courant alternatif ( $\Omega$ )
$R_0$	Résistance à la température de 0°C ( $\Omega$ )
f	Fréquence (Hz)
$\rho_0$	Résistivité du matériau à la température de 0° C ( $\Omega.m$ )
$\rho_t$	Résistivité du matériau à la température de T° C ( $\Omega.m$ )
$\delta$	Profondeur de peau (m)
$\sigma$	Conductivité électrique (S/m)
l	Longueur totale du conducteur (m)
S	Section transversale du conducteur ( $m^2$ )
$\rho_0$	Résistivité à une température de 0°C
$\rho_t$	Résistivité à une température T(°C)
$\alpha_t$	Coefficient de température de la résistivité (1/°C)
$\mu$	Perméabilité magnétique (H/m)
$K_{AC}$	Coefficient de perte (sans unité)
n	Nombre de spires (sans unité)
$e_i$	Épaisseur de l'isolation de spire (m)
$e_m$	Épaisseur de l'isolation de masse (m)

**Définition des symboles (suite)**

$l_i$	Largeur du conducteur de spires (m)
$l_m$	Largeur du conducteur de masse (m)
$C_S$	Capacité inter-spire (F)
$C_m$	Capacité à la masse (F)
$\epsilon_0$	Permittivité du vide
$\epsilon_{r1}$	Permittivité relative de l'isolation inter-spire (sans unité)
$\epsilon_{r2}$	Permittivité relative de l'isolation de masse (sans unité)
$\tan\delta$	Facteur de dissipation (sans unité)
$I$	Courant (A)
$V$	Tension (V)
$r$	Rayon moyen géométrique équivalent (m)
$a$	Largeur du conducteur de cuivre rectangulaire (m)
$b$	Longueur du conducteur de cuivre rectangulaire (m)
$\mu_0$	Perméabilité du vide (H/m)
$V_2$	Signal de tension de sortie (V)
$V_1$	Signal de tension d'entrée (V)
$H(j\omega)$	Gain de tension (dB)
$\varphi(j\omega)$	Phase (°)
$\omega$	Vitesse angulaire (rad/s)



## INTRODUCTION

La fiabilité des alternateurs électriques est une préoccupation essentielle de nos jours. Pour assurer le bon fonctionnement de ces systèmes et minimiser les dommages en cas de défauts internes, des techniques précises de protection et de diagnostic sont nécessaires. Les pannes inattendues de ces équipements entraînent des coûts élevés liés à l'indisponibilité, aux pénalités et aux réparations ou remplacements nécessaires. Par conséquent, les techniques de diagnostic existantes sont essentielles pour prévenir les pannes et améliorer la fiabilité (Henaoui et al., 2014).

Dans ce contexte, les bobines jouent un rôle crucial dans la création de l'électricité, que ce soit dans les machines électriques ou les transformateurs. Les pannes les plus couramment observées dans les environnements industriels sont liées à la rupture de l'isolation des spires dédiée des alternateurs électriques à courant alternatif, représentant environ un tiers des arrêts totaux (G.C. Stone, E.A. Boulter, I. Culbert, & H. Dhirani, 2004).

Les défauts du stator sont les plus fréquents dans les machines électriques, représentant entre 21 % et 37 % des pannes totales (Hu, Wang, Mills, Chong, & Sun, 2021). Ces pannes sont souvent causées par la dégradation progressive non contrôlée du système d'isolation, pouvant entraîner une panne totale du système électrique. Les contraintes électriques telles que les surtensions répétitives, ainsi que les contraintes environnementales, mécaniques et thermiques, contribuent à ces pannes. Il est donc crucial de développer des méthodes capables de détecter et de localiser ces dégradations avant qu'une panne ne se produise. Les techniques de diagnostic permettent ainsi de prioriser le remplacement des bobines défectueuses, afin d'améliorer la rentabilité des machines et la durabilité des systèmes électriques.

L'application de la technique de mesure de la réponse en fréquence (SFRA) a été utilisée pour vérifier si on peut détecter la dégradation dans le cadre de l'étude de la performance des bobines. Les résultats des mesures de diagnostic ont été traités et interprétés. L'objectif des mesures expérimentales était de mettre en œuvre la méthode SFRA pour l'identification des

défaillances pouvant survenir dans l'isolation des spires dédiée. Parallèlement, une modélisation électrique a été réalisée pour évaluer l'influence des différents paramètres de la bobine statorique, affectés par son vieillissement, sur la mesure SFRA. Ce modèle développé sera utilisé dans un futur pour évaluer la distribution de la contrainte électrique le long de la bobine.

Le présent document est le résultat d'un mémoire de maîtrise en génie électrique réalisé à l'École de technologie supérieure (ETS) en collaboration avec l'institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ). Il présente une méthodologie nécessaire pour la détection des défauts de dégradation des bobines statoriques individuelles des alternateurs électriques, basée sur la réponse fréquentielle.

En effet, deux études ont été menées. Une partie expérimentale a été réalisée en mesurant la mesure SFRA (Sweep Frequency Response Analysis) des bobines dans le Laboratoire Grande Puissance (LGP) de l'IREQ, tandis qu'une partie théorique a été réalisée en modélisant une bobine individuelle en utilisant un modèle de circuit équivalent sous l'environnement Matlab. Pour estimer les paramètres de la bobine, la méthode des éléments finis a été appliquée en utilisant l'environnement Ansys d'une part et, l'application des formules mathématiques connues d'autre part.

Le document comprend quatre chapitres traitant des sujets suivants:

- Développement de la technique de mesure de la réponse en fréquence et du modèle obtenu.
- Mesure des essais SFRA pour les bobines statoriques des alternateurs et interprétations des résultats.
- Impact de la simulation de défaut de l'ISD par insertion de résistances.
- Modélisation d'une bobine individuelle statorique d'alternateur en inventaire à l'IREQ.

# CHAPITRE 1

## REVUE DE LITTÉRATURE

### 1.1 Introduction

Les pannes imprévues des machines électriques peuvent entraîner des pertes partielles ou totales de la capacité de production, voire causer des dommages considérables à d'autres appareils, entraînant ainsi l'instabilité de tout le système électrique. La réparation ou le remplacement de ces machines peut prendre un temps considérable, entraînant d'importantes pertes financières. Ces pannes sont souvent causées par des ruptures du système d'isolation, qui modifient les propriétés électriques, thermiques et mécaniques des matériaux.

Plusieurs études, telles que celles de Bartnikas et Morin (2004) ainsi que de Soltani, David et al. (2008), se sont penchées sur les facteurs responsables de la dégradation des matériaux isolants. Ces recherches ont conclu que les caractéristiques isolantes des bobinages se détériorent progressivement en fonction des conditions de service des alternateurs électriques. Parmi ces conditions, on peut citer la surtension, la pollution, l'humidité, la surchauffe et les vibrations (Bartnikas & Morin, 2004), (Soltani, David, Lamarre, & Lafortune, 2008).

Pour détecter la défaillance précoce de ces dernières, plusieurs essais de diagnostic ont été développés (David & Lamarre, 2007). Ces études ont souligné l'importance de réaliser des essais périodiques sur les enroulements statoriques des alternateurs, tels que la mesure de la résistance d'isolation, de l'indice de polarisation, du coefficient d'absorption, du facteur de dissipation et du niveau de décharges partielles. Les résultats de ces différentes mesures permettent de surveiller l'état actuel du système d'isolation, d'orienter les activités de maintenance et de prévoir sa durée de vie résiduelle.

Les essais de diagnostic actuellement disponibles présentent certaines limitations en ce qui concerne la localisation des défauts d'isolation des spires dédiée, ce qui limite leur efficacité dans la détection précise et la résolution des problèmes. Ces limitations ont un impact direct

sur la productivité des analyses et peuvent entraîner des retards dans la maintenance et les réparations nécessaires. C'est pour cette raison que la technique de mesure SFRA (Sweep Frequency Response Analysis) représente une solution qui pourrait permettre de détecter les défauts d'isolation des spires dédiée. Cette technique offrira ainsi la possibilité d'améliorer la productivité tout en assurant une détection des défauts et de faire de la maintenance planifiée.

Ce chapitre explore plusieurs thèmes présents dans la littérature, tels que les différents essais de vieillissement accéléré de la bobine, les mécanismes de vieillissement des systèmes de l'ISD, les causes et les contraintes du vieillissement de l'isolement de spires dédiée, ainsi que les paramètres influençant la durée de vie. Enfin, nous examinons plus en détail les applications développées qui décrivent les principes et les avantages de la technique de mesure SFRA selon les normes, en mettant l'accent sur son potentiel pour détecter les défauts d'isolement de spires dédiée dans les machines électriques.

## **1.2 Essai de vieillissement accéléré fait sur les bobines**

Le vieillissement est un processus lent qui se déroule sur plusieurs années lors de l'utilisation de machines électriques, et il conduit généralement à l'apparition soudaine de défaillances. Cependant, il n'est ni possible ni souhaitable de réaliser des essais dans des conditions réelles. Par conséquent, les essais de vieillissement accéléré sont utilisés, ce qui implique l'application successive ou simultanée de différents facteurs d'accélération du vieillissement jusqu'à ce qu'une défaillance se produise, afin de réduire la durée des essais. L'amplitude des facteurs de vieillissement est en effet augmentée afin de précipiter la défaillance. Il est important de choisir le niveau d'amplitude des facteurs de vieillissement de manière à éviter l'apparition de mécanismes de vieillissement différents de ceux survenant en fonctionnement normal. Au fil des années, plusieurs normes ont été établies pour rendre ces essais uniformes. Celles-ci sont présentées dans le tableau 1.1.

Tableau 1.1 Normes pour la mise en route d'essais de vieillissement accéléré appliqués aux systèmes d'isolation des machines électriques

Norme/Standard	Description
P1776	IEEE Recommended Practice for Thermal Evaluation of Unsealed or Sealed Insulation Systems for AC Electric Machinery Employing Form-Wound Pre-Insulated Stator Coils for Machines Rated 15 000V and Below
IEEE 1310-2012	IEEE Recommended Practice for Thermal Cycle Testing of Form-Wound Stator Bars and Coils for Large Machines
IEEE 1553-2002	IEEE Standard for Voltage Endurance Testing of Form-Wound Coils and Bars for Hydrogenators
IEEE 522-2004	IEEE Guide for Testing Turn Insulation of Form-Wound Stator Coils for Alternating-Current Electric Machines
IEEE 1043 standard	IEEE Recommended Practice for Voltage-Endurance Testing of Form-Wound Bars and Coils
IEC 60216	Electrical insulating materials - Thermal endurance properties - Part 1: Ageing procedures and evaluation of test results

### 1.3 Mécanisme, contraintes et causes de vieillissement du système d'isolation dans un enroulement statorique de machine électrique

Selon une étude réalisée par Barater, Immovilli et al. en 2017, le vieillissement du système d'isolation dans l'enroulement statorique d'une machine électrique résulte d'un mécanisme qui commence par la détérioration de l'isolation de spires dédiée, puis se propage vers l'isolation entre phases ou entre phase et terre. Cette détérioration conduit à une diminution de la résistance de la bobine (Barater et al., 2017).

La détection des changements dans l'état des systèmes d'isolation offre la possibilité de surveiller sa détérioration et, dans le cadre des applications sur le terrain, d'intervenir avec une maintenance stratégique pour prévenir une défaillance soudaine.

Lorsqu'il y'a des contraintes abruptes, cela provoque une augmentation de l'échauffement en raison de l'effet Joule, ce qui aggrave la détérioration du système d'isolation et favorise les courts-circuits. On parle de la présence d'une défaillance instantanée. De plus, un court-circuit peut générer un courant localisé qui entraîne une hausse de la température, causant ainsi une détérioration du système d'isolation et une défaillance de la bobine.

Dans la conception de l'ISD, afin d'augmenter sa durée de vie, il est crucial de porter une grande attention aux aspects suivants:

1. Choix des matériaux : Il est important de sélectionner des matériaux d'isolation de haute qualité, capables de résister aux contraintes thermiques, électriques et mécaniques auxquelles ils seront soumis. Des matériaux résistants à l'humidité et à d'autres agents environnementaux peuvent également être nécessaires.
2. Épaisseur de l'isolation : Une épaisseur adéquate de l'isolation est essentielle pour garantir une isolation électrique efficace. Une isolation trop mince peut entraîner des fuites de courant et des courts-circuits, tandis qu'une isolation trop épaisse peut augmenter les pertes d'énergie et la taille globale de la bobine.
3. Technique d'application de l'isolation : La manière dont l'isolation est appliquée sur les spires peut avoir un impact significatif sur sa durabilité. Les deux techniques les plus communes sont l'imprégnation sous vide (VPI) et l'utilisation de rubans pré-imprégnés (RR).
4. Prévention des contraintes mécaniques : Les contraintes mécaniques, telles que les vibrations, les chocs et les contraintes de flexion, peuvent affaiblir l'isolation et entraîner des défaillances prématurées. Des mesures doivent être prises pour minimiser ces contraintes, par exemple en utilisant des supports et des systèmes de fixation appropriés.
5. Essais et contrôles de qualité : Des essais rigoureux et des contrôles de qualité doivent être effectués pendant et après le processus de fabrication pour vérifier l'intégrité de l'isolation. Cela peut inclure des essais de résistance diélectrique, des mesures d'épaisseur d'isolation et des inspections visuelles pour détecter les défauts ou les imperfections.

En accordant une attention particulière à ces aspects dans la conception de l'ISD, il est possible d'améliorer sa durée de vie et de garantir un fonctionnement fiable des bobines dans les applications électriques.

### **1.3.1 Mécanisme de vieillissement**

Les systèmes d'isolation des spires dédiées des machines électriques subissent plusieurs mécanismes de défaillance au fil du temps. En particulier, la tension à haute fréquence engendre des difficultés dans la propagation des ondes le long des bobines des alternateurs de puissance, ce qui peut avoir pour conséquence la défaillance ou l'altération du système d'isolation.

Les matériaux isolants se dégradent progressivement lorsqu'ils sont soumis à différentes contraintes pendant leur utilisation. Le processus de vieillissement des systèmes d'isolation provoque un rétrécissement du matériau isolant. Cela entraîne une augmentation des contraintes mécaniques et électriques dans les enroulements de la machine. En conséquence, cela peut provoquer une surchauffe locale et conduire à une défaillance. Une meilleure compréhension de ces mécanismes de vieillissement permet de choisir les mesures électriques appropriées pour caractériser et diagnostiquer l'état de l'isolation. (Barater et al., 2017).

### **1.3.2 Causes de vieillissement du système d'isolation de l'enroulement statorique**

Les causes du vieillissement du système d'isolation de l'enroulement statorique sont multiples (Boucenna, Costa, Hlioui, & Revol, 2016). Ces causes comprennent le vieillissement intrinsèque de la bobine en raison des propriétés des matériaux qui la composent, l'apparition de décharges partielles (DP), internes ou décharges corona (qui se produisent lorsque l'air à l'extérieur de la bobine est ionisé), la détérioration des performances des équipements due à la contamination des enroulements, les décharges électriques causées par la foudre et les surtensions générées par les commutations des interrupteurs pour les machines connectées à des dispositifs électroniques de puissance tels que les onduleurs. De plus, la variation brusque

de la tension et du courant crée des champs électriques intenses qui peuvent entraîner des problèmes d'interférences électromagnétiques (EMI) à haute fréquence. Les EMI regroupent tous les phénomènes susceptibles de causer des dommages à l'intérieur de la machine électrique et d'endommager son système d'isolation.

### 1.3.3 Contraintes de vieillissement et leurs effets sur l'enroulement statorique

Les bobines subissent différentes contraintes au fil du temps pendant leur fonctionnement, ce qui entraîne la détérioration des systèmes d'isolation et, éventuellement, la défaillance complète de la machine électrique.

Différents facteurs contribuant à la dégradation des systèmes d'isolation ont été examinés, (Ghassemi, 2019). Parmi ceux-ci, on note les impulsions de tension rapides et répétitives qui peuvent entraîner la création de charges d'espace, le vieillissement intrinsèque, les décharges partielles, ainsi que la formation d'arborescences. La Figure 1.1 illustre les effets de chaque type de contraintes.

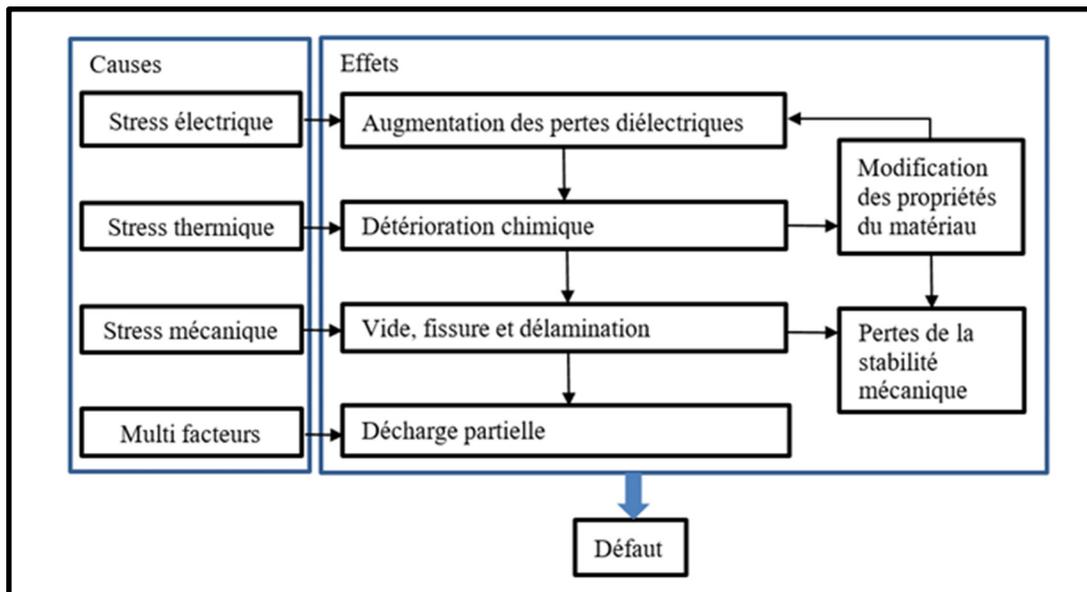


Figure 1.1 Mécanisme de dégradation des enroulements en fonction différents types de contraintes  
Tirée de Hélène Provencher & Kirouac (2022, p. 4)

De nombreuses contraintes influencent la durée de vie des systèmes d'isolation des bobines du stator. Parmi celles-ci, on peut mentionner:

- Les contraintes liées à la présence d'un champ électrique (contraintes électriques)
- Les contraintes liées à l'échauffement des matériaux (contraintes thermiques)
- Les contraintes résultant d'efforts mécaniques (contraintes mécaniques)
- Les contraintes liées à l'environnement (contraintes environnementales: humidité, pollution)

Ces contraintes provoquent le vieillissement du système d'isolation. Par la suite, elles altèrent les propriétés des matériaux. Les quatre contraintes de vieillissement d'isolation telles que décrites dans l'article de (Vasile Mihaila et al., 2014), sont illustrées sur la Figure 1.2.

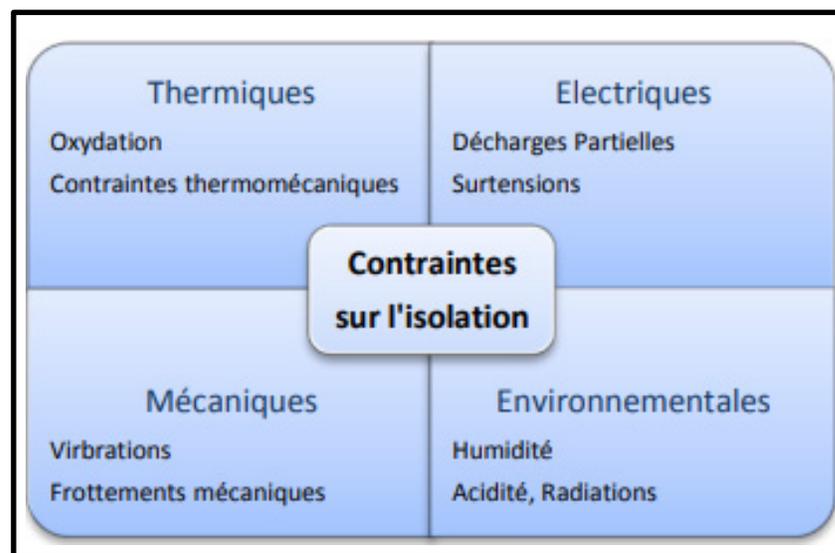


Figure 1.2 Contraintes de vieillissement des systèmes d'isolation électriques  
Tirée de Vasile Mihaila et al. (2014, p. 2)

#### 1.3.4 Paramètres influençant la durée de vie d'un système d'isolation dans l'enroulement statorique

Un enroulement statorique peut être constitué soit de barres ou soit de bobines. Dans les études faites en 1992 (Persson, 1992), en 2004 (G.C. Stone et al., 2004) et en 2014 (P. Wang, Cavallini, & Montanari, 2014), les auteurs ont démontré l'impact significatif des paramètres de forme d'onde impulsionnelle sur la durée de vie des bobinages des machines électriques. Plus

précisément, ils ont découvert que la durée de vie de l'enroulement est fortement influencée par deux paramètres clés : le temps de montée et la fréquence des impulsions. Une fréquence d'impulsion élevée et des temps de montée rapides peuvent réduire la durabilité de l'enroulement. Il est donc crucial de prendre en compte ces paramètres lors de la conception et de l'exploitation des machines électriques pour garantir leurs performances à long terme.

Des expériences menées en 1992 sur de l'époxy pur, une l'ISD couramment utilisée sur les bobines d'alternateur, ont prouvé que plus l'amplitude des surtensions et leur taux de répétition sont élevés, plus la durée de vie de l'isolant est courte (Stone, Heeswijk, & Bartnikas, 1992).

Les expériences effectuées par Moreira et Lipo (Moreira, Lipo, Venkataramanan, & Bernet, 2002) ont montré que les processus de vieillissement exercent une influence considérable sur les propriétés diélectriques (c'est-à-dire la permittivité et le facteur de dissipation) d'un matériau isolant et le tracé des courbes de la durée de vie des systèmes d'isolation est influencé par la vitesse de balayage de la tension appliquée, mais pas par l'épaisseur du matériau. En d'autres termes, la vitesse à laquelle la tension est appliquée à un impact sur la durée de vie de l'isolation, tandis que l'épaisseur du matériau n'a pas d'effet significatif sur cette durée de vie. Les surtensions sur l'enroulement peuvent aller jusqu'à deux fois la valeur appliquée à ses bornes (Bonnett, 1996) et (Petrarca, Maffucci, Tucci, & Vitelli, 2004). Ces surtensions conduiront à la diminution de la durée de vie du système d'isolation.

Ces résultats soulignent l'importance de prendre en compte les paramètres de forme d'onde des impulsions électriques lors de la conception du bobinage des alternateurs. Afin de garantir la fiabilité du bobinage des alternateurs, il est essentiel de prévenir les dommages potentiels causés par les manœuvres, la foudre et les courts-circuits, qui peuvent entraîner des défaillances.

## 1.4 Techniques de diagnostic des machines électriques

Les machines électriques sont essentielles pour le bon fonctionnement des systèmes électriques. Cependant, les pannes imprévues de ces machines peuvent entraîner des coûts élevés liés à l'indisponibilité, aux pénalités et aux réparations ou remplacements nécessaires. C'est pour cette raison qu'il est crucial de développer des techniques de diagnostic pour améliorer la fiabilité, prévenir les pannes et minimiser les temps d'arrêt, comme expliqué dans l'article de Mistry, Finley et al. (2018). Un diagnostic précis et une détection précoce des défauts permettent d'effectuer une maintenance planifiée rapide et de réduire les conséquences néfastes et parfois dévastatrices des pannes et des défaillances (Mistry, Finley, Hashish, & Kreitzer, 2018).

Les défauts d'isolation de masse peuvent souvent être détectés soit en mesurant les courants de fuite dans les systèmes électriques (Niu et al., 2022), soit en mesurant la résistance à la masse à l'aide d'un mégohmmètre. Pour mesurer les courants de fuite dans les systèmes électriques et détecter les défauts d'isolation de masse, on utilise généralement un appareil appelé « testeur de fuite de terre » ou « testeur de résistance d'isolement ». Voici deux des méthodes couramment utilisées :

- Testeur de résistance d'isolement : Cet appareil mesure la résistance d'isolement entre les conducteurs actifs et la terre. Il applique une tension continue relativement élevée entre les conducteurs et la terre, puis mesure le courant de fuite résultant. Un courant de fuite élevé indique un défaut d'isolation de masse.
- Pince ampèremétrique à courant de fuite : Une pince ampèremétrique spéciale conçue pour mesurer les courants de fuite est utilisée pour envelopper un conducteur sans le couper. Elle mesure le courant de fuite qui circule à travers le conducteur et l'isolation. Si le courant de fuite dépasse un seuil spécifié, cela indique un défaut d'isolation de masse.

Une autre méthode de diagnostic dans les machines électriques assez courante est celle de la mesure des DP. Cependant, il est plus difficile par cette technique de détecter les dégradations dans les systèmes d'isolation des spires dédiée et pour ce faire, d'autres techniques doivent être utilisées.

Dans le cadre de cette discussion, nous nous concentrons sur le diagnostic des défauts d'isolation des enroulements du stator.

L'analyse hors ligne des systèmes d'isolation de spires dédiés des enroulements du stator dans les machines électriques est réalisée à l'aide d'un ensemble de essais qui nécessitent la déconnexion de la machine du réseau électrique ou du convertisseur de puissance. Un ensemble de techniques de diagnostic appliquées aux machines électriques pour le diagnostic de l'isolation a été proposé (Grubic, Aller, Lu, & Habetler, 2008)

Selon Henao, Capolino et al. (2014), (Henao et al., 2014), les techniques les plus pertinentes sont notamment :

1. Mesure de la résistance d'isolement et de l'indice de polarisation,
2. Essais de tenue diélectrique en tension alternative (Hipot AC),
3. Essais de tenue diélectrique en tension continu (Hipot DC),
4. Essais de facteur de puissance (PF),
5. L'analyse des décharges partielles (PDA),

La mesure de la réponse en fréquence SFRA, quant à elle est un outil en mode expérimental. Cette étude accorde une priorité particulière à la mesure de la réponse en fréquence comme outil d'évaluation de la dégradation du système d'isolation des spires dédiée.

## 1.5 Analyse de la réponse en fréquence (SFRA)

La méthode d'analyse de la réponse en fréquence a été inventée par Dick et Erven d'Ontario Hydro Research Laboratories (maintenant devenu Kinectrics) entre 1975 et 1977, et la première description de la méthode a été publiée en 1978 (Dick & Erven, 1978). Depuis lors, la SFRA a montré un énorme potentiel dans le diagnostic des transformateurs, ce qui a conduit à de nombreux travaux de recherche. Des améliorations ont été apportées, de nouvelles techniques ont été développées et elles sont maintenant devenues des normes internationales, telles que l'IEEE (IEEE C57.149–2012 ("IEEE Guide for the Application and Interpretation of Frequency Response Analysis for Oil-Immersed Transformers," 2013)) et CEI (CEI 60076-18). La mesure SFRA a été utilisée pour faire de la maintenance dans les enroulements des transformateurs et elle est en cours d'expérimentation pour des machines électriques tournantes. C'est un domaine de recherche très actif étant considéré par CIGRE comme une technique avancée pour les transformateurs de puissances uniquement (Cigre, 2011).

Selon ces différentes normes écrites pour les transformateurs, la mesure SFRA est une technique de type comparatif des mesures de gain et de phase par balayage de fréquences sur un transformateur à l'état neuf ou en bon état avec des autres mesures de gain et de phase prises après une défaillance, après un certain temps de service ou encore après le transport du transformateur.

Bien que la mesure SFRA ait connu un grand développement pour les transformateurs de puissance, elle n'a été utilisée que très peu dans l'industrie des machines électriques. Ce n'est qu'à partir de 2008 que son application aux machines électriques a été mise en œuvre (Lamarre & Picher, 2008). Depuis lors, l'application de la SFRA aux machines électriques a suscité un intérêt croissant, mais pour le moment est limitée aux essais expérimentaux pour évaluer l'impédance des enroulements dans les alternateurs électriques. Comme la technique SFRA pour les transformateurs repose sur une analyse comparative, (Ryder, 2003), (Christian & Feser, 2004), la mesure SFRA appliquée aux machines électriques est également une méthode

comparative, comme le montrent les auteurs de l'article (F. R. Blázquez, Platero, Rebollo, & Blázquez, 2013).

Cette technique en tant qu'outil de diagnostic pour les machines électriques est toujours en développement afin de trouver de nouvelles perspectives d'amélioration (Brandt, Gutten, Koltunowicz, & Zukowski, 2018), (Hernán Mayora, Raúl Alvarez, Guillermo Bossio, & Emilio Calo, 2021a), (Mayora, Mugarra, Guerrero, & Platero, 2022).

L'avantage de la mesure SFRA est sa capacité à détecter des changements dans les paramètres de l'équipement qui passent inaperçus avec d'autres méthodes de diagnostic, en comparaison avec l'essai de référence (Mugarra, Platero, Martínez, & Albizuri-Txurruka, 2020). De plus, l'appareil de mesure SFRA est portable, et très sécuritaire pour les utilisateurs car la tension d'application est faible.

### **1.5.1 Principe de fonctionnement de la mesure SFRA**

Un résumé sur les différentes applications de la technique SFRA qui ont été faites sur les machines électriques (Mayora et al., 2022). De ce fait, il en ressort que la méthodologie de cette technique est basée sur l'évaluation de l'impédance équivalente des enroulements dans le domaine fréquentiel. Ainsi la technique SFRA dépend de l'impédance totale de l'enroulement. La grande sensibilité de sa mesure est une raison pour laquelle cette technique est largement utilisée.

Un enroulement peut être vu comme un circuit équivalent avec un réseau complexe de capacités, de résistances et d'inductances. Ainsi la réponse en fréquence est unique et peut être utilisée comme empreinte digitale de l'enroulement (Association, 2013). Par conséquent, toute altération physique ou modification électrique de l'enroulement se traduit par une variation de la réponse fréquentielle, qui est détectée en comparant cet essai à la réponse fréquentielle de référence de l'enroulement en bon état.

La technique SFRA repose sur le concept que des changements dans les enroulements, tels que des déformations ou des déplacements, entraînent des modifications d'impédance et, par conséquent une altération de la réponse en fréquence. Elle implique la comparaison de courbes de réponse fréquentielle mesurées. Ainsi, une mesure de référence est nécessaire afin de pouvoir évaluer les résultats des essais (Bagheri, Naderi, Blackburn, & Phung, 2013), (Secue & Mombello, 2008)

Dans l'utilisation de la technique SFRA, pour évaluer les résultats des essais, les données sont comparées aux données de référence par analyse des courbes. Selon (IEEE, 2013), il existe trois approches principales pour générer des données de référence:

- Comparaison basée sur le temps: les résultats des essais de mesures sont comparés aux mesures des essais précédemment effectués sur la même machine. Cependant, les mesures des empreintes digitales des machines rotatives sont rarement disponibles;
- Comparaison basée sur le type: les résultats d'une machine de construction identique sont pris comme référence. Cette méthode peut être utile lorsque l'utilisateur dispose de plusieurs machines de même conception;
- Comparaison basée sur la construction: la comparaison est effectuée entre les résultats de phases ou de bobines testées séparément. Cette méthode est applicable lorsque la conception des enroulements U, V et W d'une machine triphasée est assez similaire.

La mesure de la réponse en fréquence SFRA des enroulements statoriques des machines électriques est influencée par les paramètres de conception des stators, tels que les types de conducteur ou isolant, les matériaux de support et les dimensions mécaniques. Cette technique dépend en effet des capacités (C), des inductances (L) et des résistances (R) internes. Chacun de ces éléments passifs est susceptible d'être altéré pour différentes raisons, y compris le vieillissement, l'usure, les pannes et les contraintes mécaniques subies pendant le transport. De plus, la réponse en fréquence est altérée par les déformations mécaniques, car elles entraînent des variations de ces paramètres, en particulier des inductances et des capacités (Mayora et al., 2022).

Les capacités sont affectées par les distances entre les conducteurs et par l'état du diélectrique (vieillessement, contamination, etc.); les inductances peuvent varier en raison de changements dans la géométrie de l'enroulement ou de défauts dans le matériau magnétique; les résistances quant à elles, peuvent être modifiées par des défaillances extrêmes telles que des courts-circuits entre les spires, des circuits ouverts dans les enroulements ou des défauts dans les connexions internes. Ainsi toute altération physique et modifications électriques doivent être visibles sur la courbe. Il est nécessaire d'étudier et d'identifier quels changements produisent quel effet. La technique SFRA utilise des courbes du diagramme de Bode, comme illustrées par la Figure 1.3, pour visualiser l'amplitude et la phase du rapport des tensions en fonction de la fréquence. L'échelle de l'amplitude est logarithmique, exprimée en décibels, tandis que l'échelle de fréquence peut être logarithmique ou linéaire.

l'échelle de fréquence logarithmique est souvent utilisée pour afficher la gamme de fréquences complète, tandis que l'échelle de fréquence linéaire est utile pour examiner des bandes de fréquences discrètes et comparer de petites différences à des fréquences particulières (Z. Wang, Li, & Sofian, 2009).

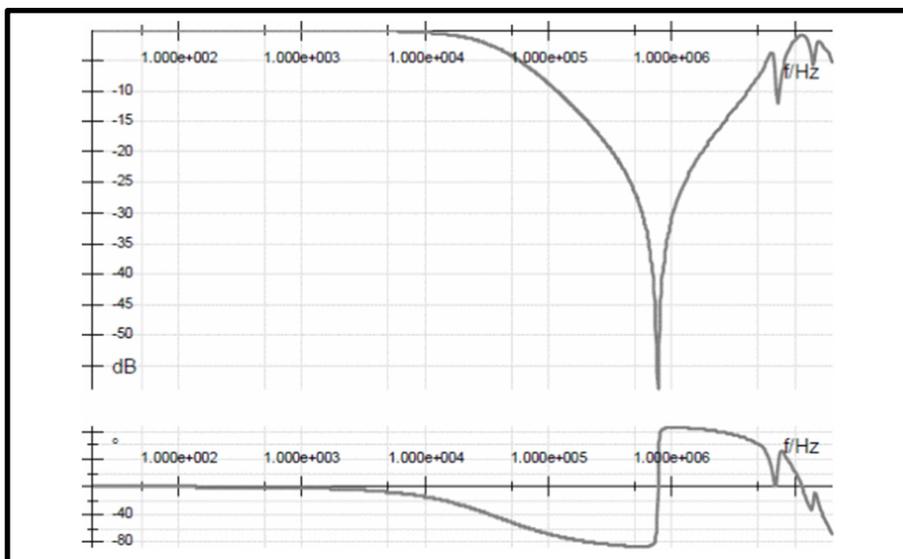


Figure 1.3 Réponse en fréquence de référence de la bobine de stator moyenne tension testé  
Tirée de F. R. Blánquez et al. (2013, p. 2)

### 1.5.2 Description de la mesure SFRA sur une bobine statorique

La configuration d'essai de la mesure SFRA est illustrée par la Figure 1.4. La mesure SFRA est une technique basée sur l'application d'un signal de tension d'entrée ( $V_1$ ) à fréquence variable à n'importe quelle borne, et la mesure de la tension à la borne libre ( $V_2$ ). Le gain est obtenu en utilisant (1.1). Cette mesure de gain est couramment analysée en dB (1.2), et le diagramme de phase est obtenu comme le montre équation (1.3).

$$H(j\omega) = \frac{V_2}{V_1} \quad (1.1)$$

$$H(j\omega)_{dB} = 20 \log (H(j\omega)) \quad (1.2)$$

$$\varphi(j\omega)^\circ = \frac{180}{\pi} \arg (H(j\omega)) \quad (1.3)$$

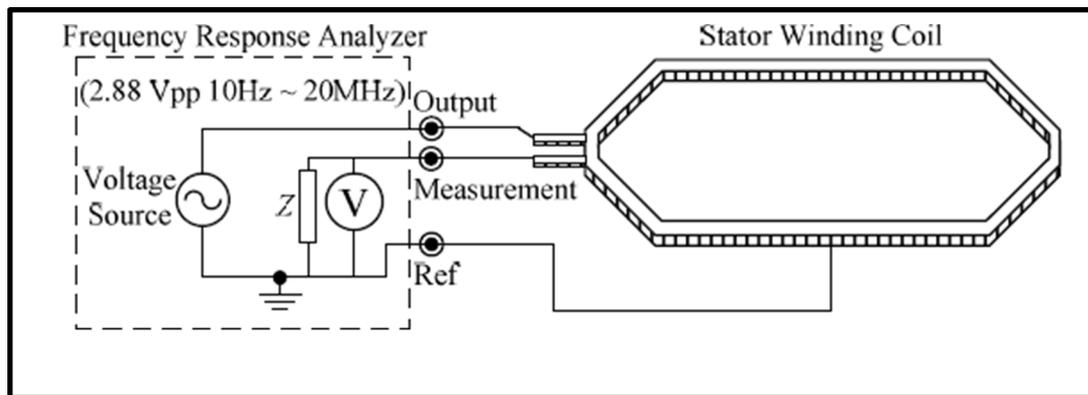


Figure 1.4 Photo de configuration des essais SFRA en laboratoire sur un enroulement statorique  
Tirée de F. R. Blánquez et al. (2013, p. 1)

Fondamentalement, il existe une boîte noire où un signal d'entrée est introduit, et cela permet de visualiser l'évolution des paramètres diffusés inconnus en fonction des variations de fréquence. Ainsi, il est nécessaire d'avoir un essai de référence afin de pouvoir comparer la réponse d'une machine en bon état, qui reste constante tant que sa géométrie ou ses conditions matérielles ne changent pas.

### 1.5.3 Utilisation de la mesure SFRA sur les transformateurs

Les membres du comité de CIGRE en 2008 ont écrit un article (Cigré, 2008) sur les configurations de mesure SFRA sur les enroulements des transformateurs de puissance. La SFRA permet de mesure à la fois l'amplitude et l'angle de phase des signaux. Selon cette norme, six configurations de mesures SFRA peuvent être établies pour effectuer les mesures SFRA telles qu'illustrées dans la Figure 1.5 à chaque extrémité avec source sur borne de phase, de bout en bout avec source sur borne neutre, en court-circuit bout à bout avec source sur borne de phase, en court-circuit bout à bout avec source sur borne neutre, en inter-enroulement capacitif et en inter-enroulement inductif.

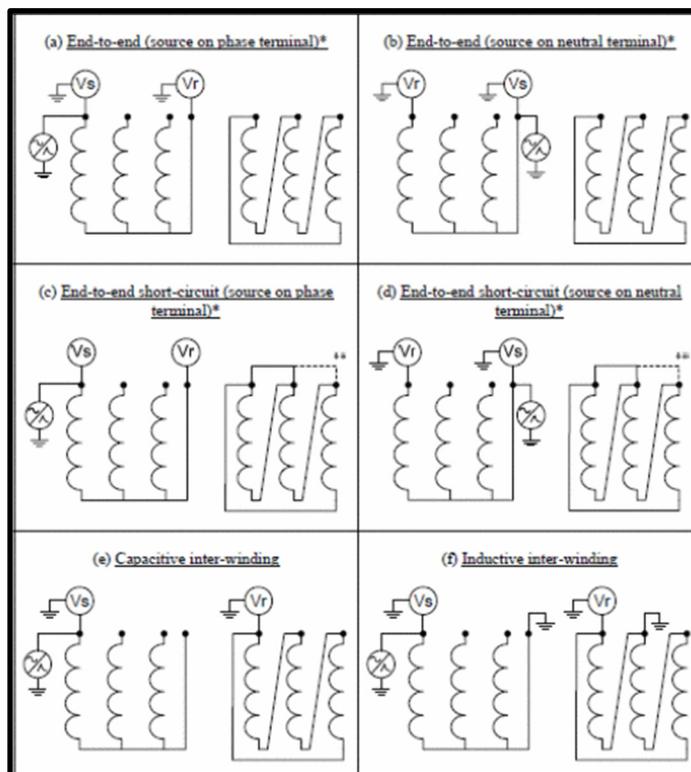


Figure 1.5 Configuration des mesures SFRA pour les transformateurs  
Tirée de Cigré (2008, p. 3)

Plusieurs articles publiés démontrent que la technique SFRA a été utilisé pour faire les évaluations de l'état des transformateurs de puissance. Cette technique a été utilisé pour

détecter des modifications qui peuvent apparaître sur les enroulements des transformateurs de puissances lors d'un court-circuit ou lors d'un choc pendant le transport (M. Wang, Vandermaar, & Srivastava, 2005), (Z. Wang et al., 2009), et (Sofian, Wang, & Li, 2010).

En 2003, des études sur les mesures SFRA ont été réalisées dans le but de détecter les déplacements et les déformations des enroulements d'un transformateur. Cela inclut la détection des spires desserrées sur un transformateur de distribution, l'identification de l'effondrement axial d'un enroulement en série dans un autotransformateur, ainsi que la détection des défaillances de flambage à deux anneaux (Ryder, 2003).

Les mesures SFRA sur les transformateurs de puissance ont également été utilisées pour détecter divers défauts mécaniques dans l'enroulement d'un transformateur. Ces défauts incluent la déformation de l'enroulement dans les directions axiale ou radiale, l'inclinaison, les déformations, les déplacements entre les enroulements en haute et basse tension, les spires en court-circuit ou en circuit ouvert, l'effondrement partiel de l'enroulement, les structures de serrage desserrées, le mouvement du noyau, la mise à la terre défectueuse du noyau, les structures de serrage cassées et les connexions internes intermittentes. Par ailleurs, les auteurs ont réalisé des essais SFRA pour détecter les enroulements défectueux dans un transformateur triphasé (Bagheri et al., 2013).

L'article (Aravinda, Bandara, Jayantha, Kumara, & Fernando, 2017) présente l'utilisation de la mesure SFRA comme un moyen de détecter les défauts dans les enroulements d'un transformateur de puissance. L'analyse de la mesure fréquentielle a révélé que la réponse peut être divisée en trois régions: basse fréquence, intermédiaire et haute fréquence. La région basse fréquence permet de détecter les défauts dans le noyau du transformateur. D'autre part, la région intermédiaire indique les couplages entre les enroulements, tandis que la région haute fréquence indique les problèmes liés à la structure des enroulements de la configuration considérée.

#### 1.5.4 Utilisation de la mesure SFRA sur les machines électriques

Jusqu'à présent, l'utilisation de la mesure SFRA sur les machines électriques n'a été limitée qu'à des essais expérimentaux, et aucun projet de normalisation à court terme n'a été mis en place. La première application de cette technique sur les machines électriques remonte à 2008 (Lamarre & Picher, 2008) dans le but de détecter les enroulements défectueux dans les machines tournantes.

Cependant, la technique SFRA suscite un grand intérêt et fait l'objet de nombreuses recherches pour diverses applications liées à la détection des défauts dans les enroulements des alternateurs électriques (Hernán Mayora, Raúl Alvarez, Guillermo Bossio, & Emilio Calo, 2021b). Par exemple, cette technique a été étudiée pour évaluer la qualité des bobines du stator (C. Platero et al., 2012) et des pôles du rotor (Mugarra et al., 2020) lors des processus de fabrication.

Les articles précédemment cités ont également utilisé la mesure SFRA pour identifier les défauts dans les enroulements des machines électriques. Les auteurs ont effectué des simulations de défaut d'isolement des spires en insérant des résistances entre les spires afin d'analyser leur influence sur la mesure SFRA. Ils ont également reflété l'influence de la présence du noyau statorique sur la mesure SFRA d'un pôle de rotor d'une machine synchrone. En comparant les mesures de référence prises à l'état sain, cette technique de mesure a été utilisée pour détecter des défauts tels que les défauts à la masse (Werynski, Roger, Corton, & Brudny, 2006), (C. A. Platero, Blázquez, Frías, & Ramírez, 2011), (H. Mayora, R. Alvarez, G. Bossio, & E. Calo, 2021), (C. M. Martin, Guerrero, P, & Platero, 2022), les défauts de l'ISD (Brandt et al., 2018), (Alawady, Yousof, Azis, & Talib, 2020), (Zhao et al., 2021), (Khalilisenobari & Sadeh, 2021), les défauts dus aux barres cassées dans une machine tournante (Bucci, Ciancetta, & Fiorucci, 2020), les défauts dus au désalignement des enroulements dans un moteur à induction (Bucci, Ciancetta et al. 2020 ), ainsi que les défauts liés au vieillissement du système d'isolation des bobines (Werynski et al., 2006), (Sant'Ana et al., 2016).

L'essai de référence d'un enroulement au complet d'une phase de stator est différent de la réponse en fréquence de référence de bobine individuelle. Au moins, trois résonances principales sont maintenant détectées d'après l'article (F. R. Blázquez et al., 2013). La position du rotor dans la machine synchrone à pôle saillant a un impact sur la mesure SFRA sur un enroulement statorique, la présence ou non du noyau statorique exerce une influence également sur la mesure SFRA d'un pôle d'une machine électrique (Mugarra et al., 2020).

### **1.5.5 Utilisation de la mesure SFRA sur les dispositifs électriques**

Outre son utilisation sur les transformateurs de puissance et les machines électriques tournantes, la technique SFRA trouve également une application étendue. Des recherches ont détaillé l'utilisation de la technique SFRA à d'autres composants ou dispositifs, tels que les traversées de transformateurs (Mohseni, Hashemnia, & Islam, 2016), les huiles isolantes (Prakoso & Maulana, 2019), (Guerrero, Castilla, Fernández, & Platero, 2021) et les câbles souterrains (Das, Sehgal, & Reddy, 2019).

### **1.5.6 Paramètres influençant la mesure SFRA**

La technique de mesure SFRA est une méthode très sensible utilisée pour détecter les moindres modifications dans le réseau électrique d'un transformateur de puissance et des machines électriques. Par conséquent, sera également très sensible pour la mesure des bobines (Cigré, 2008).

L'avantage d'être très sensible peut parfois être un inconvénient en termes de répétabilité et de sensibilité aux bruits, et aux effets parasites. Par conséquent, la technique de connexion est essentielle pour atteindre un haut degré de reproductibilité, en particulier dans la plage haute fréquence supérieure à 500 kHz d'après l'article (Tenbohlen et al., 2007).

La réponse en fréquence d'un enroulement en bon état est unique et peut être influencée par plusieurs facteurs lors de la configuration des essais.

La mesure SFRA est influencée par plusieurs facteurs, à savoir

- La configuration d'essai
- La qualité de la connexion
- Les phénomènes d'ondes dans les enroulements

La sélection de l'impédance caractéristique du câble coaxial est effectuée afin de correspondre à l'impédance d'entrée du canal de mesure et de réduire au minimum les réflexions du signal.

Il convient de noter que la réponse en fréquence varie en fonction de deux facteurs : la géométrie du dispositif et les matériaux à partir duquel il a été fabriqué (C. A. Platero et al., 2011).

## **1.6 Limites de la mesure SFRA**

La technique SFRA est utilisée pour évaluer expérimentalement les bobines statoriques individuelles des machines électriques. Bien qu'elle présente de nombreux avantages, il existe également des limites à prendre en compte. Quelques-unes des limites potentielles de la technique SFRA appliquée aux bobines des machines électriques sont décrites dans cette section.

L'interprétation de l'évolution de la réponse en fréquence dans les techniques SFRA est un défi majeur pour identifier à la fois les défaillances présentes et les tendances de défaillance dans les enroulements d'un alternateur.

Cependant, il est important de souligner que les courbes de réponse en fréquence contiennent de nombreuses informations riches qui restent souvent non interprétées. Une analyse détaillée et globale des courbes de réponse en fréquence n'a pas encore été pleinement réalisée, et leur utilité ne deviendra apparente que lorsque de meilleurs modèles théoriques seront développés.

Le manque d'expérience, la méconnaissance des réponses en fréquence attendues pour chaque type de défaut spécifique et une compréhension limitée des résultats attendus ont limité l'application de la technique SFRA en tant qu'outil de diagnostic dans les enroulements des machines électriques.

Les conditions d'essai sont très sensibles aux mesures et il est crucial de maintenir des conditions d'essai constantes pour obtenir des résultats précis. Des conditions non standard peuvent affecter les résultats et conduire à des interprétations erronées.

En résumé, bien que la technique SFRA soit pertinente pour évaluer les bobines statoriques d'un alternateur, elle présente des défis en termes d'interprétation des résultats, de développement de modèles théoriques plus précis, de maintien de conditions d'essai constantes et de manque d'expérience dans l'identification des réponses en fréquence pour chaque type de défaut.

## **1.7 Conclusion**

Les machines électriques sont conçues pour fonctionner à proximité de leurs limites de sécurité, ce qui les expose à des températures, des tensions et des courants proches de leurs valeurs nominales. En conséquence, elles sont sujettes aux contraintes, électriques, mécaniques et environnementales. Un vieillissement progressif du système d'isolation se produit au fil des années. Une partie de ce système est l'ISD qui est présent dans les bobinages statoriques des grandes machines tournantes. Afin d'améliorer leur efficacité, il est nécessaire de prendre en compte les propriétés des matériaux et la géométrie du bobinage. Ces contraintes contribuent au vieillissement du système d'isolement.

Dans ce contexte, il est important de réaliser des essais de vieillissement accéléré adaptés pour les machines électriques, de comprendre les mécanismes et les causes du vieillissement des systèmes d'isolation des spires dédiée, et d'explorer en détail la technique de mesure SFRA en

tant qu'outil de diagnostic, ainsi que ses applications sur les appareils électriques, comme cela est mentionné dans la littérature.

Pour de nombreuses applications industrielles, les pannes de machines électriques entraînent des arrêts de production imprévus, qui peuvent s'avérer être très coûteux. Afin d'éviter de tels problèmes, une maintenance préventive est essentielle pour les machines critiques. Cependant, évaluer la qualité de l'ISD est une tâche en général difficile et complexe. Jusqu'à présent, très peu de méthodes sont actuellement disponibles à cet effet.

Présentement, la mesure SFRA est utilisée au stator pour localiser un défaut dans un enroulement et ce de façon expérimentale. Dans le cas d'un court-circuit inter-spire stator, il n'est pas possible de le détecter avant la défaillance puisque celle-ci est instantanée contrairement au stator. C'est dans cette optique que notre étude sur la technique SFRA est effectuée pour vérifier si la mesure permet de détecter la dégradation de l'ISD.

Une analyse théorique permettra de relier les données expérimentales à des informations physiquement significatives qui restent actuellement incomprises. En effet, la capacité de localiser l'origine de chaque pic de résonance peut fournir des informations précieuses sur les propriétés spécifiques des matériaux d'isolement utilisés dans les enroulements, tels que l'isolation des spires ou des brins.

## CHAPITRE 2

### ETUDE THÉORIQUE

#### 2.1 Introduction

L'enroulement du stator est la partie la plus critique des grandes machines tournantes, représentant plus des deux tiers des défaillances majeures causées par des défauts dans le système d'isolation (Perisse, Werynski, & Roger, 2007). Le système d'isolation des barres et des bobines du stator est soumis en permanence à différentes contraintes, comme expliqué dans la section 1.3.3. Il est donc essentiel de les contrôler minutieusement afin d'améliorer la fiabilité des machines tournantes. À cette fin, une analyse théorique approfondie est nécessaire pour mieux comprendre la structure des bobines et examiner les lois, les équations de la physique et les paramètres du modèle du circuit équivalent qui caractérisent une bobine du stator.

#### 2.2 Présentation d'un alternateur

Un alternateur est une machine électrique rotative qui convertit l'énergie mécanique en énergie électrique. Il se compose de deux parties principales : le stator, qui est la partie fixe, et le rotor, qui est la partie mobile. Le stator comprend des encoches dans lesquelles sont logées des barres ou des bobines regroupées pour former l'enroulement statorique. L'entrefer est l'espace minime entre le stator et le rotor où se produisent les phénomènes électromagnétiques.

Dans le cas d'un alternateur triphasé, l'enroulement statorique est constitué de trois enroulements monophasés. Chaque enroulement monophasé peut être composé d'un ensemble de bobines connectées en série et/ou en parallèle. Les trois enroulements sont agencés de manière à produire un système triphasé équilibré, avec un déphasage de  $120^\circ$  entre les différentes tensions. Les bobines du stator sont composées de plusieurs spires en cuivre et sont isolées les unes des autres. Cette étude se concentre sur les bobines du stator, et donc seule la partie relative aux bobines statoriques sera couverte.

### 2.3 Système d'isolation des bobines statoriques des alternateurs électriques

Afin d'assurer le bon fonctionnement et les performances optimales des machines tournantes, le système d'isolement électrique revêt une importance capitale. En effet, le système d'isolation des bobines statoriques est toujours soumis à diverses contraintes lors du fonctionnement, ce qui entraîne une dégradation progressive de son état. Des investigations industrielles présentent qu'un tiers des arrêts forcés des grands alternateurs dans les centrales électriques sont dus à des défaillances du système d'isolation des barres et des bobines statoriques (Azizi & Gholami, 2014).

Avant les années 70, la plupart des systèmes d'isolation utilisés dans les machines tournantes étaient de type thermoplastique, car des matériaux tels que l'asphalte ou la gomme-laque étaient utilisés pour coller les bandes ou les feuilles de mica (Bozsaky, 2010). Ces systèmes étaient limités aux températures de points chauds inférieurs à 130°C, correspondant à la classe thermique B. Par la suite, les résines synthétiques ont remplacé l'asphalte, notamment le polyester et l'époxy, qui sont des matériaux thermodurcissables. Les systèmes d'isolation modernes des grandes machines électriques tournantes utilisent presque exclusivement l'époxy comme résine, offrant une classe thermique F avec une température de 155°C.

Pour assurer la protection des bobines et prévenir les courts-circuits entre elles ainsi qu'entre les bobines et la masse, trois niveaux d'isolement sont utilisés:

- Le premier niveau d'isolement concerne l'isolement entre les conducteurs ou les brins élémentaires en cuivre.
- Le deuxième niveau correspond à l'isolation dédiée des spires d'une bobine, assurant l'isolation entre les différentes spires de la bobine.
- Le troisième niveau d'isolement est l'isolement principal ou d'isolement de masse. Il consiste à isoler l'enroulement de son environnement extérieur, y compris la structure magnétique, le châssis et les autres enroulements. La composition, les dimensions et les matériaux utilisés pour ce niveau d'isolation dépendent du niveau de tension de l'enroulement.

L'ensemble de ces trois niveaux d'isolation supporte la tension totale appliquée entre le conducteur de cuivre et le noyau magnétique à la masse. En plus des trois niveaux d'isolement, la Figure 2.1 représente également le revêtement semi-conducteur et le revêtement anti-effluve qui sont présents.

- 1-La protection corona interne est constituée de mastic semi-conducteur ou d'électrode interne pour assurer l'uniformité du champ électrique ;
- 2-Les brins de cuivre isolés sont constitués de ruban de dacron et de verre, de ruban de mica et/ou d'émail ;
- 3-L'ISD (applicable aux bobines multi-spires, selon leur conception) est constituée d'un ruban de mica multicouche rempli de résine pour lier les couches de ruban ensemble ;
- 4-L'isolation de masse est composée d'un ruban de mica multicouche pour ses propriétés diélectriques élevées utilisant un matériau de support comme la fibre de verre pour la résistance mécanique et rempli de résine pour lier les couches de ruban ensemble (polyester et asphalte pour les machines plus anciennes et époxy moderne de nos jours) ; et
- 5-Le revêtement d'encoche semi-conductrice ou la protection corona externe est constitué de composés ou de bandes pour minimiser la tension entre la surface de la bobine ou de la barre et le noyau du stator mis à la terre.

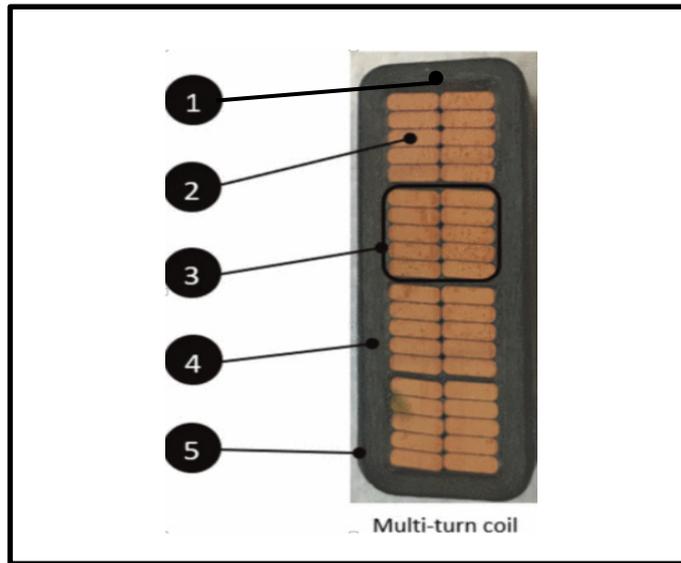


Figure 2.1 Les niveaux de système d'isolation  
Tirée de Lévesque, Provencher, Hudon,  
Simard & É ( 2023, p. 2)

### 2.3.1 Les avantages des systèmes d'isolation thermodurcissable moderne sur ceux d'isolation thermoplastique

L'utilisation des systèmes d'isolation thermodurcissables modernes, par rapport aux anciens systèmes thermoplastiques, présente plusieurs avantages (Bozsaky, 2010). Voici ces avantages:

- Augmentation de la puissance de sortie : Les systèmes d'isolation thermodurcissables permettent d'utiliser moins d'isolant et davantage de cuivre. Cela se traduit par une augmentation de la puissance de sortie des machines électriques.
- Amélioration du transfert de chaleur : Les systèmes d'isolation thermodurcissables présentent une meilleure conductivité thermique, ce qui facilite le transfert de chaleur lors du fonctionnement de la machine. Cela contribue à réduire les températures de fonctionnement et les pertes de joules.
- Acceptation de températures de fonctionnement plus élevées : Les unités refroidies par air peuvent tolérer des températures de fonctionnement plus élevées grâce aux systèmes d'isolation thermodurcissables. Cela permet de réduire le débit d'air nécessaire au refroidissement de la machine, ainsi que les pertes par ventilation.

En résumé, les systèmes d'isolation thermodurcissables modernes offrent des avantages significatifs tels qu'une augmentation de la puissance de sortie, une amélioration du transfert de chaleur et une capacité à supporter des températures de fonctionnement plus élevées, ce qui contribue à l'efficacité et aux performances optimales des machines tournantes.

### 2.3.2 Classification thermique des systèmes d'isolation électrique

Selon McDermid (1993), les performances thermiques des matériaux isolants peuvent être améliorées lorsqu'ils sont utilisés avec des matériaux protecteurs appropriés. Cependant, des problèmes d'incompatibilité entre les matériaux peuvent limiter la température maximale du système à un niveau inférieur à celui des matériaux individuels. Ainsi, il est crucial de choisir une isolation adéquate.

Dans le contexte des machines tournantes, les matériaux et systèmes d'isolation couramment utilisés sont illustrés dans le Tableau 2.1.

Tableau 2.1 Classification thermique des matériaux isolants thermique  
Tiré de McDermid (1993, p. 3)

Classe	Température (°C)	Matériaux
A	105	Coton, soie, papèterie à base de cellulose (cambrie).
B	130	Les matériaux de collage typiques sont la gomme-laque, le vernis bitumineux (asphalte) et certaines résines polyester et époxy.
F	155	Système d'isolation (Résine-mica, fibre de verre) des barres et bobines d'alternateur utilisant les résines d'époxy.
H	180	Système d'isolation (Résine -élastomère de silicone-mica-fibre de verre) des barres et bobines d'alternateur utilisant les résines de silicone.

## 2.4 Différents niveaux d'isolation

Le système d'isolation d'une bobine comprend trois composants essentiels: l'isolation des brins, l'isolation des spires et l'isolation de masse.

### 2.4.1 Isolation des brins

Les bobines statoriques des machines électriques sont composées de brins en cuivre regroupés pour faciliter leur fabrication et réduire les pertes par effet Joule et par courant de Foucault. Selon la théorie électromagnétique, les courants circulent principalement à la périphérie des conducteurs en cuivre de grande section transversale (Greg C Stone, Edward A Boulter, Ian Culbert, & Hussein Dhirani, 2004). C'est pour cette raison que le conducteur de cuivre est formé de plusieurs brins en cuivre isolés les uns par rapport aux autres. Cet isolement doit également être capable de résister à des températures élevées, pouvant atteindre 155°C dans le cas d'équipements de classe F.

Pour l'isolation des brins de cuivre des conducteurs de bobine pouvant supporter des températures élevées jusqu'à 155°C, les matériaux couramment utilisés sont :

- L'email polyuréthane (PU): C'est un matériau isolant largement utilisé dans les applications à haute température. Il offre une bonne résistance thermique et des propriétés électriques stables jusqu'à environ 155°C.
- L'email polyesterimide (PEI): Ce matériau combine les propriétés isolantes du polyester et une meilleure résistance thermique. Il est souvent utilisé dans les bobinages soumis à des températures élevées et peut résister à des températures allant jusqu'à 180°C.
- L'email polyimide (PI): Le polyimide est un matériau isolant très performant, capable de résister à des températures élevées allant jusqu'à environ 250 degrés Celsius. Il est souvent utilisé dans les applications de bobinage nécessitant une isolation à haute température.

Ces matériaux isolants sont conçus pour fournir une isolation électrique fiable tout en résistant aux températures élevées rencontrées dans les bobinages soumis à des conditions de fonctionnement exigeantes. Il est important de choisir le matériau d'isolation approprié en fonction des spécifications de température requises et des performances électriques souhaitées.

### **2.4.2 Isolation de spires dédiée (ISD)**

Lorsqu'il est présent, l'ISD prend généralement la forme d'un ruban de mica qui fournit une excellente résistance aux DP (Rehder, Draper, & Moore, 1996). Son rôle est d'isoler les spires entre elles pour éviter les courts-circuits entre les spires d'une même bobine.

### **2.4.3 Isolation de masse ou isolation principale**

L'application de l'isolant de masse se fait après avoir consolidé et durci l'isolant des spires et des brins. L'isolation de masse ou principale est la composante principale du système d'isolation des barres et bobines statoriques. Elle permet de séparer les barres et bobines statoriques du noyau magnétique (mis à la terre) pour éviter un court-circuit entre ces derniers. L'isolation de masse doit pouvoir supporter les contraintes électriques, thermiques et mécaniques qu'elle subit en service (Greg C Stone et al., 2004). Plusieurs systèmes sont utilisés comme isolation de masse (McDermid, 1993). L'isolation de masse doit avoir une faible résistance thermique et doit être exempte du vide (poches d'air). Si un vide est présent dans le mur isolant, la forte contrainte électrique décomposera l'air, provoquant une décharge partielle (DP) (Berry & Hamdi, 2016). Le Tableau 2.2 englobe les systèmes d'isolation de masse et leur classe thermique associée.

Tableau 2.2 Récapitulatif des systèmes d'isolation de masse et leur classe thermique associée (VPI et RR font référence au procédé de fabrication soit Vacuum Pressure Impegnation et Resin Rich)

Type d'isolation de masse	Classe thermique
Vernis cambrique	A
Système folium- gomme- laque	B
Ruban de mica-asphalte	B
Ruban de mica-polyester (VPI)	B
Bande de mica-époxy (VPI)	F
Ruban de mica-époxy (RR)	F
Caoutchouc de silicone	H
Trempage au vernis et cuisson au four	B et F

#### 2.4.4 Revêtement anti-effluves et revêtement semi-conducteur

L'isolation de masse généralement laisse un espace entre la surface de la bobine et du noyau statorique, c'est dans cette optique qu'un ruban semi-conducteur est appliqué sur l'isolation de masse afin d'être en contact avec la paroi d'encoche. Elle est mise dans le but de créer un chemin vers la masse pour toutes les charges qui s'accumulent à la surface de la bobine. Il s'agit généralement d'une formulation contenant du carbone.

Le revêtement semi-conducteur, lorsqu'il est présent, sert à protéger l'isolation de la masse contre les dommages physiques (McDermid 1993). L'utilisation d'un ruban de blindage en amiante posé bout à bout a généralement été abandonnée au profit d'un ruban en fibre de verre. Dans le cas des bobines et des barres de stator en haute tension, un revêtement semi-conducteur est utilisé sur la surface de la section de l'encoche. Il s'agit généralement d'une formulation contenant du carbone. Cette couche semi-conductrice peut être plus durable lorsque le ruban d'armure lui-même est saturé de matériau graphite.

Si le revêtement devait se terminer à l'extérieur de l'encoche, cela se traduirait par un champ électrique non uniforme. Par conséquent, dans la région d'extrémité de la bobine, prêt de la sortie de l'encoche, un ruban dit gradient de potentiel a été appliqué afin de réduire le gradient de contrainte électrique: c'est le revêtement anti-effluve (Berry & Hamdi, 2016).

Avec l'arrivée des systèmes d'isolation thermodurcissables, la tendance est à l'augmentation de la contrainte diélectrique sur la masse. Sans une certaine forme de contrôle de la contrainte électrique aux deux extrémités de l'encoche, il pourrait y avoir des problèmes d'érosion de l'isolation aux extrémités de l'encoche en raison de l'activité continue des décharges partielles et de l'ozone excessif.

Un moyen courant de contrôle de la contrainte sur les développantes prend la forme d'un revêtement anti-effluves contenant du carbure de silicium. Ce matériau a une résistivité qui diminue exponentiellement à mesure que la tension augmente. Certains revêtements de ce type ne se sont pas avérés très durables, notamment lors des essais de vieillissement accéléré. Un problème courant est l'érosion à l'interface entre le revêtement en carbure de silicium et la partie de l'encoche semi-conductrice. Pour résoudre ce problème, certains fabricants ont adopté des formulations améliorées de carbure de silicium, souvent associées à un ruban imprégné de carbure de silicium.

Pour les barres et les bobines de stator de 13,8 kV, le matériau de contrôle des contraintes en carbure de silicium est généralement appliqué sur les premiers 100 mm ou 125 mm du bras d'extrémité immédiatement adjacent à l'encoche. Un autre matériau utilisé qui a été utilisé dans le passé pour le revêtement anti-effluve est l'oxyde de fer. Cependant, ce matériau n'est plus utilisé aujourd'hui en raison de sa faible durée de vie et de ses performances inférieures à celles du carbure de silicium (Berry & Hamdi, 2016).

#### **2.4.5 Problème des systèmes d'isolation**

Pour étudier la dégradation de l'isolation des bobines des alternateurs, plusieurs méthodes de diagnostic et de localisation des défauts ont été rapportées dans la littérature. Une étude réalisée en 2007 résume bien la compréhension du mécanisme de rupture de l'isolement dans les enroulements du stator (Tallam et al., 2007). Ce processus commence souvent par un claquage local entre les spires, provoqué par des pics de tension abrupte qui entraînent des contraintes thermiques supplémentaires et une propagation des dommages pouvant affecter l'isolement

global. L'analyse de la réponse fréquentielle est une méthode fiable pour détecter les défaillances des enroulements statoriques des machines électriques (Perisse et al., 2007).

La composante haute fréquence des signaux présents dans les tensions d'impulsion peut causer des interférences électromagnétiques, des bruits acoustiques et des vibrations mécaniques au niveau de la bobine.

La tension de claquage est une grandeur utilisée pour caractériser l'isolant. Elle représente la différence de potentiel maximal supportable (entre chaque bord de l'isolant) au-delà de laquelle l'isolant cesse de remplir sa fonction et devient conducteur électrique. Sa valeur dépend des matériaux utilisés et de l'épaisseur de l'isolation.

## **2.5 Le circuit RLC équivalent d'un enroulement statorique d'une machine électrique.**

Dans la littérature, il existe deux types de modélisation de base de l'enroulement d'une machine électrique.

Les auteurs de l'article (Boucenna et al., 2016) classifient les modèles haute fréquence (HF) en deux catégories soit des modèles comportementaux, lorsqu'on a une configuration de mesure spécifique pour extraire les paramètres numériques du modèle, soit les modèles basés sur la physique décrite par des circuits électriques équivalents, prenant en compte la topologie réelle et les propriétés matérielles. Il est important de noter que le premier modèle ne permet pas la prédiction des phénomènes d'interférence électromagnétique à l'étape de la conception ou pour les conditions réelles de fonctionnement. En revanche le second peut être réalisé dès la conception de l'enroulement, et prend en compte les problèmes de compatibilité électromagnétique. Tous ces modèles font appel à différents paramètres de la bobine tels que l'inductance propre, la résistance propre, le couplage entre les spires représentées par des capacités inter-spires, le couplage inductif représenté par les inductances mutuelles, les pertes diélectriques et la capacité à la masse.

Le premier modèle consiste à représenter l'enroulement comme étant un circuit à paramètres localisés (Sharma, Rhudy, & Owen, 1986), (Gubbala, Jouanne, Enjeti, Singh, & Toliyat, 1995), (Islam & Ledwich, 1997), (Petrarca et al., 2004), (V. Mihaila, Duchesne, & Roger, 2011), (Mahdavi & Hameyer, 2012), (Boucenna et al., 2016). Ce modèle est décrit par les circuits RLC avec des éléments localisés par spire comme la montre la Figure 2.3. Cette méthode permet de déterminer les fréquences de résonance de la bobine.

Le deuxième modèle est basé sur la théorie des lignes de transmission (McLaren & Oraee, 1985), (Oyegoke, 2000), (Petrarca et al., 2004), (Perisse et al., 2007). qui a pour objectif de déterminer la distribution de la tension le long de l'enroulement. Ce deuxième modèle comprend des paramètres distribués qui sont calculés par unité de longueur. La Figure 2.2 illustre une photo d'un modèle à paramètres distribués représentatif d'une ligne de transmission.

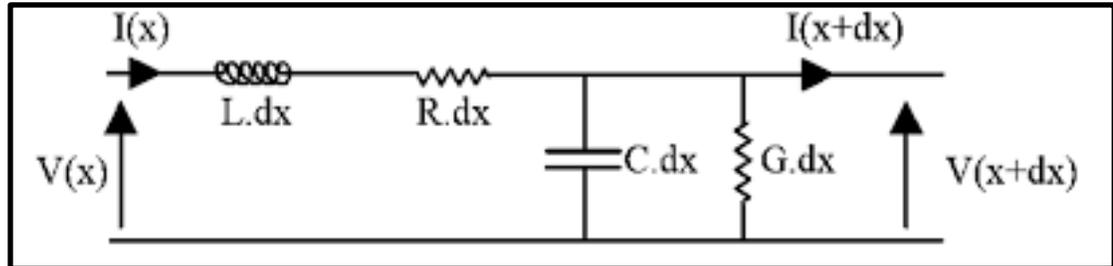


Figure 2.2 Modèle à paramètres distribués représentatif d'une ligne de transmission

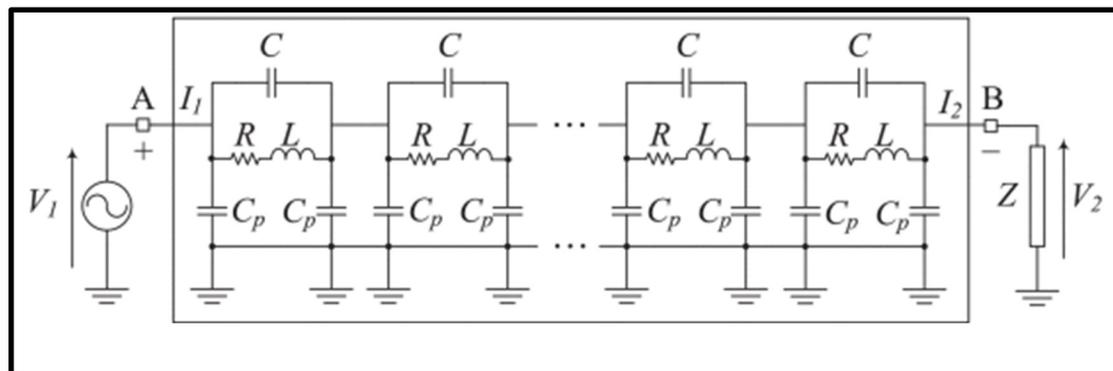


Figure 2.3 Modèle de circuit à paramètres localisés  
Tiré de Mugarra et al., (2020, p. 2)

Les machines électriques peuvent être modélisées soit en utilisant les modèles de circuits équivalents basés sur l'analyse par éléments finis (FEA), soit en utilisant les modèles de circuits équivalents comportementaux (Toulabi, Wang, Bieber, Filizadeh, & Jatskevich, 2019). Dans la première catégorie, le modèle et les paramètres sont créés à partir d'une analyse du champ électromagnétique 2D ou 3D à l'aide d'une approche numérique et mathématique tandis que le deuxième modèle, les éléments du circuit équivalent sont développés expérimentalement à partir des mesures dans les domaines fréquentiels. Ainsi les circuits équivalents sont alors réalisés pour s'adapter aux impédances mesurées.

## **2.6 Calcul des paramètres**

Les paramètres des enroulements du stator des machines électriques tels que la résistance, l'inductance et la capacité peuvent être calculés soit en utilisant des méthodes d'élément finis (Venegas, Escarela, Mota, Melgoza, & Guardado, 2003), ou en utilisant des expressions analytiques.

La théorie des éléments finis utilise une approche permettant de calculer la résistance et l'inductance en analysant les champs harmoniques temporels. Elle prend en compte des phénomènes tels que l'effet de peau, l'effet de proximité et la pénétration du flux magnétique dans le noyau de fer. De plus, la capacité est attribuée en analysant le champ électrostatique dans les régions où se trouve la bobine. Cette approche permet de prendre en compte de manière précise les différentes caractéristiques électromagnétiques de la bobine et de calculer les paramètres nécessaires pour les modèles de circuits équivalents.

Les paramètres électriques d'une bobine sont obtenus en considérant les contributions dues aux sections d'encoche et dans l'air d'une bobine préformée lorsque celle-ci est placée dans une encoche. Cependant, Illias et Bakar dans l'article (Illias, Bakar, Mokhlis, & Halim, 2012) pensent que, pour pouvoir faire une bonne analyse des systèmes électriques, il faudrait que les paramètres du modèle établi soient bien calculés. La précision de ces paramètres localisés est

d'une importance primordiale afin de garantir des résultats pertinents, surtout si une large gamme de fréquences est nécessaire.

La méthode analytique est couramment utilisée pour calculer l'inductance et la capacité dans de nombreuses configurations d'enroulements de dispositifs électriques. Son avantage réside dans le fait qu'elle permet une interprétation physique claire et bien définie des équations d'inductance et de capacité appliquée à la bobine. Cependant, lorsque la géométrie de la bobine devient complexe, il devient nécessaire d'utiliser la méthode d'analyse par éléments finis (FEA). Cette méthode peut être utilisée pour calculer l'inductance et la capacité d'une bobine de manière générale, sans nécessiter de nombreux calculs complexes.

Une description détaillée de la technique de calcul des paramètres électriques des enroulements de la machine a été étudiée (Guardado & Cornick, 1996).

### **2.6.1 La résistance de l'enroulement**

La résistance d'un enroulement statorique se compose généralement de deux composantes. L'une à courant continu, représentant les pertes Joules et l'autre composante à courant alternatif, qui représente les pertes par courants de Foucault.

#### **2.6.1.1 La résistance à courant continu**

La résistance à courant continu d'une bobine est déterminée par plusieurs facteurs. Elle dépend de la longueur totale du conducteur de cuivre utilisé dans la bobine (représentée par " $l$ "), de la section transversale du conducteur de cuivre (représentée par " $S$ ") et de la résistivité qui est l'inverse de la conductivité du matériau conducteur (représentée par " $\rho$ "). La résistance à courant continu ne tient pas compte des pertes subies par les courants de Foucault et elle est indépendante de la fréquence du courant traversant la bobine. En d'autres termes, ces pertes par courants de Foucault, qui peuvent se produire lorsque des courants alternatifs circulent à travers des conducteurs, ne sont pas prises en compte lors du calcul de la résistance à courant continu.

$$R_{CC} = \rho \frac{l}{S} \quad (2.1)$$

- La résistance à courant continu  $R_{CC}(\Omega)$
- La section transversale du conducteur  $S (m^2)$
- La longueur totale du conducteur  $l (m)$
- La conductivité électrique  $\sigma (S/m)$ , on a  $\sigma = \frac{1}{\rho}$

L'équation (2.1) permet de calculer la résistance à courant continu d'une bobine en fonction de ses dimensions géométriques (longueur du conducteur et section transversale) et de la conductivité du matériau utilisé.

La résistance à courant continu dépend aussi de la température de fonctionnement. En effet, lorsque la température augmente, la collision entre électrons et atomes augmente, ce qui conduit à une augmentation de la résistivité  $\rho$ . La résistivité est la grandeur inverse de la conductivité, alors on a une diminution de la conductivité. La résistance évolue avec la température puisque la conductivité électrique de l'enroulement de cuivre diminue avec la température. La variation de la résistivité en fonction de la température obéit à l'équation

La résistance à courant continu d'un matériau dépend également de la température de fonctionnement. Lorsque la température augmente, la collision entre électrons et atomes augmente, ce qui conduit à une augmentation la résistivité ( $\rho$ ). La résistivité est la mesure de la capacité d'un matériau à résister au passage du courant électrique. Ainsi, une augmentation de la résistivité entraîne une diminution de la conductivité électrique du matériau. Cette variation de la résistivité en fonction de la température peut être décrite par une équation (2.2) suivant (Wildi, 2005).

$$\rho_t = \rho_0(1 + \alpha_t T) \quad (2.2)$$

- La résistivité ( $\Omega.m$ ) a une température  $T(^{\circ}C)$   $\rho_t$

- La résistivité ( $\Omega.m$ ) à une température de  $0^\circ C$   $\rho_0$ , pour le cuivre  $\rho_0 = 15,9 \times 10^{-9} \Omega.m$

Le coefficient de température de la résistivité, qui mesure la sensibilité de la résistivité aux variations de température. ( $1/^\circ C$ ), pour le cuivre  $\alpha_t = 0,00427 1/^\circ C$

L'équation (2.2) montre que la résistivité d'un matériau augmente linéairement avec la température, en fonction du coefficient de température  $\alpha_t$ .

L'équation (2.3) décrit alors la variation de la résistance en fonction de la température.

$$R_{CC} = R_0(1 + \alpha_t t) \quad (2.3)$$

Avec

$$R_0 = \rho_0 \frac{l}{S} \quad (2.4)$$

#### 2.6.1.2 La résistance à courant alternatif

C'est une résistance qui dépend non seulement de la température, mais également de la fréquence contrairement à la résistance en courant continu. La résistance AC dépend de l'effet des courants de Foucault, l'effet de peau et l'effet de proximité.

L'effet de peau se produit lorsqu'un courant alternatif circule dans un conducteur. Alors, il peut provoquer un changement important de la résistance du conducteur car, à des fréquences plus élevées, les électrons ont tendance à abandonner l'intérieur de la section transversale et à se presser dans les parties plus proches de la surface du conducteur. Ainsi, la section transversale du conducteur à travers laquelle passe le courant est réduite. Si la fréquence augmente, la résistance augmente également et il provoque une décroissance de la densité de courant à mesure que l'on s'éloigne de la périphérie du conducteur. La profondeur de peau est définie comme la largeur de la zone où se concentre le courant dans un conducteur. Elle dépend des

propriétés électriques du matériau et de la fréquence, Elle est notée  $\delta$  et calculé par l'équation (2.5).

$$\delta = \frac{1}{\sqrt{\mu\pi f\sigma}} \quad (2.5)$$

- La profondeur de pénétration  $\delta$ (m)
- La conductivité électrique  $\sigma$ (S/m)
- La perméabilité magnétique  $\mu$ (H/m)
- La fréquence  $f$  (Hz)

L'effet de proximité est similaire, mais il est causé par le courant transporté par un conducteur à proximité (Xi & Sullivan, 2003). Le courant dans le conducteur voisin produit un champ magnétique qui varie dans le temps. La variation de flux induira un courant de Foucault à l'intérieur du conducteur à proximité qui se traduit par une augmentation de la résistance AC. Ces deux effets se caractérisent par le fait que la densité de courant ne se répartit pas uniformément sur la section des conducteurs.

Pour le courant d'excitation circulant dans le conducteur rectangulaire, le champ magnétique  $H$  à l'intérieur du conducteur induit des courants de Foucault qui produisent un champ qui tend à annuler le champ produit par le courant d'excitation. La somme des deux courants (courant alternatif et courant de Foucault) dans le conducteur et toujours faible au centre du conducteur, vu que le sens du courant de Foucault est opposé à celui de l'excitation, alors qu'ils s'additionnent à la périphérie. Par conséquent, la distribution non uniforme du courant dans un conducteur est plus prononcée pour des fréquences d'excitation plus élevées. Ce changement de la fonction de densité de courant dans le conducteur est généralement appelé effet de peau (Podoltsev, Kucheryavaya, & Lebedev, 2003).

Des formules sont données pour déterminer la résistance à courant alternatif en utilisant le coefficient de perte  $K_{AC}$  (Tapani Jokinen, 2013), (Mellor, Wrobel, & Simpson, 2014). Ce

coefficient représente le rapport entre la résistance à courant alternatif et la résistance à courant continu.

Le coefficient de perte  $K_{AC}$  dépend de la dimension des conducteurs, de la profondeur de pénétration  $\delta$ , la perméabilité magnétique  $\mu$  et de la fréquence  $f$ . La résistance est exprimée par la formule suivante :

$$R_{AC} = K_{AC}(f)R_{CC} \quad (2.6)$$

Le coefficient de perte (sans unité)  $K_{AC}$

### 2.6.2 L'inductance de l'enroulement

L'inductance due au flux dans le matériau isolant entre les spires et les parois et coins de l'encoche doit être calculée. Le conducteur rectangulaire utilisé dans les enroulements de la machine peut être remplacé par un conducteur circulaire dont le rayon moyen géométrique équivalent est donné par l'équation (2.7) (Guardado & Cornick, 1996).

$$r = 0.2235(a + b) \quad (2.7)$$

Avec  $a$  (m) et  $b$  (m) les dimensions du conducteur rectangulaire,  $r$  en (m).

Et en appliquant la méthode des images de l'encoche, l'inductance  $L$  en (H) est ainsi fonction de la perméabilité du vide  $\mu_0 = 4\pi 10^{-7} \frac{H}{m}$ , le nombre de spire  $n$  et de la largeur d'encoche  $h$ (m)

$$L = \frac{\mu_0 n^2}{2\pi} \ln \left( \frac{h}{r} \right) \quad (2.8)$$

### 2.6.3 Les capacités de la bobine

Nous parlerons des différentes capacités trouvées dans un enroulement : les capacités inter-spires et les capacités à la masse.

### 2.6.3.1 La capacité inter spires

La capacité inter-spires d'un système physique est déterminée par la géométrie du système et la permittivité relative du matériau diélectrique utilisé. Elle est formée par deux conducteurs adjacents en cuivre, qui représentent comme des électrodes, séparés par un matériau diélectrique tel que le complexe mica-époxy.

La capacité inter-spires est souvent calculée en utilisant la formule du condensateur à plaques parallèles, où la capacité entre deux conducteurs adjacents séparés par un diélectrique est remplacée. La capacité totale inter-spires est ensuite obtenue en faisant la somme des capacités entre chaque paire de spires.

Ainsi, la géométrie et le matériau diélectrique utilisé dans les systèmes physiques déterminent la capacité inter-spires, qui est une caractéristique importante à prendre en compte dans la conception et l'analyse des circuits électriques.

$$C_S = \epsilon_{r1} \epsilon_0 \frac{l_i l}{e_i} \quad (2.9)$$

- Permittivité du vide  $\epsilon_0 = 8,85e - 12$  (F/m)
- Permittivité relative de l'isolation inter-spire  $\epsilon_{r1}$  (sans unité)
- Largeur du conducteur  $l_i$  (m)
- Épaisseur de l'isolation de spire (représentant la distance entre électrodes)  $e_i$  (m)
- Longueur du conducteur  $l$  (m)
- Capacité inter-spire  $C_S$  (F)

### 2.6.3.2 La capacité de masse

La formule analytique permettant de déterminer la valeur de la capacité à la masse peut être calculée en utilisant la formule du condensateur à plaques parallèles comme pour le calcul de la capacité inter-spires. Par conséquent, à partir de l'épaisseur d'isolation de masse;

" $\epsilon_m$ " permittivité d'isolation de masse " $\epsilon$ ", et la géométrie de la bobine, l'expression générale suivante est obtenue:

$$C_m = \epsilon_{r2} \epsilon_0 \frac{l_m l}{e_m} \quad (2.10)$$

- Permittivité du vide  $\epsilon_0 = 8,85e - 12$  (F/m)
- Permittivité relative de l'isolation de masse  $\epsilon_{r2}$  (sans unité)
- Largeur du conducteur  $l_m$  (m)
- Épaisseur de l'isolation de masse (représentant la distance entre électrodes)  $e_m$  (m)
- Longueur du conducteur  $l$  (m)
- Capacité à la masse  $C_m$  (F)

Tableau 2.3 Paramètres calculés analytiquement de chaque spire

$R_S$ ( $\Omega$ )	Resistance d'une spire	2,65e-03
$L_S$ (H)	Inductance d'une spire	4,7e-6
$C_S$ (F)	Capacité inter-spire	380e-12
$C_m$ (F)	Capacité de la spire à la masse	118e-12

## 2.7 Conclusion

Ce chapitre a présenté différentes méthodes analytiques permettant de déterminer les paramètres d'un circuit RLC équivalent pour une bobine individuelle du stator. Il a également décrit les différentes caractéristiques du système d'isolation d'une bobine de stator.

Ces équations analytiques en compte plusieurs facteurs liés au phénomène magnétique d'une part et de la variation de fréquence d'autre part. Ces paramètres dépendent également de la forme géométrique de la bobine et du conducteur en cuivre.

Il est important de noter que la résistance en courant continu dépend uniquement de la température, tandis que la résistance en courant alternatif dépend à la fois de la température et

de la fréquence. À des fréquences élevées, la résistance du cuivre augmente en raison des pertes par les courants de Foucault.

De plus, la capacité et l'inductance dépendent principalement de la géométrie de la bobine et de la permittivité du système d'isolation.

En résumé, ces méthodes analytiques nous permettent de caractériser les propriétés électriques d'une bobine, en prenant en compte les différentes interactions magnétiques et les paramètres géométriques, ainsi que les effets de la température et de la fréquence. Cela nous aide à mieux comprendre le comportement électromagnétique des bobines dans diverses applications.

## CHAPITRE 3

### ÉTUDE EXPÉRIMENTALE SUR LA RÉPONSE EN FRÉQUENCE D'UNE BOBINE D'ALTERNATEUR

#### 3.1 Introduction

Cette partie présente les essais réalisés au laboratoire grande puissance (LGP) de l'IREQ dans le but d'évaluer l'utilisation de la technique SFRA outil de diagnostic pour détecter les défauts d'ISD des bobines statoriques.

Dans un contexte d'étude de la performance des bobines avec et sans l'ISD, il est nécessaire d'évaluer la dégradation de ce type d'isolation. La mesure SFRA a été faite sur plusieurs bobines individuelles de faibles inductances en inventaire à l'IREQ. La reproductibilité de la mesure est très difficile à réaliser, condition essentielle pour une évaluation fiable de l'état d'une bobine. Les écarts causés par les problèmes de reproductibilité peuvent conduire à une mauvaise interprétation. C'est dans cette optique que, plusieurs essais ont été effectués d'abord afin d'établir de bonnes pratiques pour s'assurer des mesures SFRA hautement répétables et reproductibles,

Ensuite, plusieurs essais de comparaisons des mesures SFRA ont été faits afin d'analyser les différences de comportement entre les différentes bobines dues aux caractéristiques distinctives de chaque configuration de bobine et ainsi comprendre l'influence de divers paramètres sur la réponse en fréquence.

Et enfin, nous avons mené des études de simulation de défauts pour comprendre comment les défauts influencent la réponse en fréquence lors des essais SFRA. L'identification de la symétrie dans une bobine a été faite en utilisant la mesure SFRA. La méthodologie de mesure et l'évaluation des réponses en fréquence mesurées se basent sur la norme CEI 60076 18 (Transformers—Part, 2012).

## **3.2 Évaluation de la procédure de la mesure SFRA**

Au laboratoire LGP, des essais de mesure SFRA ont été réalisés sur des bobines spécifiques en inventaire à l'IREQ. Des simulations de défauts d'ISD ont été effectuées pour étudier l'impact d'un tel défaut sur la mesure SFRA. Les mesures de réponse en fréquence ont été effectuées sur des bobines provenant de différents fabricants.

En principe, les facteurs de conception et de dégradation du système d'isolation sont les seuls qui doivent influencer la mesure SFRA. Mais en réalité, la mesure est facilement influencée par le montage (longueur et enroulement des câbles, position de la mise à la terre, etc.) en raison de la faible inductance des bobines individuelles. Des essais en laboratoire ont été effectués pour déterminer les paramètres qui influencent la mesure et permettre d'établir une procédure assurant la répétabilité de celle-ci.

Les mesures SFRA ont été effectuées sur certaines bobines de conceptions différentes en inventaire dans le laboratoire de recherche d'Hydro-Québec. Des essais préliminaires ont été effectués dans le but de développer une procédure de la mesure SFRA afin d'assurer la répétabilité de la mesure. Les résultats de la procédure d'essai sont présentés dans le rapport technique fait dans le cadre de mon mémoire intitulé IREQ 2022-0037, « *Développement de la procédure de la mesure SFRA sur les bobines statoriques individuelles* » à l'IREQ.

### **3.2.1 L'équipement de mesure SFRA des essais**

L'équipement de mesure d'impédance par balayage de fréquence utilisé dans l'étude est le M5100 de la société Doble, qui est situé dans le laboratoire LGP de l'IREQ. Cet appareil est équipé du logiciel M Sweep Frequency Analyzer version V2.6, qui permet d'effectuer jusqu'à neuf mesures de données et de les enregistrer au format CSV. Les données peuvent ensuite être masquées sur une clé USB et analysées à l'aide d'un logiciel de traitement des données tel que Matlab.

L'instrument de mesure a généré un signal sinusoïdal d'amplitude de 10 V, avec une plage de fréquences allant de 10 Hz à 10 MHz, et une impédance de sortie de 50  $\Omega$ . La mesure de la réponse est effectuée aux bornes de cette impédance de sortie. La valeur de 50  $\Omega$  est utilisée pour éviter les réflexions dans la bobine (Lamarre & Picher, 2008).

Le panneau de commande de l'instrument comprend des ports USB, un indicateur d'intensité, un indicateur de puissance, un clavier, une souris, un port d'imprimante externe, un port réseau, une alimentation et une mise à la terre. Une photo de l'instrument est présentée à la Figure 3.1. Les câbles de mesure SFRA utilisés sont conformes aux exigences de la norme CEI 60076 18 pour les mesures FRA. Le schéma de montage pour une bobine à l'essai est illustré à la Figure 3.2.

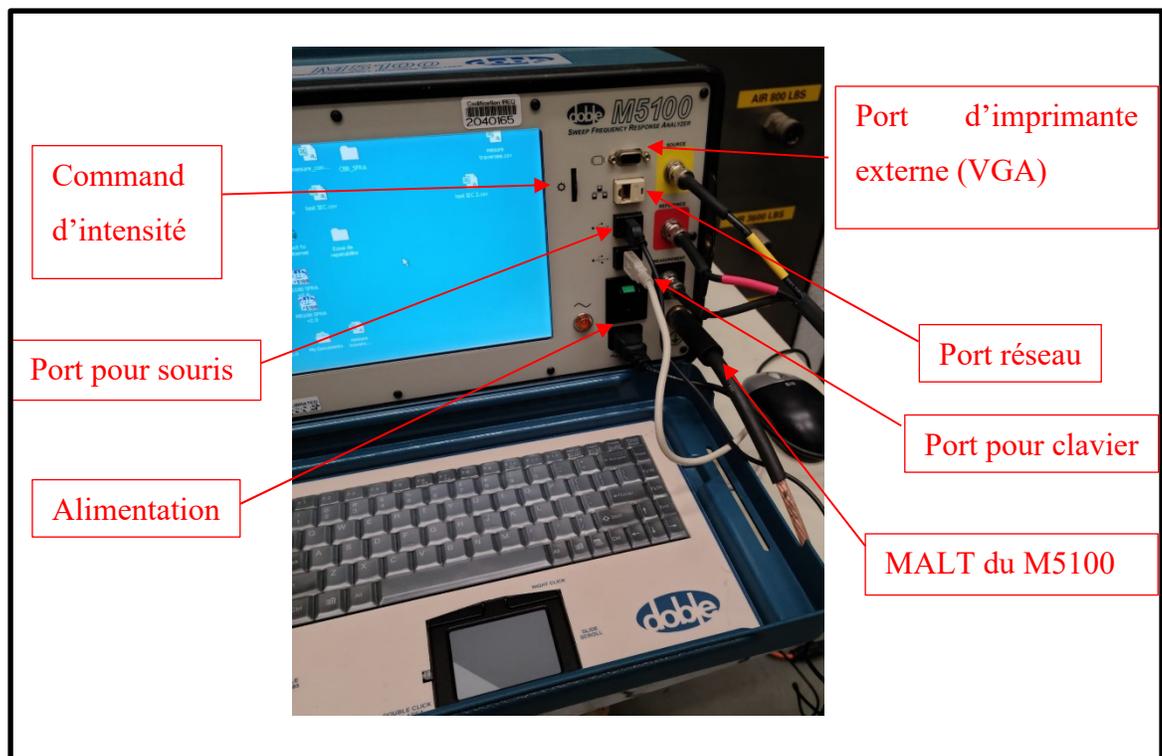


Figure 3.1 Photo de l'instrument M5100 SFRA

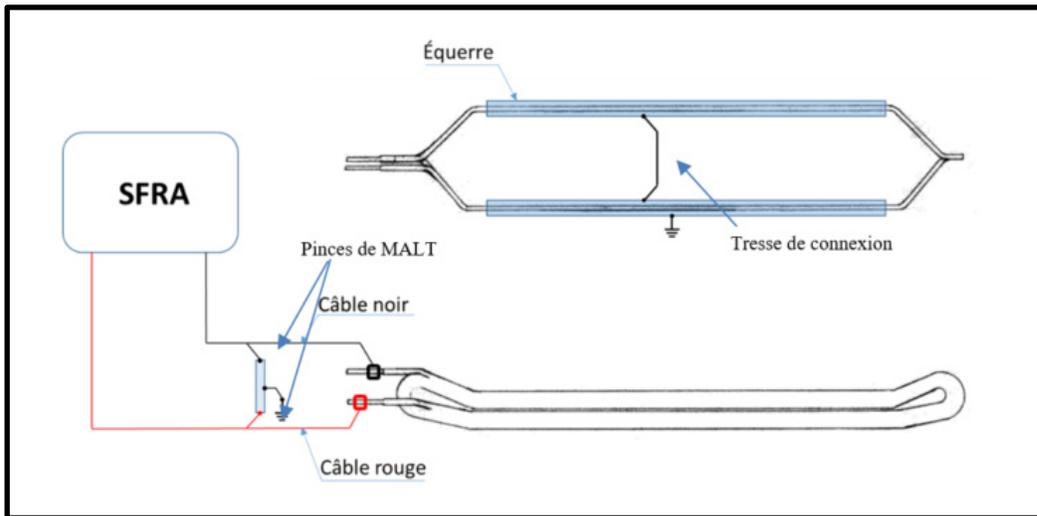


Figure 3.2 Schéma de montage de l'essai SFRA

### 3.2.2 Méthodologie de la mesure de la mesure SFRA

Afin de maintenir la méthodologie de mesure établie et de garantir la reproductibilité et la répétabilité des mesures SFRA, une procédure de mesure a été mise en place à l'IREQ comme mentionné dans la session 3.2. La répétabilité des mesures implique d'évaluer les conditions dans lesquelles les mesures doivent être effectuées afin de reproduire même des mesures fiables sur une bobine et de permettre une analyse précise des données.

Pendant les essais, une tension sinusoïdale d'entrée ( $V_1$ ) de fréquence variable a été appliquée à une extrémité de la bobine, et la tension de sortie ( $V_2$ ) a été mesurée aux bornes d'une résistance de  $50 \Omega$  connectée à l'autre extrémité de la bobine. Le gain de réponse a été calculé en faisant le rapport de la tension de sortie sur la tension d'entrée de la bobine, exprimé en décibels.

La réponse représentée a été représentée sur une échelle logarithmique, montrant le rapport de la tension de réponse à la tension d'entrée en décibels en fonction de la fréquence. L'échelle de fréquence a été affichée linéairement pour permettre l'examen de bandes de fréquences spécifiques et la comparaison de petites différences à des fréquences particulières. Cette

approche permet de se concentrer sur les détails observables dans la plage de hautes fréquences.

Lors de la comparaison des mesures SFRA, il est important de cibler une plage de fréquence appropriée, qui varie en fonction de la résistance de l'isolation. En effet, aux fréquences très élevées, des phénomènes tels que l'effet pelliculaire ou l'effet d'antenne des câbles peuvent entraîner une plus grande incertitude dans les mesures (C. M. Martin et al., 2022).

Pour assurer la répétabilité des mesures SFRA, huit paramètres ont été vérifiées, à savoir:

- Présence ou absence d'une tresse de mise à la terre (MALT)
- Position de la tresse de MALT
- Position de la tresse de connexion dépendante des jambes de la bobine
- Contact des pinces du câble d'alimentation avec les conducteurs de cuivre de la bobine
- Disposition du câble d'alimentation
- Présence ou absence de la tresse de connexion dépendante des jambes de la bobine
- Position des pinces de MALT d'alimentation sur la tresse de connexion
- Présence ou absence de fils de cuivre autour des brins conducteurs

Il est important de noter que la technique SFRA est très sensible à ces huit conditions. Par conséquent, il est crucial de maintenir les mêmes conditions d'essai pour assurer la répétabilité des mesures et éviter des analyses biaisées. Étant donné que la mesure SFRA est de nature comparative, il est impératif d'avoir des configurations identiques pour obtenir des analyses précises des résultats. Ainsi, une configuration d'essai identique a été utilisée tout au long des essais effectués.

### **3.2.3 Configuration expérimentale finale pour les essais**

La mesure SFRA est une méthode comparative qui nécessite une configuration identique pour tous les essais afin d'obtenir des analyses et des interprétations précises des résultats. Les

configurations résultent des essais préliminaires et utilisées pour tous les essais sont décrites comme suit :

- La position du câble d'alimentation exerce une influence significative sur la mesure. Par conséquent, le câble a été fixé au mur du laboratoire LGP afin de maintenir une position constante pour tous les essais à venir.
- Les mesures SFRA varient d'un essai à l'autre en fonction de la position de la bobine sur les supports. Des marques ont été dessinées sur le sol pour repérer les différentes positions nécessaires pour tous nos essais. Cela permet également de minimiser la variabilité de la position du câble d'alimentation sur le sol.
- La polarité des pinces d'alimentation sur les conducteurs de cuivre de la bobine est également importante. L'inversion de la polarité des pinces d'alimentation ne modifie la mesure SFRA que pour les bobines asymétriques. Ainsi, il a été établi que, pour tous les essais, la pince d'alimentation rouge sera toujours du côté de la jambe de fond et la pince d'alimentation noire sera du côté de la jambe d'entrefer.
- La position des pinces d'alimentation sur les conducteurs de cuivre de la bobine a un impact significatif sur les mesures SFRA. Un écart entre les mesures est observé lorsque les pinces sont placées parallèlement ou perpendiculairement en raison de la qualité du contact électrique entre les pinces d'alimentation et les conducteurs de cuivre de la bobine. Pour tous les essais à venir, les pinces d'alimentation seront connectées en position parallèle sur les conducteurs de cuivre pour assurer une connexion de qualité constante.
- La position de la tresse de mise à la terre (MALT) exerce une grande influence sur la mesure SFRA, en fonction de sa fixation sur la tresse de connexion ou directement sur l'équerre. Pour les futurs essais, la tresse de MALT sera toujours installée au milieu de la bobine, sur la tresse de connexion, entre les deux pinces de MALT d'alimentation.
- La position des pinces de MALT d'alimentation crée une différence dans la mesure SFRA, selon qu'elles sont fixées aux deux jambes de la bobine, centrées sur la tresse de connexion ou équidistantes des deux jambes de la bobine. Les deux pinces de MALT

d'alimentation seront équidistantes des deux jambes de la bobine et fixées sur la tresse de connexion.

- La présence ou non des équerres influence la mesure SFRA. Ainsi, les équerres en aluminium sont installées sur les parties droites de la bobine sur s'assurer de la répétabilité de la mesure.
- La tresse de connexion est positionnée entre les deux jambes de la bobine, à mi-longueur de la partie droite ;

En suivant ces conditions de montage et en maintenant une configuration identique pour tous les essais, il est possible d'assurer la répétabilité des mesures SFRA et d'éviter tout biais dans les analyses.

La photo de montage faite en laboratoire décrivant la configuration finale des essais est présentée à la Figure 3.3.

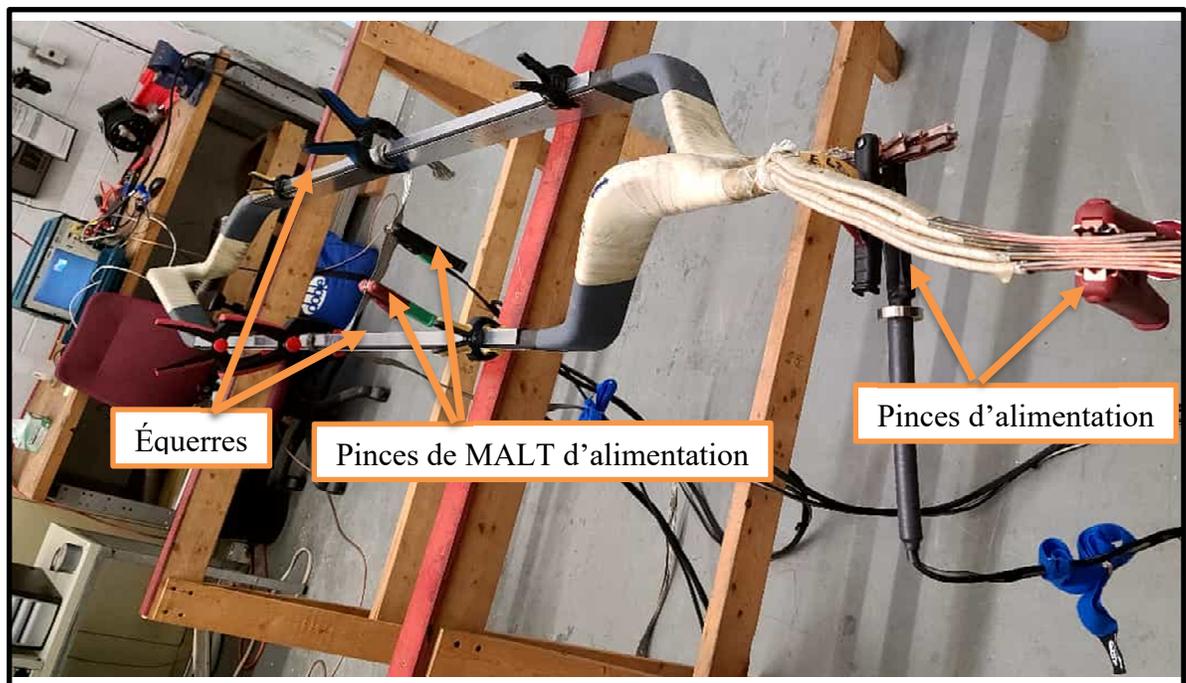


Figure 3.3 Photo de montage utilisée pour la configuration finale des mesures SFRA en laboratoire de la bobine E63

### **3.3 Comparaison des mesures SFRA**

Dans le cadre de la comparaison des mesures SFRA, plusieurs bobines ont été mises à notre disposition. Ce sont entre autres les bobines provenant des manufacturiers A, B,C et D. Dans la suite de cette section, nous décrirons en détail chacune de ces bobines d'essai utilisé dans l'étude.

#### **3.3.1 Description des bobines du manufacturier A**

Les bobines du manufacturier A sont conçues pour une tension nominale de 13,8 kV. Elles sont composées de cinq spires, avec huit brins chacune. L'ISD est réalisée en utilisant deux couches de ruban de mica de 25 mm de largeur, partiellement superposées. L'isolation de masse de la bobine comprend dix couches partiellement superposées de ruban de mica de 25 mm de largeur sur la partie droite, une couche de ruban de fibre de verre de 38 mm sur 0,13 mm en bord à bord, et deux couches de peinture C8. Sur la tête de la bobine, l'isolation de masse est constituée de douze couches partiellement superposées de ruban de mica et d'une couche de ruban de fibre de verre de 38 mm sur 0,13 mm. La bobine est également équipée d'un système de protection anti-effluves à base de carbure de silicium (SiC).

Les dimensions des brins de la bobine sont de 2,0 mm sur 8,25 mm pour les brins nus, et de 2,2 mm sur 8,45 mm pour les brins avec leur isolant.

En coupe transversale, la bobine a une largeur de 24,5 mm et une hauteur de 55,6 mm. Sa longueur totale est de 3880 mm et elle a un poids de 31,6 kg. Une vue en coupe de la bobine est présentée à la Figure 3.4.

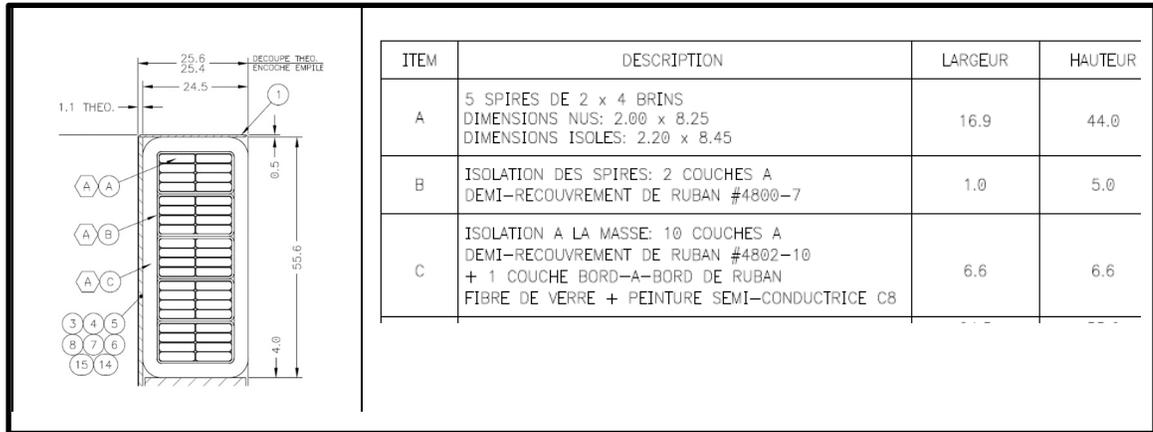


Figure 3.4 Vue en coupe de la bobine du manufacturier A

### 3.3.2 Description des bobines du manufacturier B

Les bobines du manufacturier B ont une tension nominale de 13,8 kV. Elles sont composées de six spires, comportant chacune quatre brins. L'ISD est réalisée à l'aide de ruban de mica d'une largeur de 0,42 mm et d'une hauteur de 0,32 mm. L'isolation de masse de la bobine est constituée de ruban de mica d'une épaisseur de 2,95 mm.

Les dimensions des brins de la bobine sont de 3 mm sur 7,11 mm pour les brins non isolés, et de 3,25 mm sur 7,32 mm pour les brins avec leur isolation.

En coupe transversale, la bobine mesure 21,67 mm de largeur sur 47,88 mm de hauteur. Elle a une longueur totale de 4052 mm. La vue en coupe des bobines du manufacturier B est observée au microscope est illustrée à la Figure 3.5.

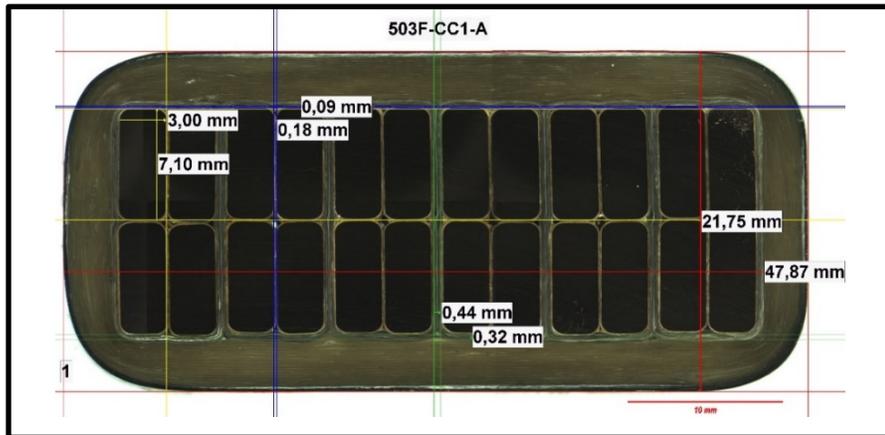


Figure 3.5 Vue en coupe de la bobine du manufacturier B

### 3.3.3 Description des bobines du manufacturier D

Les bobines du manufacturier D sont des petites bobines provenant de la centrale de Grand-Mère, sont de vieilles bobines. Le plan de ses bobines n'a pas été retrouvé. Elles comportent quatre brins. En coupe transversale, les dimensions ont été mesurées. La bobine mesure 22 mm de largeur sur 30 mm de hauteur. Elle a une longueur de 1465 mm. Une photo des petites bobines prise est illustrée à la Figure 3.6.

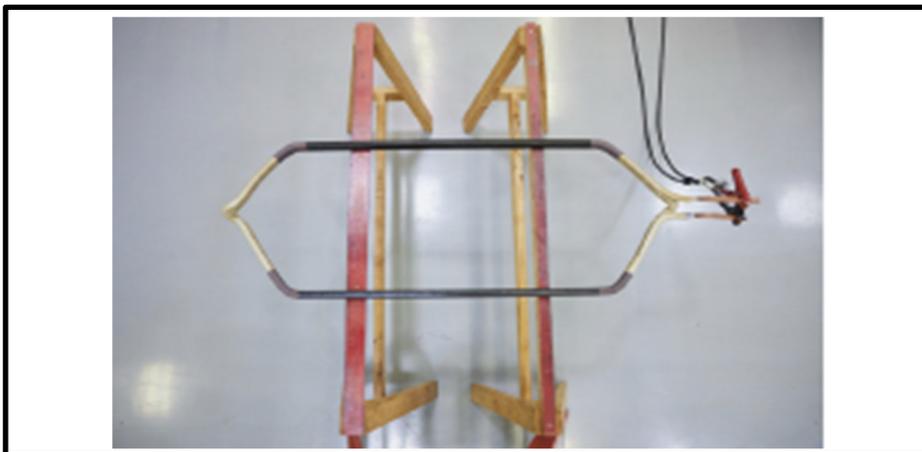


Figure 3.6 Photo des petites bobines du manufacturier D

### 3.3.4 Description de la bobine E63 provenant du manufacturier C

Les essais de simulation de défaut ont été réalisés sur la bobine E63, qui provient des bobines de réserve de l'alternateur 3 de la centrale de Beauharnois. Cette bobine a une tension nominale de 13,8 kV et est composée de trois spires. Chaque spire est constituée de 16 brins isolés individuellement, ayant une section transversale de 2,34 mm sur 7,62 mm. Une ISD pour l'ensemble de spire formée par un ruban d'époxy-mica.

La bobine présente une coupe transversale de dimensions 23,37 mm sur 73,09 mm. L'isolation de masse est également réalisée à l'aide d'un ruban d'époxy-mica. Elle a une longueur de 2108,20 mm. La coupe transversale est illustrée dans la Figure 3.7.

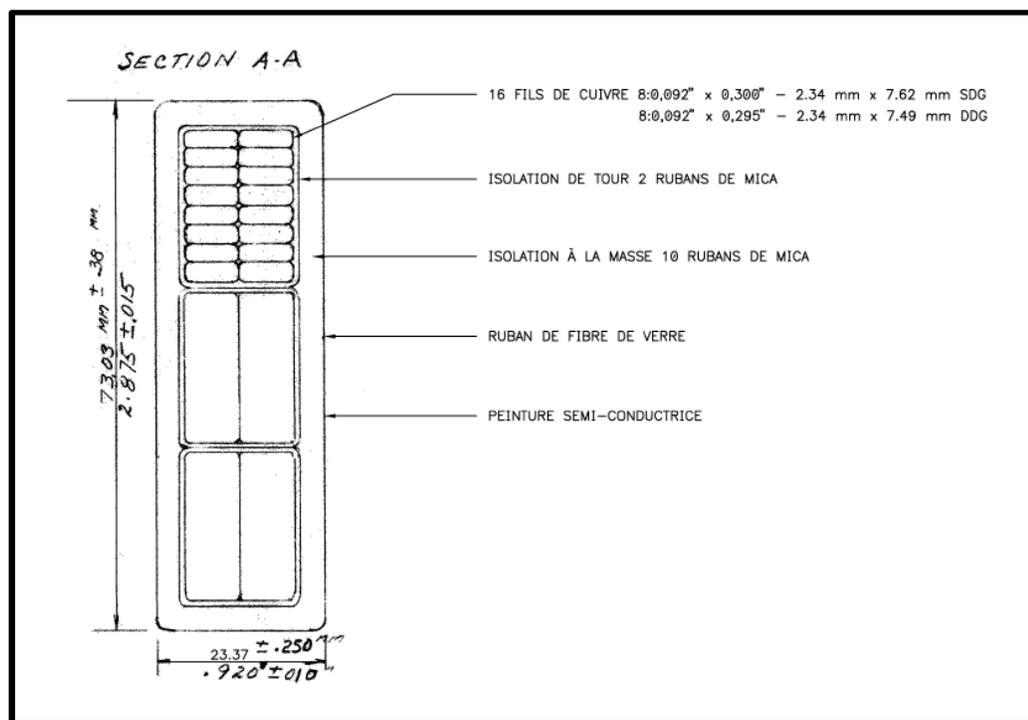


Figure 3.7 Vue en coupe transversale de la bobine E63 du manufacturier C

### 3.3.5 Résultats comparatifs des mesures SFRA pour différentes conceptions de bobines

Cette section est consacrée à l'évaluation des mesures SFRA pour différentes conceptions de bobines. Les résultats ont montré que chaque conception de bobines a une mesure SFRA qui lui est propre. Ceci est caractérisé par un circuit électrique équivalent, soit une impédance totale différente les unes par rapport aux autres. On observe que plus le nombre de spires est élevé, plus le pic minimum a une amplitude de gain élevée.

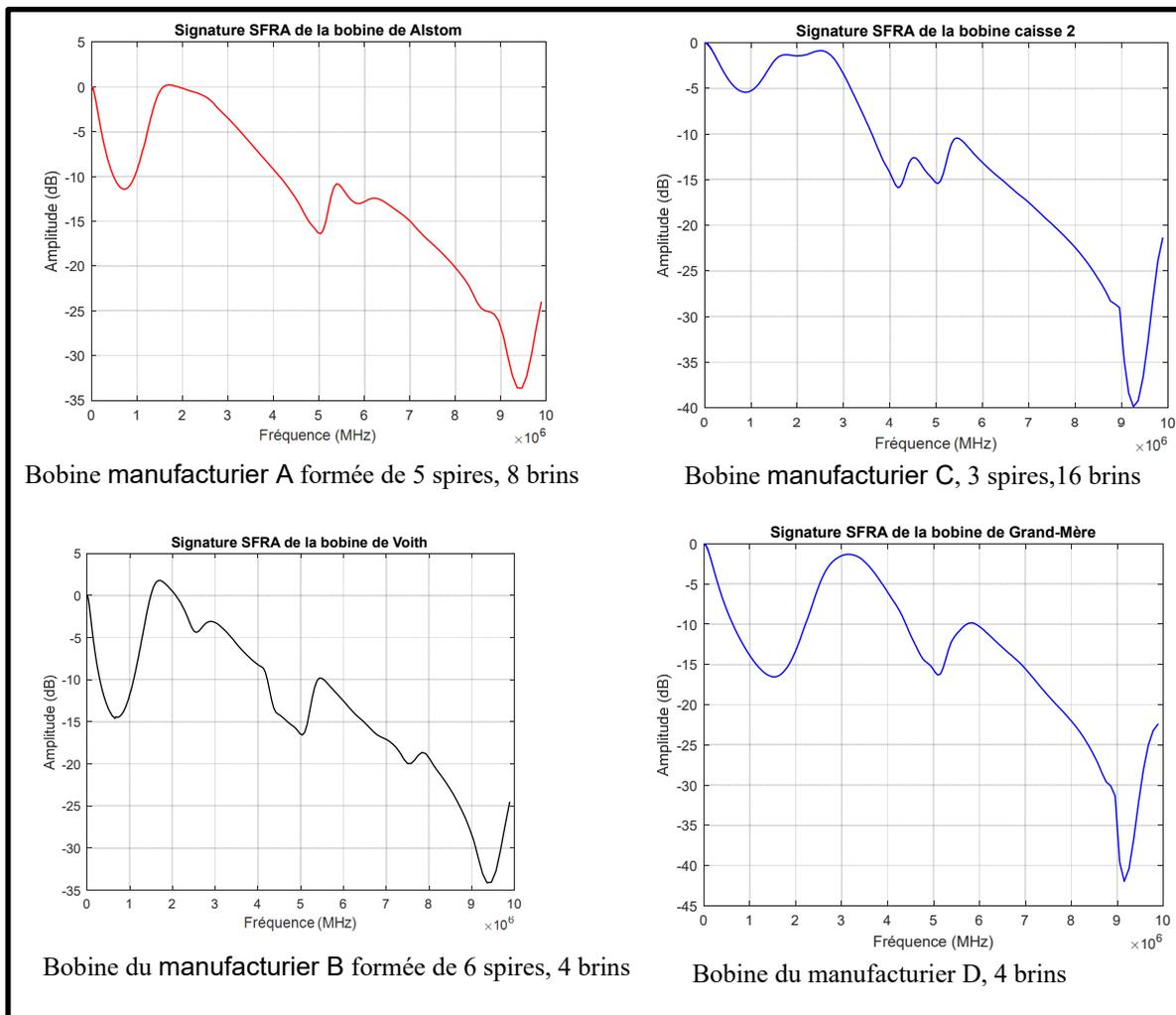


Figure 3.8 Comparaison des mesures SFRA pour différentes conceptions de bobines

### 3.3.6 Résultats comparatifs des mesures SFRA pour un même fabricant

Des mesures ont été effectuées dans l'optique de comparer les mesures SFRA des bobines de même conception et provenant d'un même fabricant. En effet, deux bobines du manufacturier B ont été choisies pour réaliser ses essais. La Figure 3.9 illustre la comparaison de la mesure SFRA des bobines n 1060 et n 36 du manufacturier B. Ces deux bobines ont une même configuration d'enroulements et elles sont formées six spires chacune avec les mêmes types d'isolation.

Les mesures SFRA des deux bobines ont montré des similitudes dans les basses fréquences. Mais en haute fréquence, la réponse en fréquence des deux bobines diverge légèrement à cause des effets parasites dus à l'influence des circuits externes (environnementaux) : c'est une mesure très sensible. Ainsi, si on n'a pas une mesure de référence pour une bobine quelconque à l'état vieilli, on peut utiliser la mesure SFRA de référence d'une bobine identique dans sa conception.

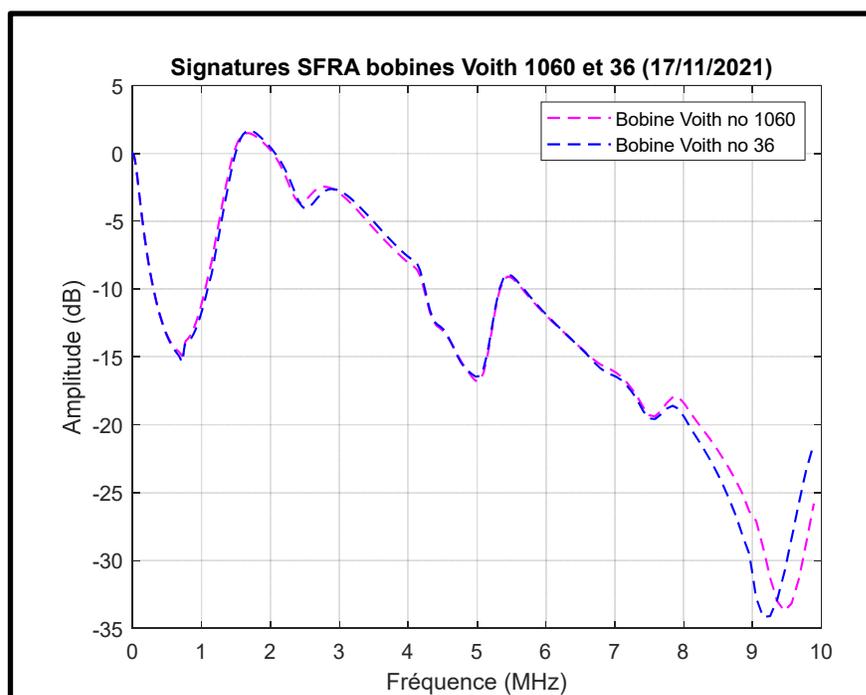


Figure 3.9 Comparaison de la mesure SFRA des bobines no1060 et no 36 du manufacturier B

### **3.3.7 Résultats comparatifs des mesures SFRA pour des bobines avec et sans équerre en aluminium**

Cette section montre l'impact de la présence des équerres installées sur les deux jambes sur une petite bobine de la centrale de grand-mère sur la mesure SFRA. La Figure 3.10 illustre les courbes de mesures SFRA d'une bobine de Grand-Mère obtenues pour une configuration sans équerre (à gauche) et une configuration avec équerre (à droite). Tandis que la Figure 3.11 illustre une superposition des mesures SFRA d'une bobine du manufacturier B avec et sans installation des équerres sur les jambes de la bobine avec MALT au centre de la bobine.

L'analyse de ces deux figures montre que les mesures SFRA d'une bobine avec et sans installation d'une équerre sur les parties droites de la bobine ont des comportements différents. La mesure SFRA sans installation de l'équerre donne une réponse fréquentielle comportant une résonance principale avec une amplitude importante et des résonances secondaires en hautes fréquences. La résonance principale est propre à la bobine d'essai. Pour la bobine placée dans les équerres, la mesure SFRA présente des résonances qui ne sont pas associées à des amplitudes de gain maximal. Les pics de gain observables sur la mesure ne sont pas formés aux fréquences de résonances (passage de zéro de la phase). Les équerres ajoutent un circuit supplémentaire à celui de la bobine propre, ce qui se traduit par le fait que sa mesure a un comportement différent de celle de la bobine seule. L'ajout des équerres masque les fréquences de résonances propres de la bobine simple observée sur la mesure de la bobine sans équerre et les déplace vers les plus grandes valeurs.

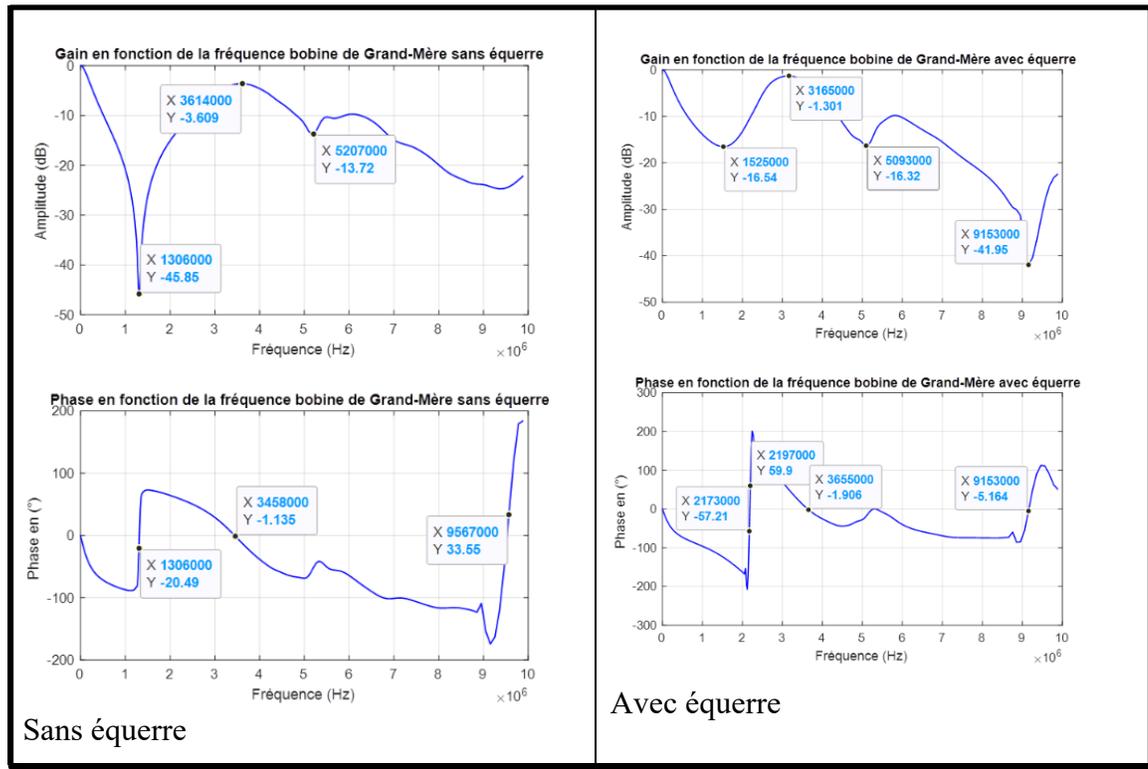


Figure 3.10 Mesure d'une petite bobine du manufacturier D avec et sans équerre installée sur les deux jambes de la bobine

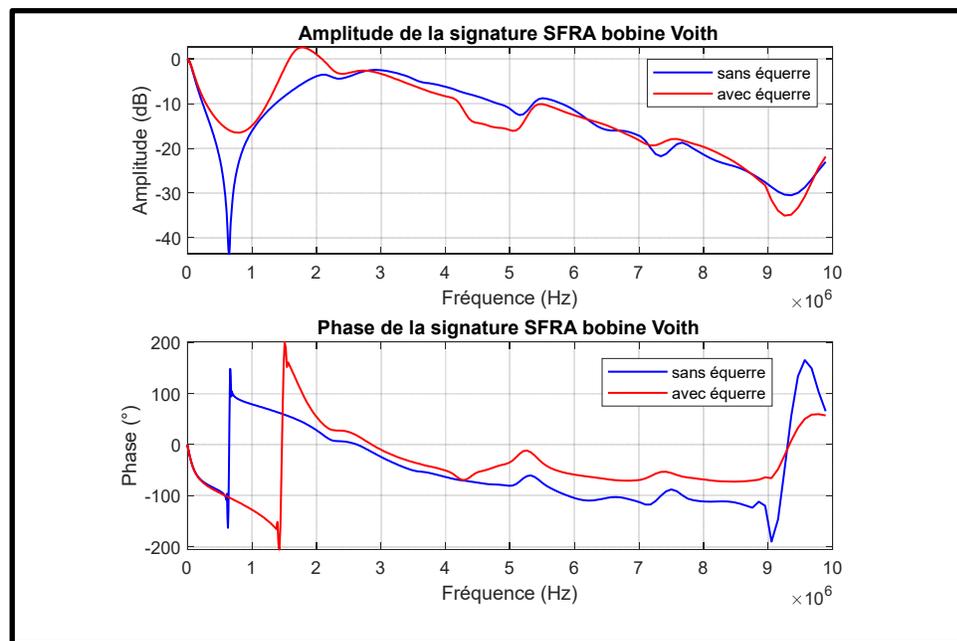


Figure 3.11 Superposition des mesures SFRA d'une bobine du manufacturier B avec et sans installation des équerres sur les jambes

### 3.3.8 Résultats comparatifs des mesures SFRA d'une bobine avec défaut et sans défaut d'isolation de masse

Dans cette section, la mesure SFRA à l'état initial a été enregistrée, puis comparée avec la mesure SFRA lorsque l'isolation de masse a été enlevée sur le site 1 (tête de la bobine du côté opposé à la connexion (COC)). La Figure 3.12 compare les mesures SFRA de la bobine no E63 de réserve de l'alternateur 3 de la centrale de Beauharnois avec et sans isolation de masse sur le site 1.

Les amplitudes des mesures SFRA avec et sans isolation de masse sur la tête de la bobine sont comprises dans deux zones, numérotées 1 et 2. La zone 1 est une zone sans influence, les deux mesures SFRA étant superposées, tandis que la zone 2 correspond à la zone d'influence: on y observe des écarts d'amplitude dans la bande de fréquence de 1,612 MHz à 10 MHz.

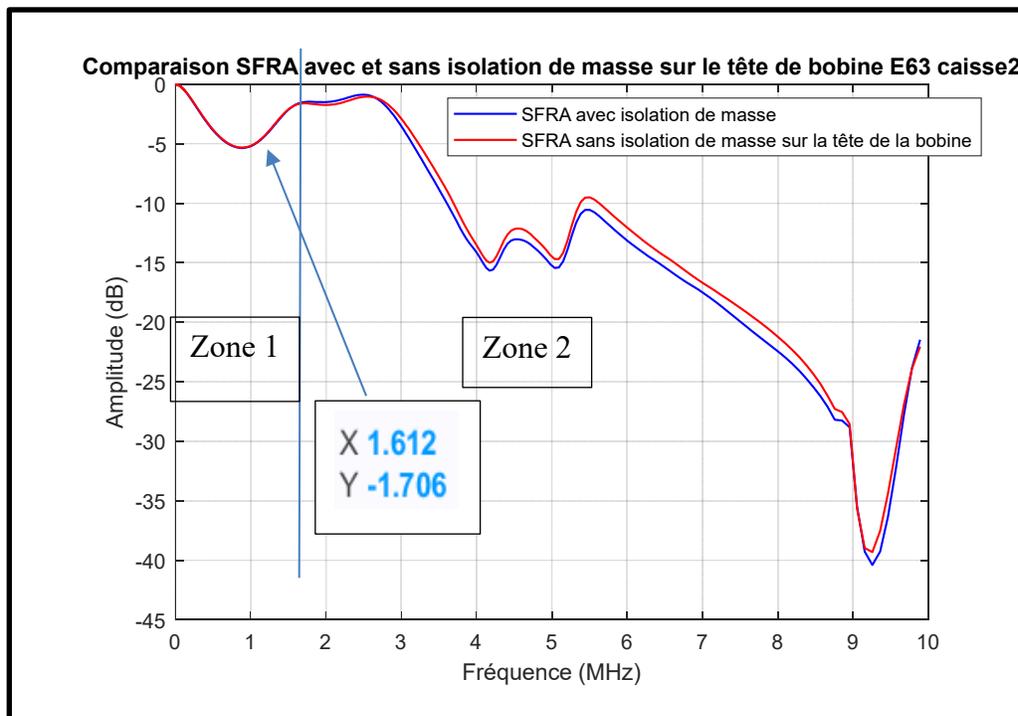


Figure 3.12 Comparaison des mesures SFRA avant et après le retrait de l'isolation de masse sur la tête de la bobine COC

### **3.4 Simulation des défauts de l'ISD**

Des simulations de défauts de l'ISD qui consistait en l'insertion de résistance de défauts entre deux spires sur une bobine en inventaire à l'IREQ ont été effectuées afin de d'étudier leur influencent sur la réponse SFRA. La simulation des défauts de l'ISD a été effectuée sur la bobine E63 décrite dans la session 3.3.4. Un rapport sur la simulation des défauts a été rédigé lors de mon mémoire à l'IREQ intitulé Rapport IREQ-2023-0003 « *Simulation de défauts entre spires sur des bobines individuelles par insertion de résistances* ». Cette section présente la méthodologie et les résultats des mesures.

#### **3.4.1 Procédure d'insertion de défaut d'ISD par ajout de résistances**

Cette section décrit les étapes détaillées pour l'insertion de la ou des résistances de défaut entre deux spires permettant de simuler des défauts de l'ISD. Elle présente aussi les essais effectués au préalable sur un échantillon, soit la bobine E63 qui fait partie de l'inventaire des bobines de l'IREQ.

#### **3.4.2 Matériel nécessaire lors des essais**

Pour les essais en laboratoire, plusieurs équipements sont nécessaires, notamment :

- Mégohmmètre (Megger MIT420) ;
- Outillage pour le retrait de l'ISD (perceuse, disque à découper Dremel et couteau utilitaire de type exacto) ;
- Appareil de soudage Weller
- Analyseur de réponse en fréquence (Doble M5100).

#### **3.4.3 Mesure des valeurs de résistance entre brins et essai de continuité**

L'état de l'ISD a été vérifié par la mesure de résistance entre brins qui consiste à mesurer la résistance entre les brins situés sur le bord du conducteur de cuivre et adjacents à une autre spire. Cette mesure permet de vérifier qu'il n'existe pas de court-circuit entre les spires.

Les essais de continuité et de mesure de résistance entre brins nécessitent de mettre les brins à nu. Pour ce faire, on a sablé avec du papier émeri chaque brin du conducteur de chaque bobine, pour éviter une résistance de contact entre les pinces d'alimentation et les conducteurs de cuivre. Afin d'identifier correctement l'emplacement des brins à chacune des extrémités du conducteur, un essai de continuité a été effectué entre les deux extrémités à l'aide d'un mégohmmètre MIT420. La Figure 3.13 présente la correspondance des brins entre les deux extrémités de la bobine. Chacun des brins a été numéroté à l'aide d'un marqueur aux deux extrémités.

	1	16			16	1	
	2	15			15	2	
	3	14			8	9	
	4	13			7	10	
	5	12			6	11	
	6	11			5	12	
	7	10			4	13	
	8	9			3	14	
a) Numérotage des brins à l'extrémité de la jambe de fond				b) Numérotage des brins à l'extrémité de la jambe d'entrefer			

Figure 3.13 Numérotation des brins aux extrémités de la bobine

Une fois les brins numérotés, une mesure de la résistance de l'isolant électrique entre brins a été faite pour tous les brins adjacents à la spire voisine, soit les brins n 1, 8, 9, 16, 3 et 14.

La mesure a été effectuée avec un mégohmmètre Megger (voir laFigure 3.14). Une tension continue de 250 V a été appliquée entre deux brins adjacents à une autre spire pendant 30 secondes.

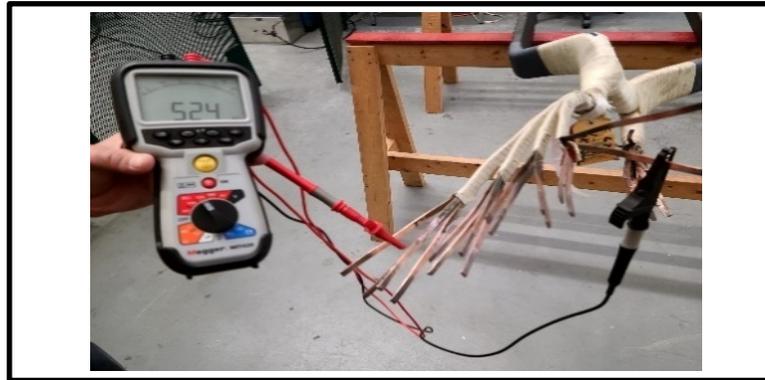
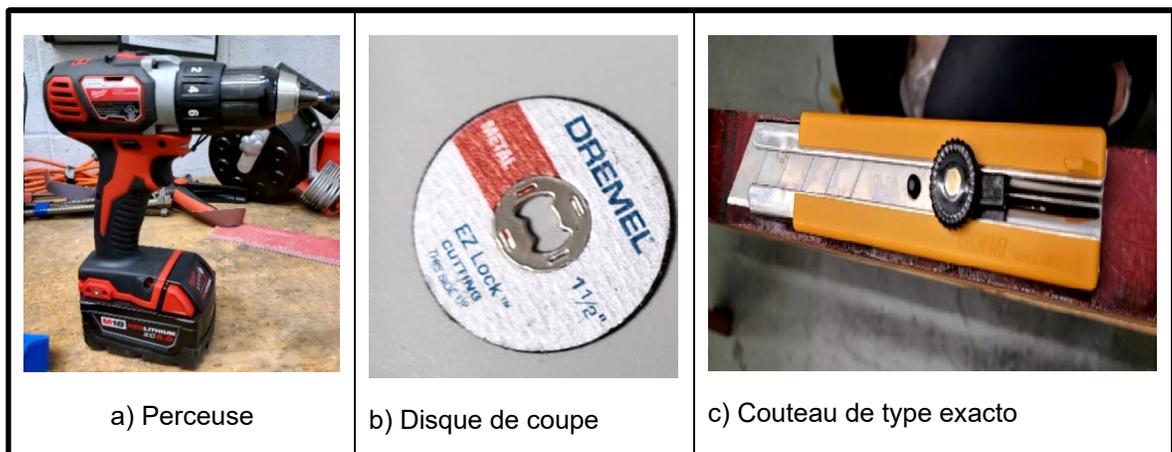


Figure 3.14 Mesure des résistances entre brins avec le mégohmmètre Megger

#### 3.4.4 Procédure de retrait de l'isolation de masse sur la tête de la bobine COC

L'objectif de cette étape est d'accéder à la couche de l'isolation de masse de la bobine afin de donner l'accès à l'isolation de spires.

L'isolation de masse a été enlevée couche après couche jusqu'à atteindre l'isolation des spires dédiée. À cette fin on a utilisé une perceuse munie d'un disque de coupe Dremel, ainsi qu'un couteau utilitaire de type exacto (voir la Figure 3.15).



a) Perceuse

b) Disque de coupe

c) Couteau de type exacto

Figure 3.15 Outils nécessaires pour le retrait de l'isolation de masse

L'opération de retrait de l'isolation de masse a été faite minutieusement par pelage, couche après couche, jusqu'à atteindre l'ISD. Les étapes successives sont illustrées à la Figure 3.16.



Figure 3.16 Étapes du retrait de l'isolation de masse

### 3.4.5 Retrait de l'ISD et essais de continuité des brins sur la tête de la bobine COC

Le retrait de l'isolation de masse donne accès à l'ISD. Le retrait de l'ISD a été effectué successivement, couche après couche et ceci pour toutes les spires utilisées pour les essais afin d'atteindre les conducteurs de cuivre. Après cette étape, les différentes spires et les différents conducteurs de cuivre isolés sont maintenant visibles, comme le montre la Figure 3.17.



Figure 3.17 Étapes du retrait de l'ISD

Une fois l'ISD enlevée, l'isolation de brins conducteurs a été enlevée pour avoir un bon contact, et un essai de continuité a été fait afin de d'identifier les différents numéros de brin aux extrémités de la bobine, comme le montre la Figure 3.19. Cet essai a permis de valider l'emplacement des brins à l'endroit où l'ISD a été retirée.

Le montage de la Figure 3.19 comporte un câble qui est celui illustré à la Figure 3.18 connecté entre les brins de l'extrémité du conducteur préalablement identifiés à l'étape initiale et ceux à l'emplacement du défaut, à la tête de la bobine. On met une des pinces du câble sur un brin dont on connaît le numéro à l'extrémité de bobine, et on place successivement l'autre pince sur les différents brins dénudés à la tête de la bobine ; un signal sonore indique le brin approprié.



Figure 3.18 Câble AWG

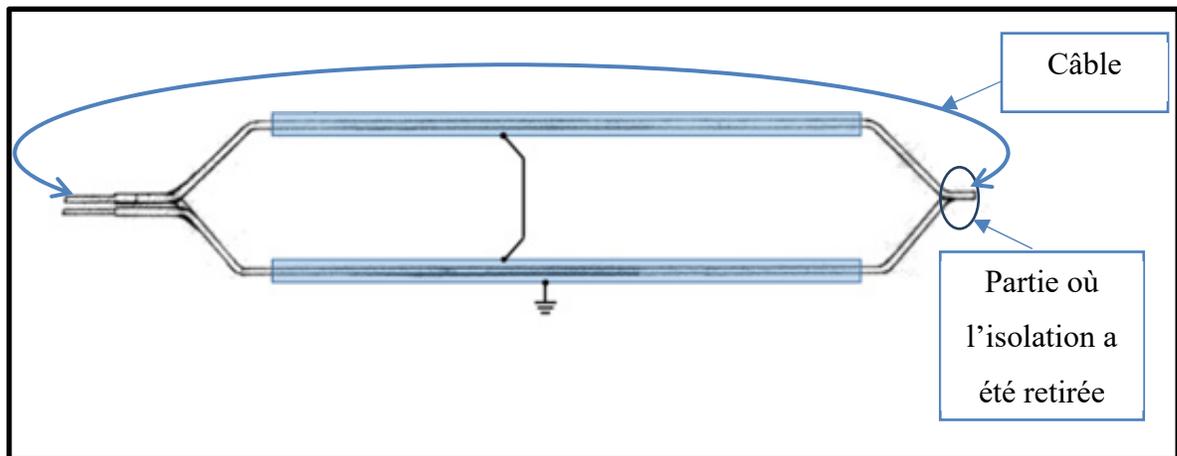


Figure 3.19 Schéma des essais de continuité servant à déterminer les numéros de brin sur la partie dénudée de la tête de la bobine

L'identification a été faite pour la spire<sup>o</sup>2. Les numéros de brin sont, de gauche à droite : 1, 2, 9, 10, 11, 12, 13 et 14 (voir la Figure 3.20). Cette séquence est la même pour les trois spires, comme le montre la Figure 3.21.

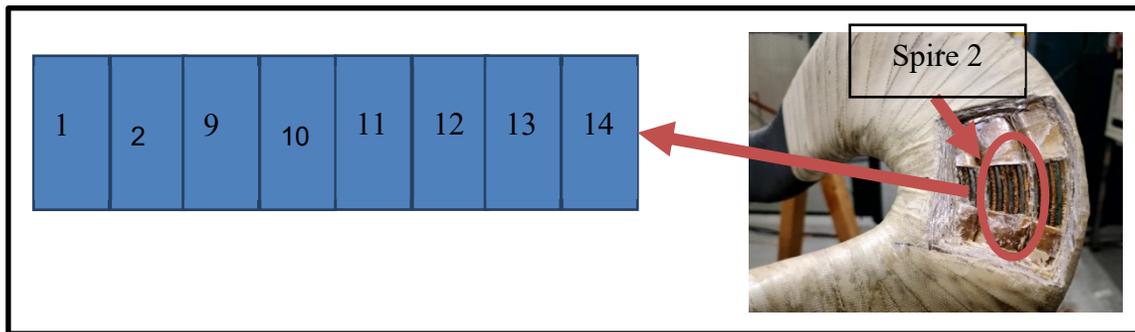


Figure 3.20 Identification des brins sur la partie dénudée de la tête de la bobine

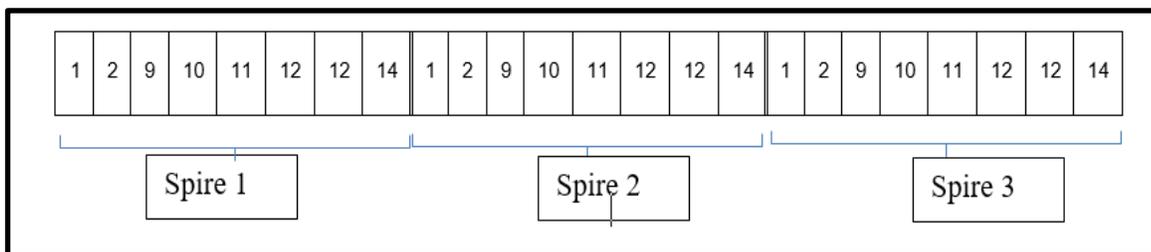


Figure 3.21 Configuration des numéros de brin sur la partie dénudée de la tête de la bobine

### 3.4.6 Retrait de l'isolation sur la tête de la bobine CC et sur la partie droite de la bobine

Les mesures SFRA ont été faites avec insertion d'une résistance sur la tête de la bobine COC. Par la suite, l'isolation de masse et l'isolation de spire ont été retirées à deux autres endroits différents sur la bobine : sur la tête de la bobine côté connexion (CC) et sur la partie droite près de la tête de la bobine CC. Au total, l'isolation a été retirée à trois endroits différents de la bobine, comme le montre la Figure 3.22.

La couleur de l'isolation enlevée sur la partie droite est très foncée, comme le montre la Figure 3.23 d). Un défaut est probablement survenu à cet endroit, ou alors la température était très élevée lors de l'imprégnation de l'isolation. Les photos de la Figure 3.23 montrent clairement le détail des retraits de l'isolation.

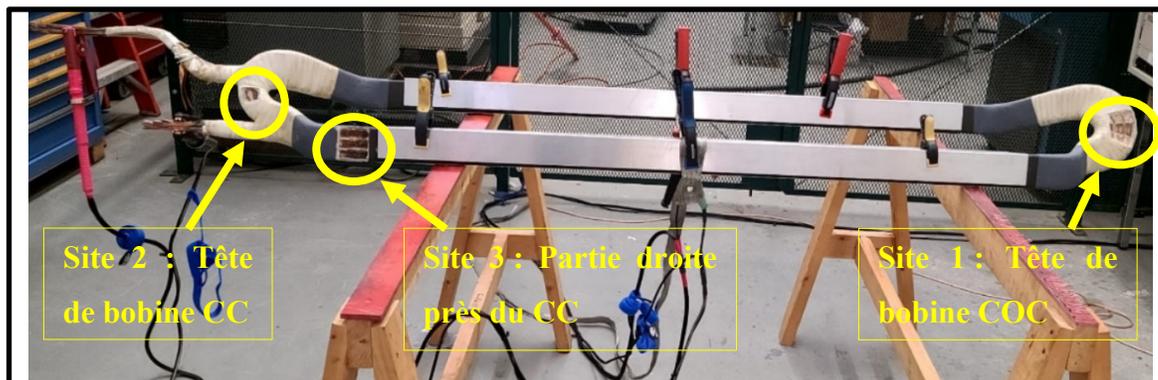


Figure 3.22 Vue générale des retraits de l'isolation de masse et de spire à trois endroits

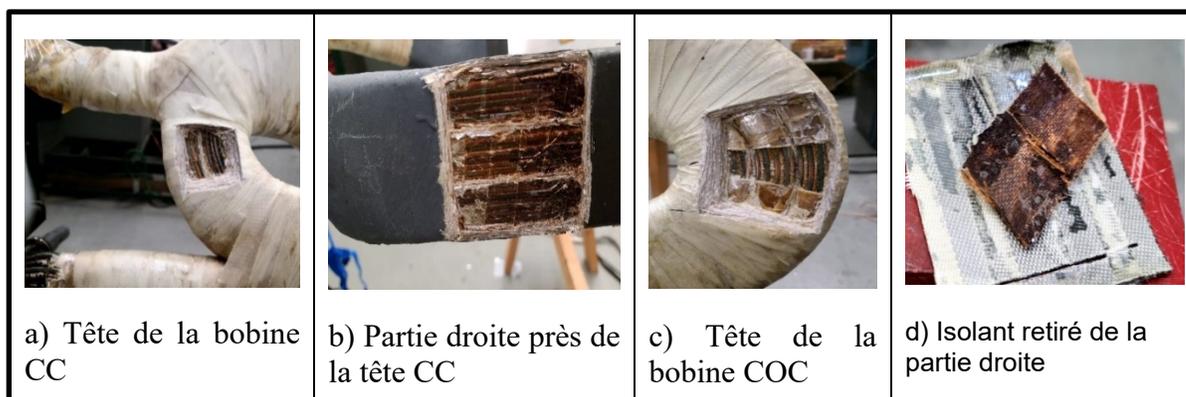


Figure 3.23 Détail de chaque retrait d'isolation de masse et de spire à trois endroits et isolant retiré de la partie droite de la bobine

La première étape consistait à retirer l'isolation de brin sur ces deux brins et à les sabler (voir la Figure 3.24) en vue du soudage.

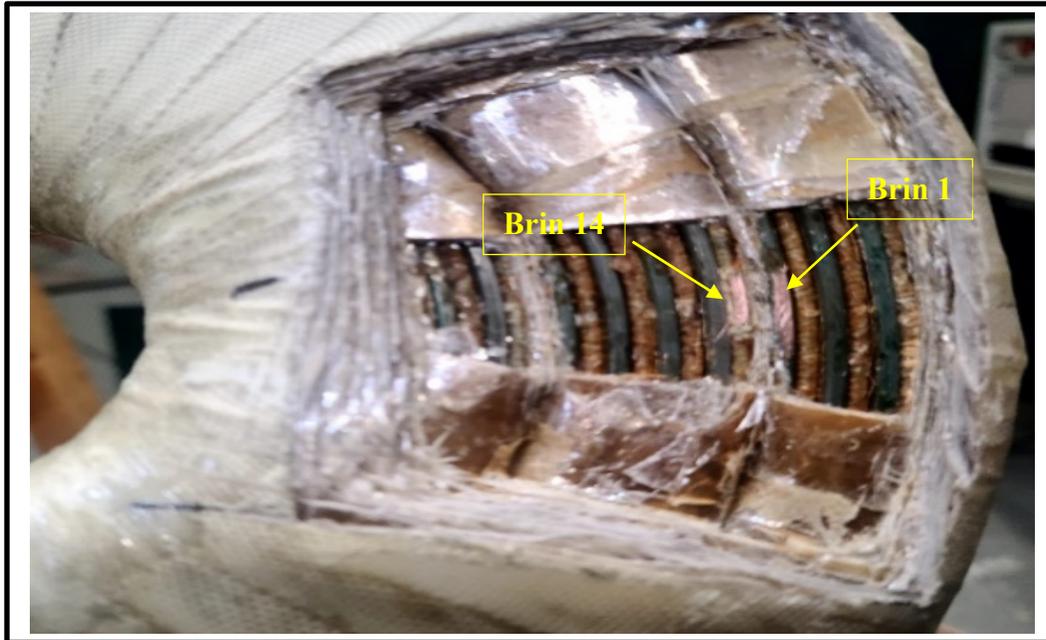


Figure 3.24 Vue des brins 14 et 1 dénudés et sablés

Ensuite, le raccordement du terminal block PBC a été effectué au moyen de deux fils préalablement dénudés avec une pince à dénuder (partie gauche de la Figure 3.25) pour être ensuite soudés sur les deux brins (partie droite de la Figure 3.25). Ainsi les résistances pourront être insérées et changées commodément.



Figure 3.25 Pince à dénuder (à gauche) et opération de soudage (à droite)

Toutefois, les soudures n'ont pas tenu, ce qui a freiné le déroulement des essais. Pour contourner ce problème, un autre moyen a été adopté pour le raccordement des résistances d'essai : le recours à un ruban non conducteur. La résistance de ce ruban a été mesurée à l'aide d'un multimètre Tektronix pour confirmer sa non-conductivité (voir la Figure 3.26).

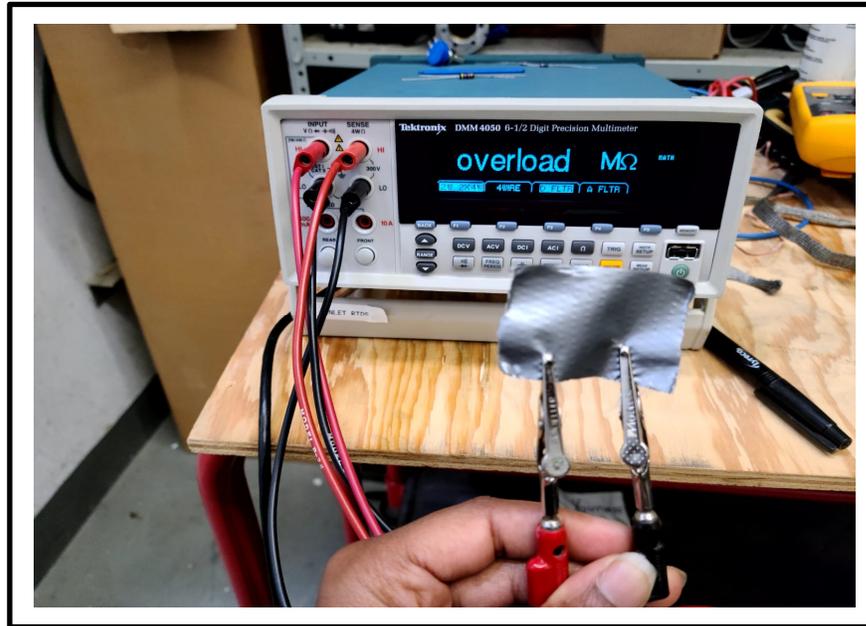


Figure 3.26 Mesure de la résistance du ruban non conducteur

L'installation des différentes résistances simulant un défaut de l'ISD a été faite au moyen d'un ruban adhésif non conducteur. Le ruban est appliqué de manière que chaque extrémité de la résistance de défaut soit en contact direct avec les deux brins de spire souhaités (Figure 3.28).

Les résistances utilisées ont été mesurées au moyen du multimètre Tektronix et contre-vérifiées d'après leur code de couleurs. Les valeurs mesurées sont présentées au Tableau 3.1. La Figure 3.27 montre le multimètre en train d'afficher la valeur d'une résistance. Au total, 22 résistances ont été utilisées pour créer des défauts.

Tableau 3.1 Valeurs des différentes résistances mesurées par multimètre

Numéro de la résistance	Valeur de la résistance (k $\Omega$ )	Numéro de la résistance	Valeur de la résistance (k $\Omega$ )
1	0,063	12	100,021
2	0,150	13	148,755
3	0,200	14	199,991
4	0,298	15	240,061
5	0,433	16	299,33
6	0,553	17	513,501
7	0,999	18	704,881
8	3,901	19	999,351
9	9,966	20	4 550,000
10	20,038	21	11 788,000
11	51,851	22	23 280,000

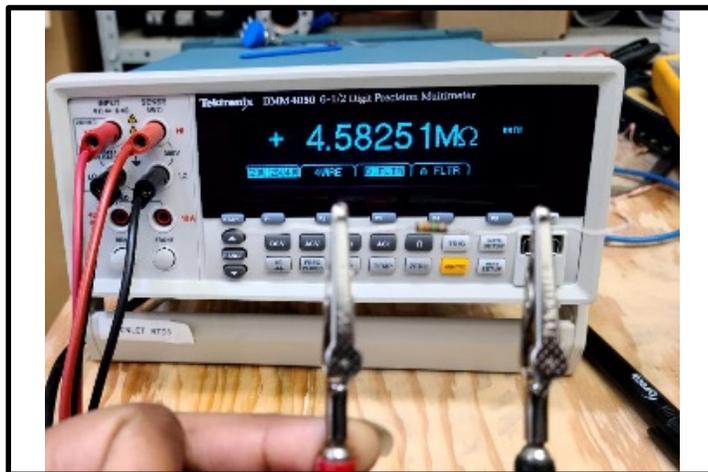


Figure 3.27 Multimètre Tektronix utilisé pour les mesures

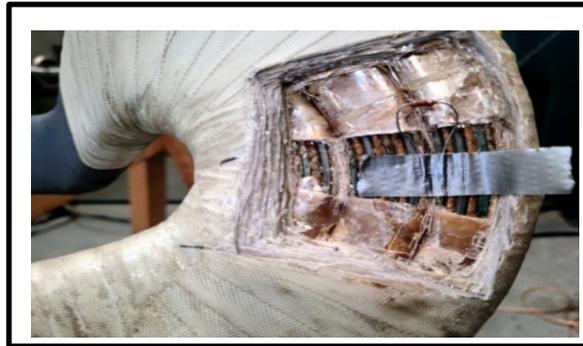


Figure 3.28 Installation des résistances de défaut de l'ISD

### 3.4.7 Résultat de l'impact des défauts de l'ISD de la bobine par insertion de résistance sur la mesure SFRA avec installation des équerres sur les parties droites de la bobine

L'influence de la valeur de la résistance de défaut de l'ISD est évaluée dans cette section. La Figure 3.29 présente les mesures SFRA des 23 essais correspondant aux 22 résistances de défaut ainsi qu'à l'absence de résistance de défaut.

Cinq zones sont observables dans le profil des mesures SFRA (zones A, B, C, D et E) ; leurs intervalles de fréquence sont présentés au tableau 3.2. Ces zones ont été définies en fonction des variations observées dans différentes conditions d'essai afin de faciliter l'analyse comparative des mesures SFRA.

Tableau 3.2 Zones d'influence et de non-influence de la mesure SFRA

Zone A	Zone B	Zone C	Zone D	Zone E
Moins de 0,1 MHz	0,1-3,8 MHz	3,8-5,0 MHz	5,0-8,5 MHz	8,5-10 MHz

En résumé, les zones B, C et E sont des zones d'influence tandis que dans les zones A et D, les résistances de défaut n'exercent aucune influence sur la mesure SFRA. Dans la zone B, l'influence des résistances se manifeste par un écart d'amplitude vers le bas au fur et à mesure que la résistance de défaut augmente, tandis que dans les zones C et E, l'influence des défauts se manifeste par un écart d'amplitude vers le haut. À très haute fréquence, les résistances de

défaut influencent très faiblement la mesure SFRA. La bande de fréquence qui est le plus influencée par les défauts et celle de la zone B, soit entre 0,1 et 3,8 MHz.

En effet, plus la résistance est petite, plus la diminution se voit être importante. Comme observé, à mesure que la résistance de défaut augmente, les changements dans la réponse sont plus légers et la détection de défaut entre spires n'est pas si claire. Selon cela, la détection de défaut entre spires est réalisable pour une valeur de résistance de défaut proche d'une valeur de zéro, ce qui représente un défaut de l'ISD.

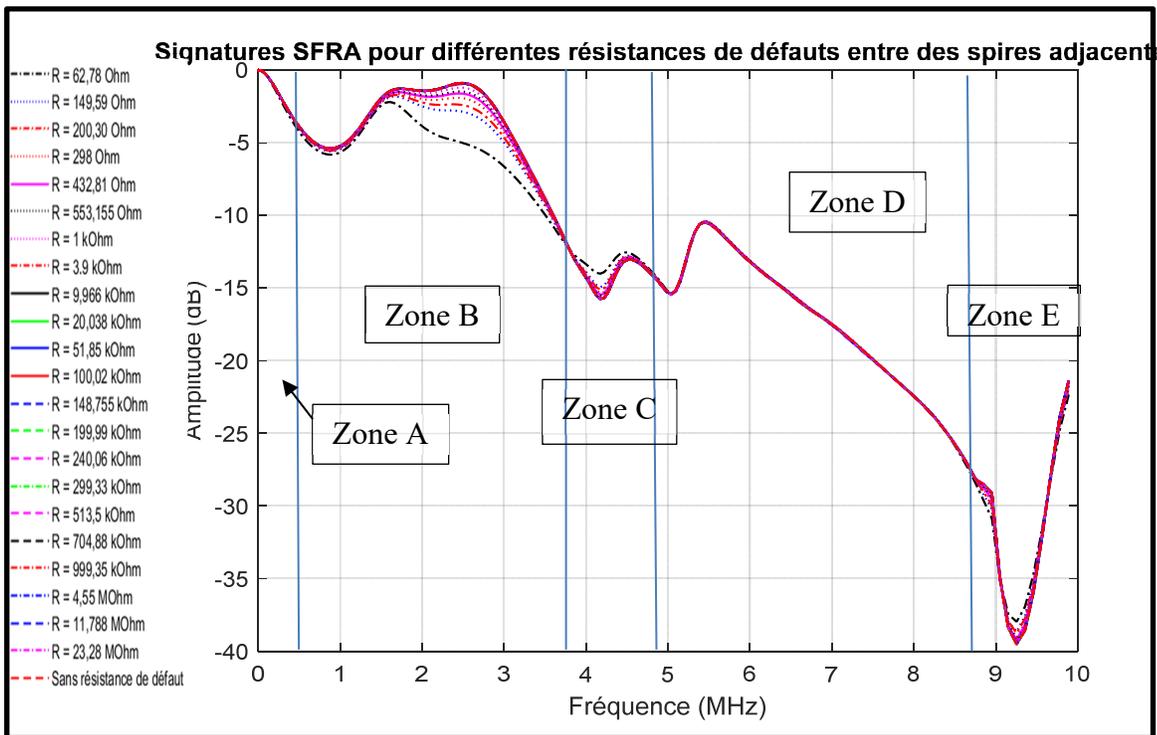


Figure 3.29 Mesure SFRA pour différentes valeurs de résistance insérées entre spires adjacentes sur le site 1

### 3.4.8 Résultat de l'influence de la résistance de défaut sur la mesure SFRA pour une bobine n E63 sans équerre

Cette section est destinée à l'analyse des résultats sur l'influence des défauts de résistances sur la mesure SFRA d'une bobine individuelle sans insertion des équerres sur les deux jambes de la bobine. Ces essais ont été faits sur la bobine no E63.

Les résultats montrent que les résistances de défaut créent un écart dans le gain d'amplitude. Cependant, lorsque les résistances de défaut sont très faibles de l'ordre de  $62,258 \Omega$  et moins, on observe en plus d'un écart d'amplitude, un déphasage de fréquence également sur la mesure SFRA dans les fréquences en dessous de 4,5 MHz. En haute fréquence, les écarts sont négligeables.

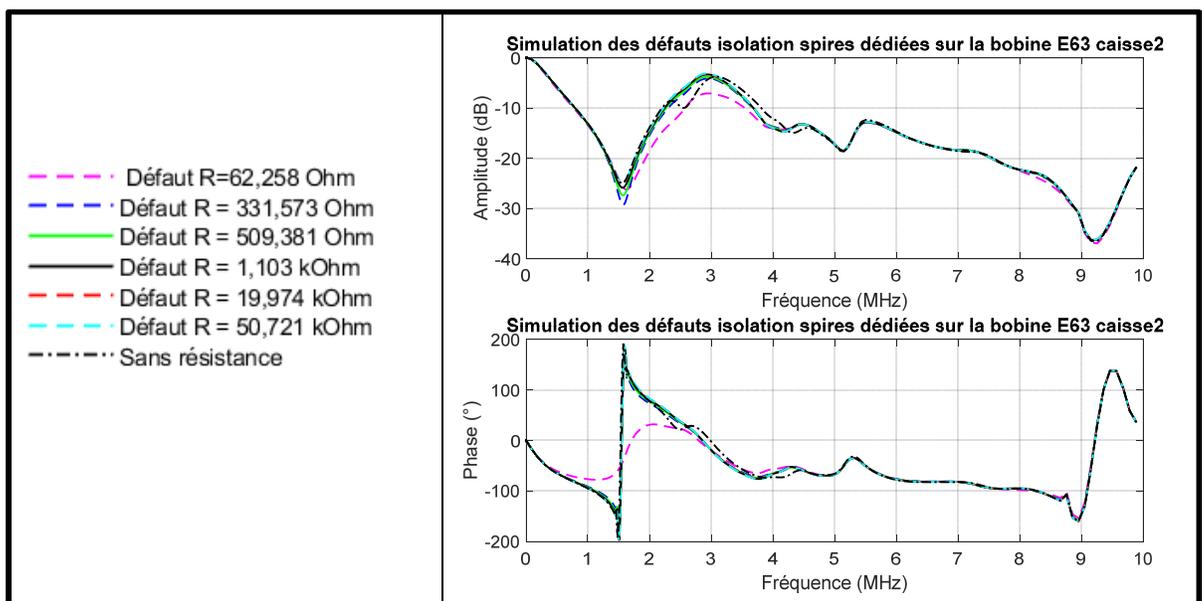


Figure 3.30 Impact de défaut de valeurs de résistances supérieure à  $62,258 \Omega$  sur la mesure SFRA pour une bobine sans équerres installées sur les deux jambes de la bobine

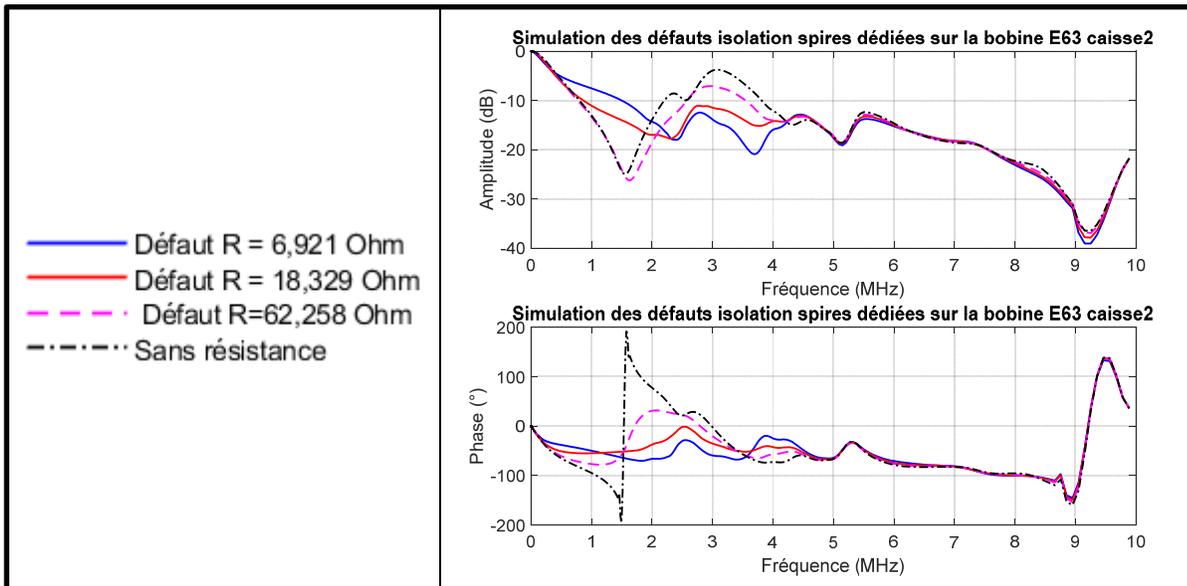


Figure 3.31 Impact de défaut de résistances faibles de 62,258  $\Omega$  et moins sur la mesure SFRA pour une bobine sans équerres installées sur les deux jambes de la bobine

### 3.5 Identification de la symétrie dans la bobine E63 à l'aide de la mesure SFRA

L'analyse de l'identification de la symétrie dans la bobine a été effectuée sur la bobine E63 décrites dans la session 3.3.4, en inventaire à l'IREQ. Pour identifier la symétrie propre d'une bobine, plusieurs configurations de mesure ont été faites. Deux valeurs de résistance (0,063 k $\Omega$  et 0,999 k $\Omega$ ) ont été insérées tour à tour à cinq positions différentes sur les brins du site 1. La Figure 3.32 illustre les cinq configurations d'insertion de résistance de défaut d'isolation. Seuls les brins d'extrémité (1 et 14) de chaque spire ont été utilisés. Le tableau 3.3 résume les cinq différentes configurations :

- Dans la configuration 1, la résistance est insérée entre le brin 14 de la spire 1 et le brin 14 de la spire 3 ;
- Dans la configuration 2, la résistance est insérée entre le brin 14 de la spire 1 et le brin 14 de la spire 2 ;
- Dans la configuration 3, la résistance est insérée entre le brin 14 de la spire 1 et le brin 1 de la spire 2 ;

- Dans la configuration 4, la résistance est insérée entre le brin 14 de la spire 2 et le brin 1 de la spire 3 ;
- Dans la configuration 5, la résistance est insérée entre le brin 1 de la spire 2 et le brin 1 de la spire 3.

Tableau 3.3 Configurations d'insertion des résistances de défaut

N° de configuration	N° de spire de début / N° de brin	N° de spire de fin / N° de brin
1	1 / 14	3 / 14
2	1 / 14	2 / 14
3	1 / 14	2 / 1
4	2 / 14	3 / 1
5	2 / 1	3 / 1

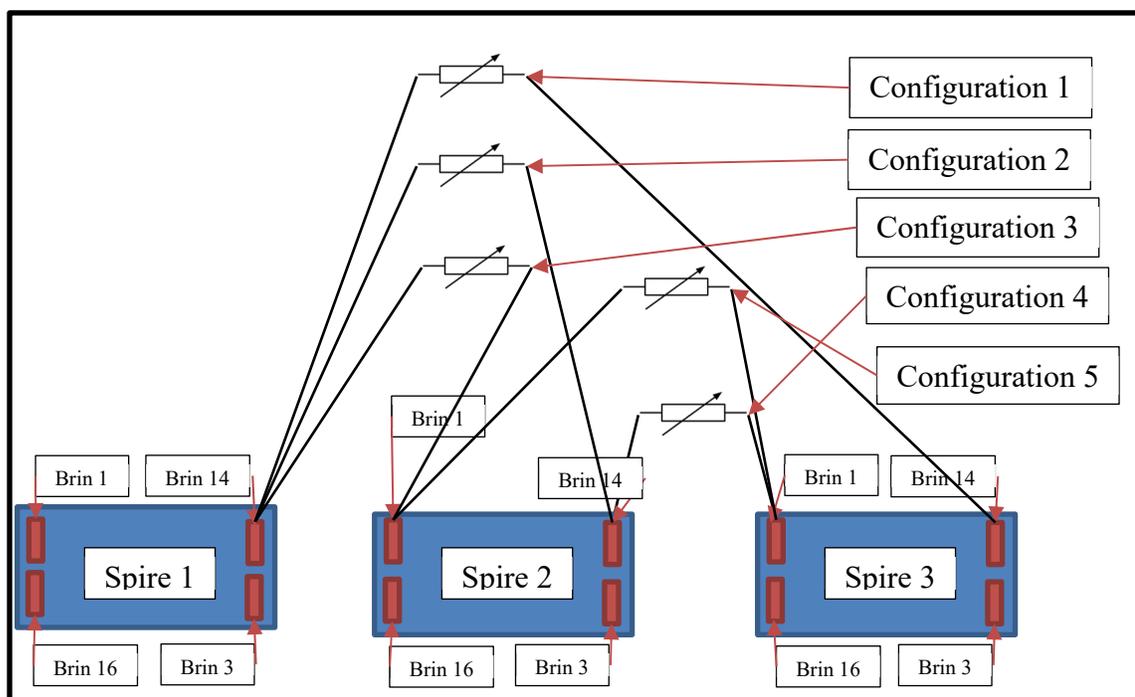


Figure 3.32 Configurations d'insertion de résistance de défaut sur le site 1

La Figure 3.33 illustre les mesures SFRA obtenues pour les cinq configurations d'insertion des résistances de défaut. Cinq zones sont observables dans le profil des mesures SFRA (zones A, B, C, D et E). Seules les zones C et D ont un intervalle de fréquence différent par rapport à l'étude précédente.

En résumé, la zone D s'ajoute aux zones d'influence B, C et E précédemment citées. Dans la zone B, l'influence des résistances de défaut se manifeste par un écart d'amplitude vers le bas. Au fur et à mesure que la résistance de défaut diminue, l'écart augmente. Dans les zones C et E, l'influence des défauts se manifeste par un écart d'amplitude vers le haut uniquement pour des défauts insérés entre deux brins adjacents de spires adjacentes (configurations 3 et 4) ; pour le reste de configurations, l'écart est vers le bas comme dans la zone B. La bande de fréquence qui est le plus influencée par les défauts est celle des zones B et C, soit entre 0,1 et 7,3 MHz.

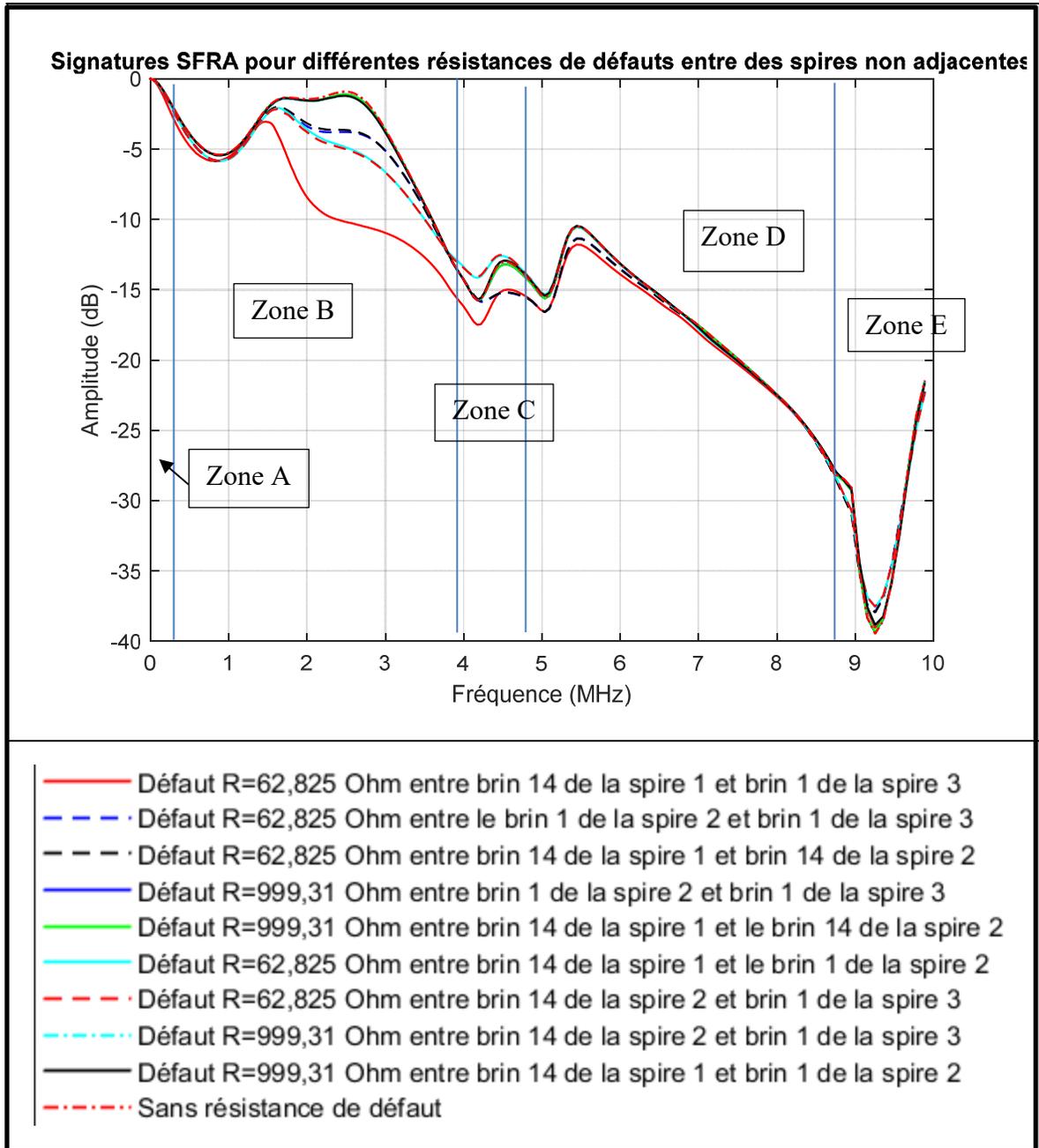


Figure 3.33 Mesure SFRA pour différentes valeurs de résistance insérées entre spires non adjacentes sur le site 1

L'étude montre que les mesures SFRA des configurations no 2 et no 5 (courbes noire et bleu discontinues) sont identiques pour une même valeur de résistance de défaut de l'ISD.

De même, pour les configurations 3 et 4 (courbes bleu ciel continue et rouge discontinue), les mesures sont également similaires pour une même valeur de résistance de défaut.

Cependant, pour les résistances de défaut entre les brins des spires no 1 et no 3 (spires non adjacentes), l'écart d'amplitude vers le bas est important. Cet écart est visible sur une large plage de fréquence dans les zones B, C et D.

En définitive, cette étude a permis de voir que les réponses SFRA sont symétriques par rapport au centre de l'enroulement, comme c'est le cas dans les articles (F. R. Blánquez et al., 2013) et (F. Blánquez, Platero, Rebollo, & Blázquez, 2015).

Les résultats obtenus ont montré que la symétrie de l'impédance de la bobine peut être perceptible en utilisant la mesure SFRA. La bobine d'essai est formée de trois spires. En effet, avoir un défaut entre les spires un et deux et c'est la même chose qu'avoir le même défaut entre les spires deux et trois.

### **3.6 Conclusion et interprétation générale**

Cette étude a permis de souligner certaines conclusions générales. Comme prévu, la réponse en fréquence SFRA permet de détecter clairement des défauts de l'ISD pour des valeurs de résistance de défaut de 150 Ohms et moins. À partir d'une valeur de 150  $\Omega$  le défaut devient visible sur la mesure SFRA. L'influence de la résistance de défaut est également observable dans la réponse en fréquence SFRA. De plus, les défauts entre spires sont détectés dans la plage entre 0,8 et 5 MHz.

Les résultats obtenus des essais de détection des défauts de l'ISD dans les bobines de stator individuelles rendent cette technique attrayante pour le processus de contrôle de qualité dans le processus de fabrication des bobines de stator. Cette étude pourrait servir de vérification de l'état des bobines haute tension lors de sa conception.

La possibilité d'utiliser la mesure des réponses en fréquence SFRA sur les bobines statoriques d'alternateur est basée sur le processus de mesure et les expériences d'analyse des transformateurs de puissance. Pour détecter une défaillance ou un défaut dans les bobines statoriques des machines électriques tournantes à partir des mesures SFRA, il est important de suivre rigoureusement la méthodologie de mesure établie afin d'assurer la reproductibilité, car cette méthode d'analyse est très sensible. En ce qui concerne l'utilité dans le cas de l'évaluation de la performance des bobines avec et sans DTI. On a besoin de plus d'essai pour valider la détection de dégradation de l'ISD dans une machine tournante où la mesure se fait sur un enroulement complet.

La technique de mesure SFRA est basée sur l'évaluation de l'impédance équivalente des bobines dans le domaine fréquentiel. Puisqu'une bobine peut être modélisée comme un circuit équivalent constitué d'un réseau complexe de capacités, de résistances et d'inductances, la réponse en fréquence est très spécifique. Ainsi, toute altération physique ou modification électrique de la bobine se traduit par une variation de la réponse en fréquence, qu'on peut détecter en comparant les mesures des essais avec celle de référence (bobine en bon état). Il est important de réaliser les essais SFRA minutieusement, car il s'agit d'une technique très sensible et basée sur une étude comparative. Les défauts de l'ISD sont clairement détectés dans la réponse en fréquence des bobines statoriques individuelles puisque l'amplitude et la phase sont modifiées. La valeur de résistance de défaut influe également sur tous les pics d'amplitude puisque l'influence de la résistance de défaut est détectée dans la réponse en fréquence.



## CHAPITRE 4

### MODÉLISATION ET SIMULATION D'UNE BOBINE D'ALTERNATEUR

#### 4.1 Introduction

La modélisation d'une bobine est nécessaire pour connaître le comportement de celle-ci. En effet, il a été étudié dans le but de caractériser la mesure SFRA effectuée en laboratoire.

Dans l'article de (Perisse et al., 2007), les auteurs ont effectué des simulations basées sur le modèle à paramètre localisé dit modèle de ligne de transmission multiconducteurs. Grâce à ces dernières, les auteurs ont montré que le vieillissement de l'isolation de la bobine est caractérisé par l'augmentation de la capacité entre spires. Nous nous servons de ses études pour pouvoir évaluer un modèle représentatif de bobine.

Dans ce chapitre, nous présentons un modèle analytique du circuit à paramètres localisés représentatif d'une bobine statorique sous l'environnement MATLAB afin de voir les paramètres qui peuvent influencer la réponse fréquentielle de la bobine, et par la suite comparer avec les mesures SFRA expérimentales faites sur une bobine du manufacturier B, qui servons à étudier la distribution de la tension dans la bobine.

#### 4.2 Description de la bobine du manufacturier B provenant du LGP à modéliser

C'est la bobine no 53 du manufacturier B en inventaire au LGP dont les paramètres qui ont servi à la modélisation et dont les résultats de la simulation ont été comparés aux mesures SFRA sur cette bobine. C'est une bobine neuve qui n'a subie aucune défaillance. Ses caractéristiques sont présentées à la section 3.3.2 et son schéma est illustré sur la Figure 3.5.

### 4.3 Modèle équivalent d'une bobine statorique en utilisant un circuit à paramètres localisés

Le modèle à paramètres localisés est un modèle qui consiste à diviser l'enroulement de la bobine en  $N$  sections, chaque section représentant une spire de la bobine. Les paramètres  $R$ ,  $L$ ,  $C$  représentent les composantes totales d'une spire. Les résistances ( $R$ ) et les inductances ( $L$ ) sont divisées en  $N$  parties égales, représentant le nombre de spires formant une bobine. Les capacités entre spires sont supposées être égales entre spires consécutives puisque l'épaisseur d'isolant est la même. La capacité à la masse est répartie en supposant que les capacités sont concentrées aux bornes de chaque spire.

Cette modélisation permet de représenter la bobine de manière et d'analyser les différents phénomènes de résonances qui se produisent dans la bobine. En utilisant ce modèle, il est possible de déterminer les fréquences de résonance caractéristiques.

En divisant la bobine en sections, on peut évaluer les résonances qui se produisent à chaque niveau de la bobine de manière spécifique. Cela permet d'obtenir une compréhension plus fine des phénomènes de résonance et par la suite comprendre le comportement de la bobine pour minimiser les risques de surtension et de dégradation.

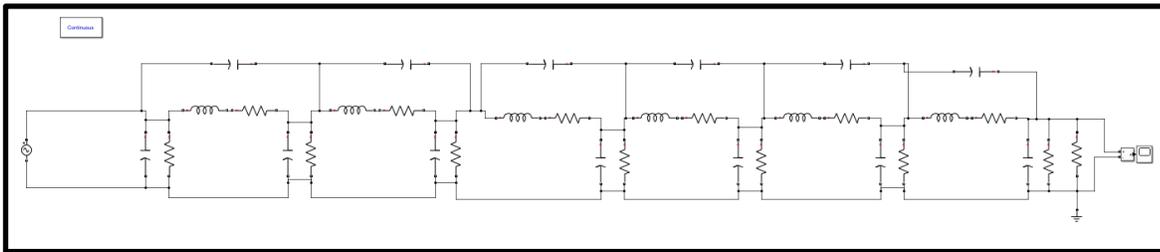


Figure 4.1 Circuit équivalent d'une bobine statorique en utilisant un modèle à paramètres localisés

La résistance peut être déterminée de manière analytique, tandis que les inductances et les capacités peuvent être calculées à l'aide de la méthode des éléments finis dans l'environnement Ansys-Maxwell, ainsi que par des calculs analytiques.

Dans cette approche, les valeurs de résistance sont déterminées à l'aide de méthodes analytiques, en tenant compte des dimensions et des propriétés matérielles de la bobine. Les inductances et les capacités, d'autre part, sont calculées en utilisant d'une part l'analyse numérique utilisant la méthode des éléments finis et d'autre part par des calculs analytiques. La méthode des éléments finis permet une représentation plus précise du comportement électromagnétique de la bobine, en tenant compte de la géométrie complexe et des propriétés des matériaux. Cette approche fournit une analyse complète des caractéristiques électriques de la bobine, en tenant compte à la fois des capacités distribuées et des inductances inter-spires.

#### **4.4 Modèle équivalent d'une bobine statorique en utilisant une ligne de transmission multiconducteurs**

Pour réaliser une prédiction précise de la distribution de la tension, il est crucial de mener une modélisation adéquate. Une approche utilisant la théorie des lignes de transmission multiconducteurs peut être employée à cet effet. La Figure 4.3 illustre un modèle de ligne de transmission multiconducteurs, où chaque ligne représente une spire, et chaque spire est composée de quatre régions consécutives (encoche-air-encoche-air). Les tensions  $V_1$  et  $V_2$  correspondent respectivement aux tensions aux bornes de la bobine, avec  $V_1$  étant la tension d'entrée et  $V_2$  la tension de sortie.

Étant donné que toutes les spires sont en parallèle les unes avec les autres, cette modélisation consiste à considérer chaque spire comme une ligne de transmission mono-conductrice, étroitement couplée à ses voisines. Lorsqu'une bobine est située dans une encoche, elle traverse deux zones distinctes (une dans l'air et une dans l'encoche). Les spires dans ce cas sont formées par plusieurs régions, comme illustré dans la Figure 4.2 créée dans l'environnement Simulink-Matlab. Chaque région est délimitée par les points P1, P2, P3 et P4, caractérisant le milieu dans lequel la bobine est placée, qu'il s'agisse de l'air ou de l'encoche en aluminium. Chaque numéro correspond au numéro de la spire. Dans notre étude, la bobine en question est composée de six spires. La tension d'entrée est  $V_1$ , tandis que la tension de sortie est  $V_2$ . La tension de sortie d'une spire est égale à la tension d'entrée de la spire qui la suit.

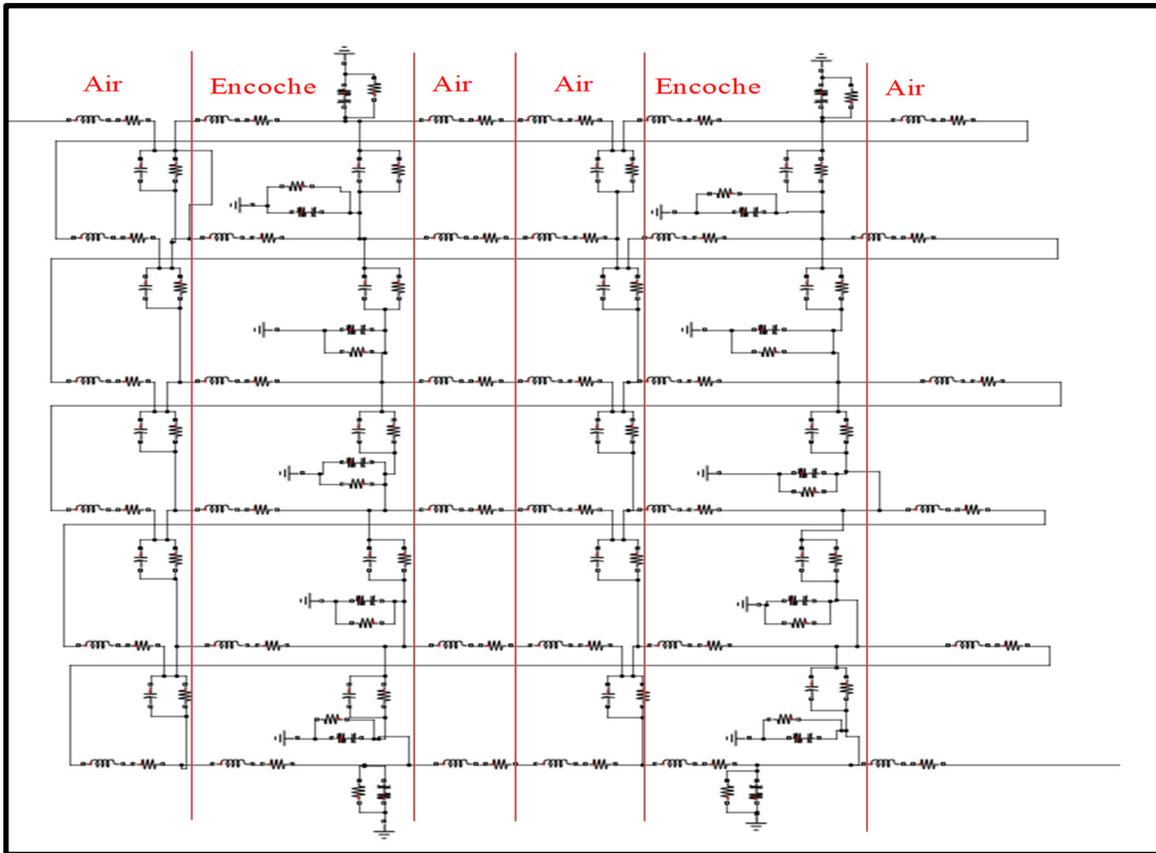


Figure 4.2 Circuit électrique fait sous l'environnement Simulink-Matlab

La modélisation d'une bobine en utilisant la théorie des lignes de transmission multi-conducteurs est illustré par la Figure 4.3. Chaque spire est raccordée à ses deux spires voisines sauf les spires d'extrémité qui sont reliée à une seule spire. Les spires de la bobine soumise à notre étude vont de 1 à 6. Et chacune des spires est délimitée par les segments  $i - i^*$ , où  $i$  représente le numéro de la spire.

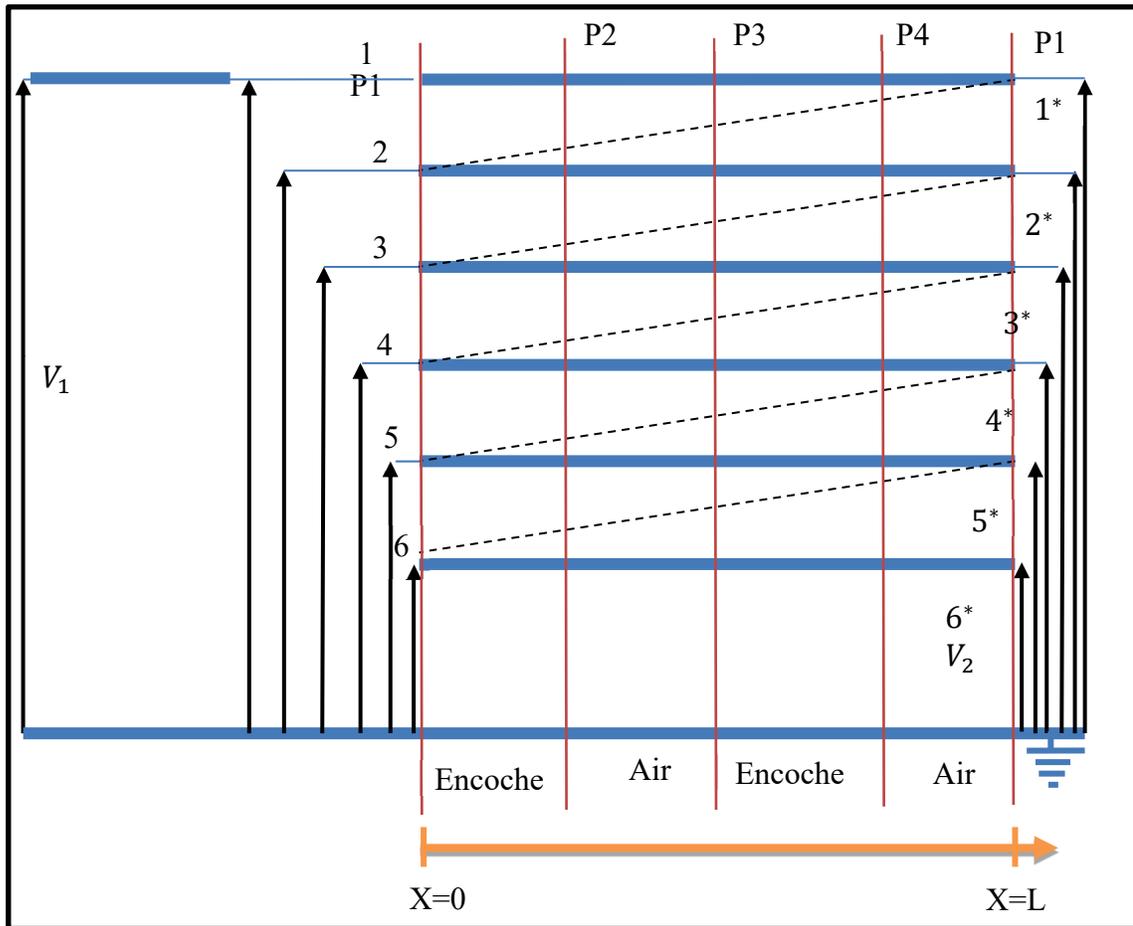


Figure 4.3 Modèle de ligne de transmission multiconducteur d'une bobine statorique

#### 4.5 Calcul des différents paramètres de la bobine du manufacturier B en utilisant le logiciel Ansys

Cette section décrit une modélisation d'une bobine individuelle du manufacturier B en 2D dans le logiciel Ansys Electronix Destop, afin de déterminer les paramètres équivalents du circuit RLC par la méthode des éléments finis.

Comme décrit dans le chapitre 2, la méthode analytique a été utilisée pour calculer les valeurs de l'inductance et de la capacité d'une bobine étudiée. L'avantage d'utiliser la méthode analytique est que l'interprétation physique des équations d'inductances et de capacités est claire et bien définie. Cependant, lorsque la configuration géométrique devient complexe, la

méthode analytique devient restreinte et peu utilisée. Par conséquent, la méthode d'analyse par éléments finis (FEA) peut être utilisée pour calculer les paramètres d'un enroulement en général, et ceci sans nécessiter de nombreux calculs complexes. Les résistances et les inductances, qui sont des fonctions de la fréquence, sont obtenues en tenant compte des effets de peau et de proximité. L'effet de peau, dans des conditions harmoniques quasi-stationnaires, est calculé par un système couplé d'équations différentielles et algébriques où le vecteur potentiel magnétique et la densité de courant imposé sont inconnus (Venegas et al., 2003); les valeurs du courant circulant dans les différents conducteurs de la bobine sont imposées.

Une fois que la géométrie et les matériaux sont définis, l'analyse peut être effectuée. La Figure 4.4 présente le modèle 2D de la géométrie réalisée dans l'environnement Ansys, ainsi que les différents matériaux qui le composent. Le solveur électrostatique est utilisé pour déterminer les valeurs des capacités, à la fois les capacités à la masse et les capacités entre les spires de la bobine. Par ailleurs, le solveur courant de Foucault est utilisé pour calculer les valeurs des résistances et des inductances propres et mutuelles de la bobine.

En d'autres termes, les résistances et les inductances sont calculées en analysant les champs harmoniques temporels tout en prenant en compte les effets de peau et de proximité, ainsi que la pénétration du flux magnétique dans le noyau de fer si applicable. D'autre part, la capacité est calculée en analysant le champ électrostatique dans les régions où se trouve la bobine.

Ces analyses utilisent des méthodes numériques avancées pour obtenir des valeurs précises des résistances, inductances et capacités, en prenant en considération les propriétés électromagnétiques du matériau et de la géométrie de la bobine.

En résumé, une fois que la géométrie et les matériaux de la bobine sont définis, des solveurs électrostatiques et courants de Foucault sont utilisés pour calculer les valeurs des résistances, inductances et capacités.

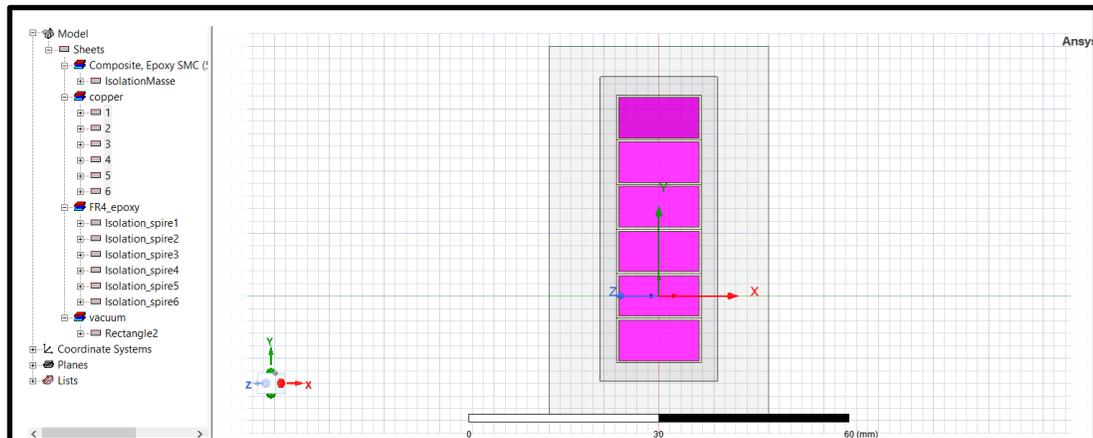


Figure 4.4 Schéma de la géométrie 2D de la bobine du manufacturier B faite dans le logiciel Ansys

Le Tableau 4.1 représente une comparaison de valeurs entre les paramètres calculer analytiquement et ceux calculer par le logiciel Ansys Electronix Desktop. Ces valeurs nous ont aidé à trouver les paramètres de notre simulation.

Tableau 4.1 Comparaison des paramètres calculés analytiquement et en utilisant le logiciel Ansys

	Valeurs analytiques	Valeurs Numériques
$R_S$ ( $\Omega$ ) Résistance d'une spire	2,65e-03	2,716e-3
$L_S$ (H) Inductance d'une spire	4,7e-06	5,6e-06
$C_I$ (F) Capacité inter-spire	380,15e-12	237,29e-12
$C_m$ (F) Capacité de la spire à la masse	117e-12	94,4e-12

Les valeurs des paramètres simulées sont les suivantes:

- ❖  $R_S$  ( $\Omega$ ) Résistance d'une spire 2,00e-03
- ❖  $L_S$  (H) Inductance d'une spire 4,7e-06
- ❖  $R_I$  ( $\Omega$ ) Résistance inter-spire 3,08e06
- ❖  $C_I$  (F) Capacité inter-spire 318,15e-12
- ❖  $C_m$  (F) Capacité à la masse 130e-12

#### 4.6 Résultats de simulation et interprétation des résultats de simulation de la réponse en fréquence de la bobine du manufacturier B

Cette section représente les résultats de simulations qui ont été effectués en utilisant un modèle de ligne de transmission multi-conducteurs.

Les différents figures illustrées sont entre autres :

- La comparaison des mesures SFRA expérimental et théorique sur une échelle linéaire voir : Figure 4.5
- La comparaison des mesures SFRA expérimental et théorique sur une échelle logarithmique : voir Figure 4.6
- L'influence de la valeur de la résistance entre spires sur la réponse en fréquence : voir Figure 4.7
- L'influence de la valeur de la capacité entre spires sur la réponse en fréquence : voir Figure 4.8

À partir des résultats obtenus dans la cette section, on constate tout d'abord que le modèle analytique de la bobine faite à l'aide de la théorie des lignes de transmission multi-conducteurs permet de quantifier le premier mode de résonance électrique de la bobine propre. Il en ressort que ce modèle est fonctionnel sur une plage de fréquence donnée.

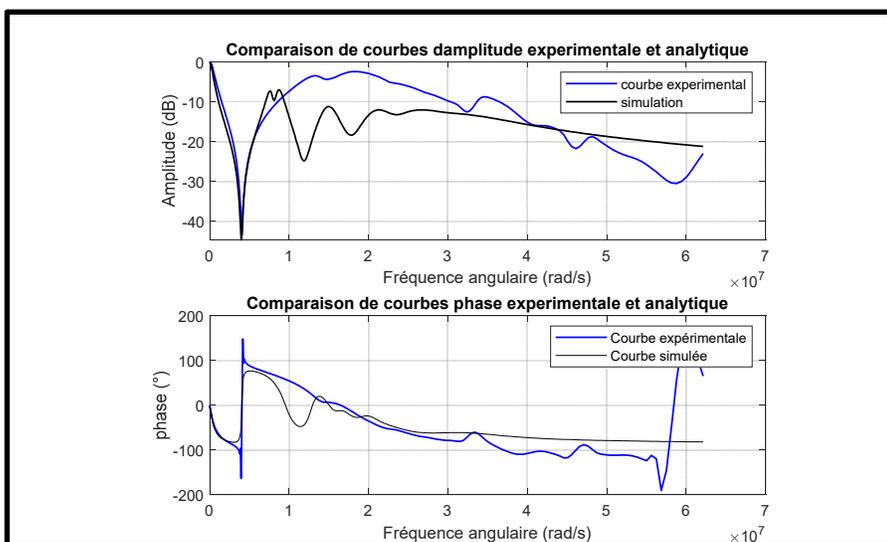


Figure 4.5 Comparaison des mesures SFRA expérimental et théorique sur une échelle linéaire

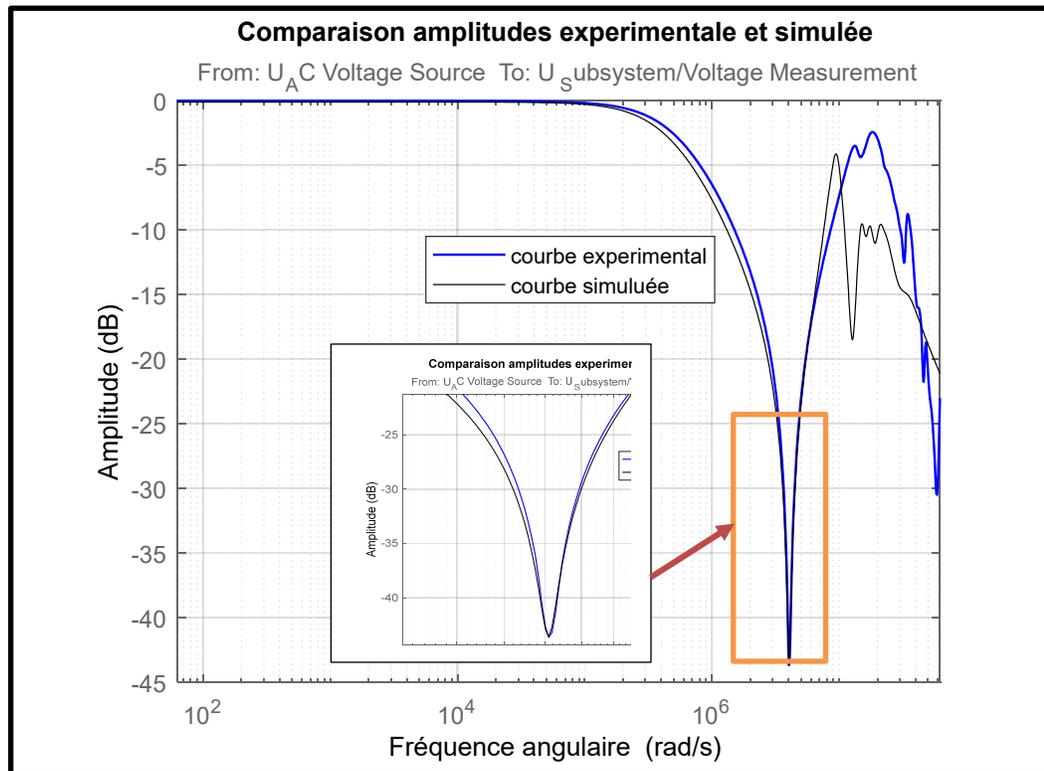


Figure 4.6 Comparaison des mesures SFRA sur une échelle logarithmique

La mesure du modèle réalisé dans l'environnement Simulink Matlab comme illustrée à la Figure 4.6 et Figure 4.5 donne un bon aperçu de la première fréquence de résonance. Cependant, ce modèle diverge des mesures expérimentales pour les fréquences de très hautes valeurs.

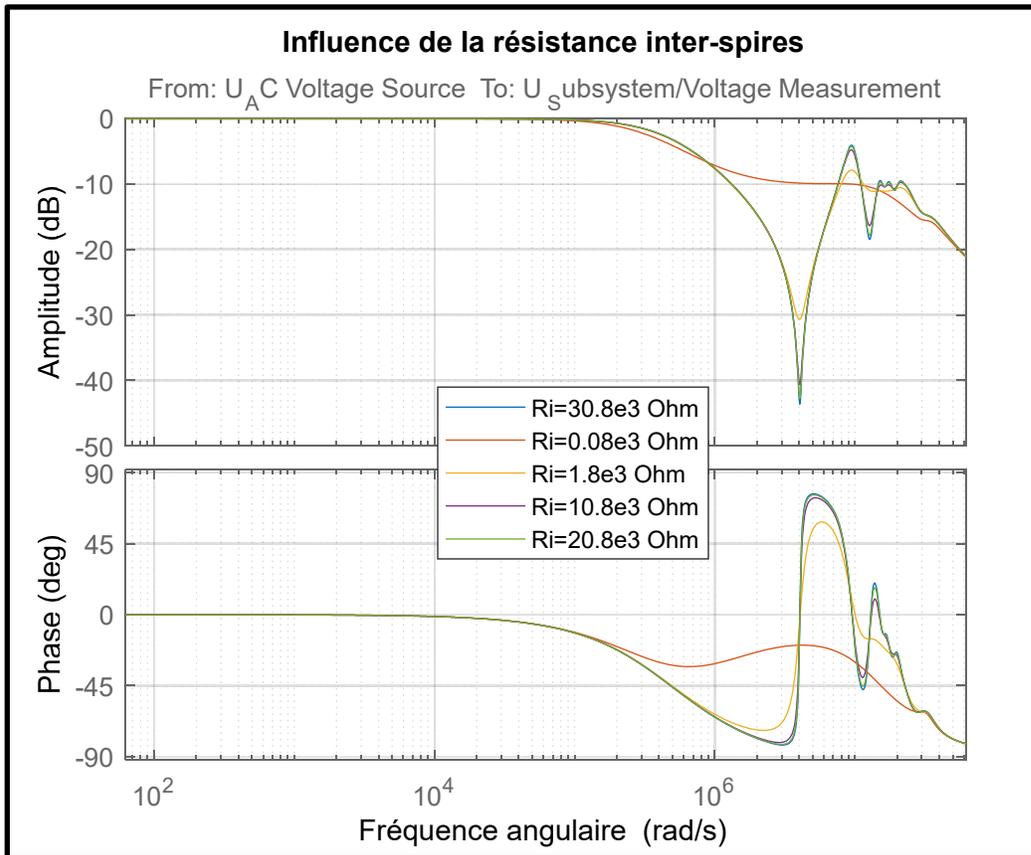


Figure 4.7 Influence de la valeur de la résistance entre spires sur la réponse en fréquence de la bobine sur échelle logarithmique

A partir de ce modèle, il est possible de voir l'influence des différents paramètres sur la réponse en fréquence. La Figure 4.7 illustre les courbes SFRA de la variation de la résistance entre spires. Il en ressort que les résistances entre spires exercent un écart d'amplitude de gain. On remarque que plus la résistance est petite, plus l'amplitude diminue. Pour les valeurs très faibles de résistance, on observe une perte de la fréquence de résonance, et l'on voit que la bobine se comporte comme un circuit purement capacitif (courbe de phase est négative).

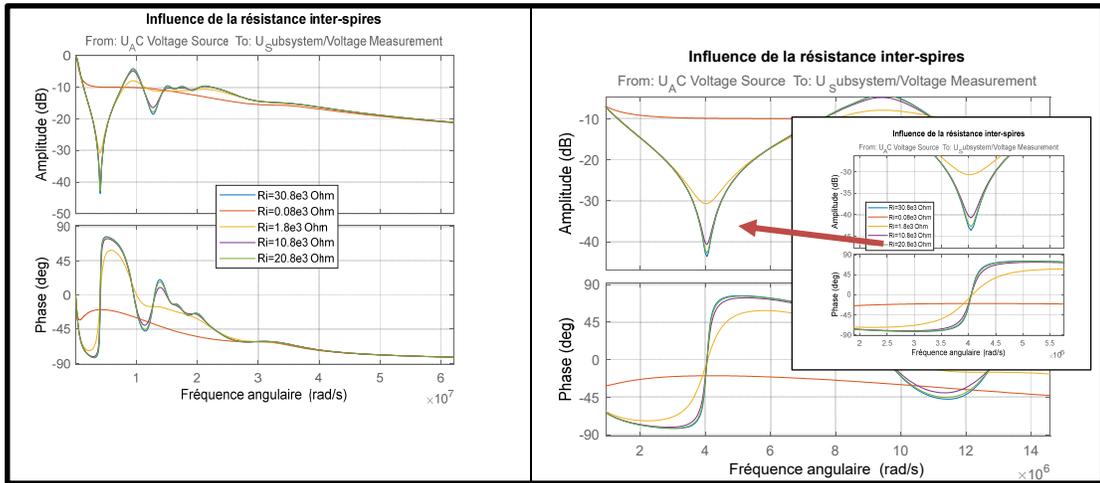


Figure 4.8 Influence de la valeur de la résistance entre spires sur la réponse en fréquence de la bobine sur échelle linéaire

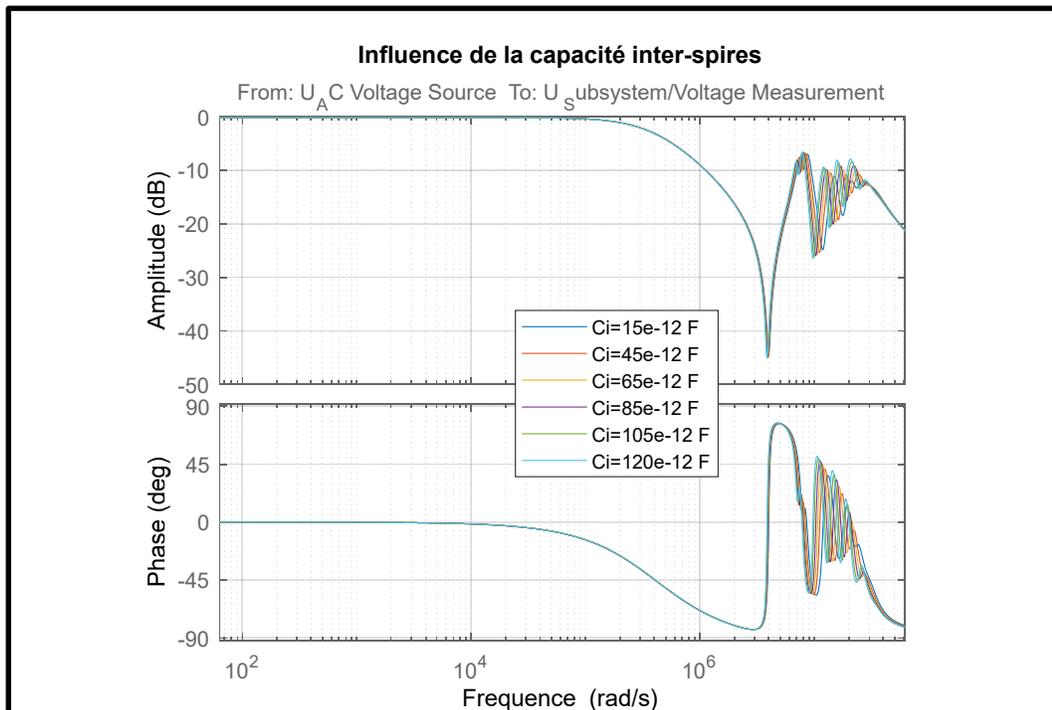


Figure 4.9 Influence de la valeur de la capacité entre spires sur la réponse en fréquence de la bobine sur une échelle logarithmique

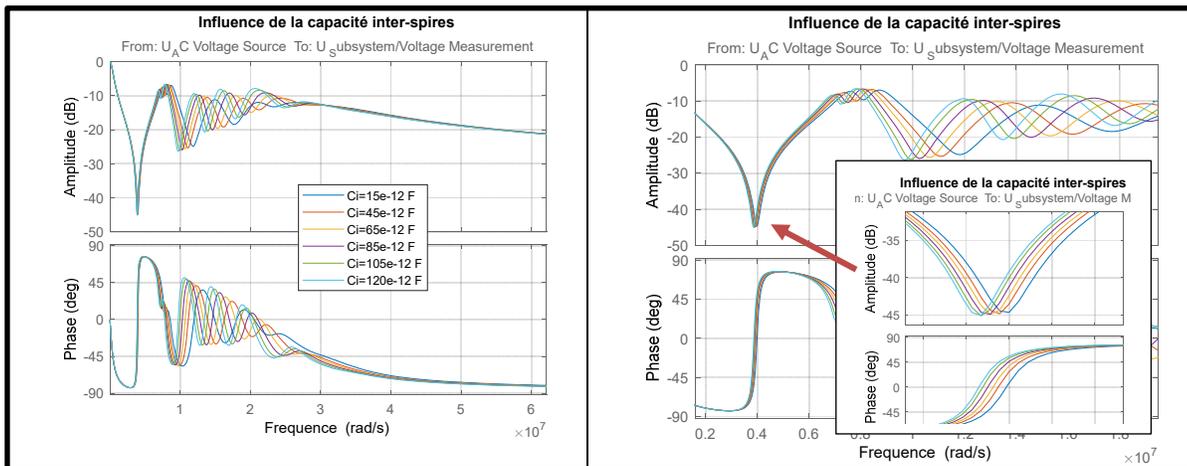


Figure 4.10 Influence de la valeur de la capacité entre spires sur la réponse en fréquence de la bobine sur une échelle linéaire

La Figure 4.9 quant à elle illustre l'influence de la valeur de la capacité entre spires. Il ressort que les capacités entre spires créent des déphasages sur les courbes de la réponse en fréquence. L'augmentation de la valeur de la capacité entre spires crée une diminution de la valeur de la fréquence de résonance.

En conclusion, la précision de ces paramètres localisés est d'une importance primordiale afin de garantir des résultats pertinents, surtout si une large gamme de fréquences est nécessaire. (Illias et al., 2012).

## 4.7 Conclusion

Nous avons présenté en détail deux approches de modélisation: le circuit à paramètres localisés et le circuit basé sur la théorie des lignes de transmission multiconducteurs qui est une version améliorée du modèle simple à paramètres localisés, utilisés pour modéliser une bobine statorique. Le modèle basé sur la théorie des lignes de transmission multiconducteurs permet de reproduire le phénomène de résonance électrique, mais seulement dans la plage de basses fréquences, à condition que les paramètres du circuit équivalent RLC soient correctement déterminés.

Il est important de souligner que ces modèles sont des outils puissants pour analyser le comportement électrique d'une bobine statorique et prédire les phénomènes de résonance associés. Cependant, il convient de noter que les modèles basés sur la théorie des lignes de transmission multiconducteurs présentent des limitations dans leur capacité à reproduire fidèlement les résonances à des fréquences élevées.

Dans ces modèles, les paramètres du circuit équivalent RLC jouent un rôle crucial. Il est essentiel de les déterminer avec précision pour obtenir des résultats cohérents et fiables. Des techniques d'identification des paramètres, telles que des mesures expérimentales ou des simulations avancées, peuvent être utilisées pour estimer les valeurs des composants du circuit équivalent.

En résumé, le modèle développé de bobine permettant ultérieurement d'analyser la distribution de la tension à l'intérieur de la bobine, en utilisant les mesures SFRA pour confirmer la validité de ce modèle. Cette approche contribue à améliorer la compréhension des contraintes électriques sur les bobines et peut avoir des implications significatives pour la fiabilité et la sécurité des machines électriques, en particulier dans le contexte des grandes machines hydroélectriques.



## CONCLUSION

Le travail a été structurée en quatre chapitres, le chapitre 1 portant sur la revue de la littérature, le chapitre 2 décrivant une étude théorique, le chapitre 3 présentant les études expérimentales faites sur la réponse en fréquence a l'IREQ et en fin le chapitre 4 expliquant les résultats de la modélisation et la simulation d'une bobine physique.

L'applicabilité de l'analyse de la réponse en fréquence pour la détection des défauts de l'ISD a été discutée pour les bobines individuelles statoriques inventoriée dans la base de données de l'IREQ.

La possibilité d'utiliser la mesure des réponses en fréquence SFRA sur les bobines statoriques d'alternateur est basée sur le processus de mesure et les expériences d'analyse de ce type de mesures sur les enroulements des transformateurs de puissance. Pour l'identification d'une éventuelle défaillance à partir des mesures SFRA sur les machines tournantes critiques/stratégiques, il est important de maintenir la méthodologie de mesure établie afin de maintenir la reproductibilité, et la répétabilité de la mesure. Pour une interprétation correcte des réponses mesurées, il faut créer une base de données contenant les mesures de référence des bobines qui servira d'empreinte digitale. Les facteurs importants qui impactent la mesure SFRA sont la connexion des câbles d'alimentation, la mise ou pas de la MALT, la résistance des connexions entre les brins de connexion sur les conducteurs de cuivre. Si des exigences données sont satisfaites, il est alors possible d'identifier l'état de défaut dans les bobines.

Bien que la technique SFRA ait été largement utilisée dans les transformateurs de puissance, son application sur les machines électriques est relativement nouvelle. Cette technique comparative permet de détecter des changements dans les paramètres de l'équipement qui peuvent passer inaperçus avec d'autres méthodes de diagnostic.

Puisque l'amplitude et la phase de la mesure SFRA à la fréquence de résonance sont affectées, alors il est clairement possible de détecter des défauts entre spires par la mesure de la réponse

en fréquence des bobines de stator individuelles. Des essais dans le bobinage du stator montrent, en premier lieu, que les défauts de l'ISD entraînent de légères modifications de la réponse en fréquence SFRA. La valeur de la résistance de défaut est un paramètre très important, car à mesure que sa valeur diminue, les modifications sur l'amplitude de la mesure SFRA sont plus importantes.

Plusieurs facteurs influencent la mesure c'est pour cette raison qu'il est important de maintenir une méthodologie de mesure établie pour avoir une même configuration d'essai. Ce ci conduira en fin de de compte à valider la reproductibilité, et la répétabilité de la mesure. Une interprétation correcte des réponses mesurées sera par la suite faite.

Une fois que les essais de répétabilité de la mesure ont été faits, les stimulations de défauts par insertion de résistance entre spire ont été faites dans le but de voir l'influence d'un défaut sur la mesure SFRA. Par la suite, la modélisation d'une bobine individuelle propre a été faite dans le but de pouvoir reproduire la mesure SFRA obtenue en expérimentation, et de voir l'influence des différents paramètres sur la réponse fréquentielle. Cependant, le modèle utilisé ne permet de reproduire la mesure SFRA des essais sur une bobine qu'en basse et moyenne fréquences.

## **RECOMMANDATIONS**

Pour les travaux futurs, il serait judicieux de voir dans quelle mesure, il est possible de modifier le modèle afin qu'il puisse mieux représenter les mesures expérimentales.

Dans un futur, il serait judicieux d'essayer des mesures avec divers appareils de mesure afin de faire une comparaison et tirer des conclusions générales.

En raison des résultats présentés, des suggestions de recherches supplémentaires sont justifiées, axées non seulement sur un critère défini pour la détection entre spires, mais également sur l'applicabilité future de SFRA dans la localisation des défauts entre spire.



## LISTE DE RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- NAlawady, A., Yousof, M., Azis, N., & Talib, M. (2020). Frequency response analysis technique for induction motor short circuit faults detection. *International Journal of Power Electronics and Drive Systems*, 11(3), 1653.
- Aravinda, G. A. T. N., Bandara, K., Jayantha, G. A., Kumara, J. R. S. S., & Fernando, M. A. R. M. (2017). Application of SFRA techniques to discriminate short circuit faults of transformer winding. Dans *2017 IEEE International Conference on Industrial and Information Systems (ICIIS)* (pp. 1-5). doi: 10.1109/ICIINFS.2017.8300409
- Association, I. S. (2013). IEEE Std C57. 149-2012, IEEE Guide for the Application and Interpretation of Frequency Response Analysis for Oil-Immersed Transformers. *IEEE Power Energy Soc*, 1-72.
- Azizi, D., & Gholami, A. (2014). Optimization of semiconductive coating and groundwall insulation layers in stator slot of HV generator. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 57, 384-391.
- Bagheri, M., Naderi, M. S., Blackburn, T., & Phung, T. (2013). Frequency response analysis and short-circuit impedance measurement in detection of winding deformation within power transformers. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 29(3), 33-40. doi: 10.1109/MEI.2013.6507412
- Barater, D., Immovilli, F., Soldati, A., Buticchi, G., Franceschini, G., Gerada, C., & Galea, M. (2017). Multistress Characterization of Fault Mechanisms in Aerospace Electric Actuators. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 53(2), 1106-1115. doi: 10.1109/TIA.2016.2633948
- Bartnikas, R., & Morin, R. (2004). Multi-stress aging of stator bars with electrical, thermal, and mechanical stresses as simultaneous acceleration factors. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 19(4), 702-714. doi: 10.1109/TEC.2004.832060
- Berry, P. J., & Hamdi, E. S. (2016). Monitoring the stator winding insulation condition of a large synchronous motor. Dans *2016 51st International Universities Power Engineering Conference (UPEC)* (pp. 1-6). doi: 10.1109/UPEC.2016.8114057
- Blázquez, F., Platero, C., Rebollo, E., & Blázquez, F. (2015). Field-winding fault detection in synchronous machines with static excitation through frequency response analysis. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 73, 229-239.
- Blázquez, F. R., Platero, C. A., Rebollo, E., & Blázquez, F. (2013). Evaluation of the applicability of FRA for inter-turn fault detection in stator windings. Dans *2013 9th IEEE International Symposium on Diagnostics for Electric Machines, Power*

*Electronics and Drives (SDEMPED)* (pp. 177-182). doi: 10.1109/DEMPED.2013.6645714

Bonnett, A. H. (1996). Analysis of the impact of pulse-width modulated inverter voltage waveforms on AC induction motors. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 32(2), 386-392. doi: 10.1109/28.491488

Boucenna, N., Costa, F., Hlioui, S., & Revol, B. (2016). Strategy for Predictive Modeling of the Common-Mode Impedance of the Stator Coils in AC Machines. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 63(12), 7360-7371. doi: 10.1109/TIE.2016.2594052

Bozsaky, D. (2010). The historical development of thermal insulation materials. *Periodica Polytechnica Architecture*, 41(2), 49-56.

Brandt, M., Gutten, M., Koltunowicz, T., & Zukowski, P. (2018). Analysis of winding fault in electric machines by frequency method. Dans *2018 ELEKTRO* (pp. 1-4). doi: 10.1109/ELEKTRO.2018.8398298

Bucci, G., Ciancetta, F., & Fiorucci, E. (2020). Apparatus for Online Continuous Diagnosis of Induction Motors Based on the SFRA Technique. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, 69(7), 4134-4144. doi: 10.1109/TIM.2019.2942172

C. M. Martin, Guerrero, J. M., P, G. M., & Platero, C. A. (2022). Ground Faults Location in Poles of Synchronous Machines Through Frequency Response Analysis. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 58(1), 113-122. doi: 10.1109/TIA.2021.3122412

Christian, J., & Feser, K. (2004). Procedures for detecting winding displacements in power transformers by the transfer function method. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 19(1), 214-220. doi: 10.1109/TPWRD.2003.820221

Cigre, W. (2011). A2. 34: "Guide for Transformer Maintenance". *Technical brochure*, 445.

Cigré, W. (2008). A2/26, "Mechanical condition assessment of transformer windings using Frequency Response Analysis (FRA)". *Electra*, 228.

Das, A., Sehgal, C., & Reddy, C. C. (2019). Investigations on Feasibility of Fault Detection in Underground Power Cables Using SFRA. Dans *2019 IEEE 4th International Conference on Condition Assessment Techniques in Electrical Systems (CATCON)* (pp. 1-4). doi: 10.1109/CATCON47128.2019.CN0015

David, E., & Lamarre, L. (2007). Low-frequency dielectric response of epoxy-mica insulated generator bars during multi-stress aging. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, 14(1), 212-226. doi: 10.1109/TDEI.2007.302890

- Dick, E. P., & Erven, C. C. (1978). Transformer Diagnostic Testing by Frequency Response Analysis. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-97*(6), 2144-2153. doi: 10.1109/TPAS.1978.354718
- Ghassemi, M. (2019). Accelerated insulation aging due to fast, repetitive voltages: A review identifying challenges and future research needs. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 26*(5), 1558-1568. doi: 10.1109/TDEI.2019.008176
- Grubic, S., Aller, J. M., Lu, B., & Habetler, T. G. (2008). A Survey on Testing and Monitoring Methods for Stator Insulation Systems of Low-Voltage Induction Machines Focusing on Turn Insulation Problems. *IEEE Transactions on Industrial Electronics, 55*(12), 4127-4136. doi: 10.1109/TIE.2008.2004665
- Guardado, J. L., & Cornick, K. J. (1996). Calculation of machine winding electrical parameters at high frequencies for switching transient studies. *IEEE Transactions on Energy Conversion, 11*(1), 33-40. doi: 10.1109/60.486573
- Gubbala, L., Jouanne, A. v., Enjeti, P., Singh, C., & Toliyat, H. (1995). Voltage distribution in the windings of an AC motor subjected to high dV/dt PWM voltages. Dans *Proceedings of PESC '95 - Power Electronics Specialist Conference* (Vol. 1, pp. 579-585 vol.571). doi: 10.1109/PESC.1995.474867
- Guerrero, J. M., Castilla, A. E., Fernández, J. A. S., & Platero, C. A. (2021). Transformer Oil Diagnosis Based on a Capacitive Sensor Frequency Response Analysis. *IEEE Access, 9*, 7576-7585. doi: 10.1109/ACCESS.2021.3049192
- Hélène Provencher, & Kirouac, M. (2022). Revue de littérature sur le vieillissement des enroulements statoriques de générateurs hydroélectriques. *Rapport IREQ*.
- Henao, H., Capolino, G. A., Fernandez-Cabanas, M., Filippetti, F., Bruzzese, C., Strangas, E., . . . Hedayati-Kia, S. (2014). Trends in Fault Diagnosis for Electrical Machines: A Review of Diagnostic Techniques. *IEEE Industrial Electronics Magazine, 8*(2), 31-42. doi: 10.1109/MIE.2013.2287651
- Hu, R., Wang, J., Mills, A. R., Chong, E., & Sun, Z. (2021). High-Frequency Voltage Injection Based Stator Interturn Fault Detection in Permanent Magnet Machines. *IEEE Transactions on Power Electronics, 36*(1), 785-794. doi: 10.1109/TPEL.2020.3005757
- IEEE. (2013). IEEE Guide for the Application and Interpretation of Frequency Response Analysis for Oil-Immersed Transformers. *Proceedings of the IEEE Std C57. 149-2012*, 1-72.

- IEEE Guide for the Application and Interpretation of Frequency Response Analysis for Oil-Immersed Transformers. (2013). *IEEE Std C57.149-2012*, 1-72. doi: 10.1109/IEEESTD.2013.6475950
- Illias, H. A., Bakar, A. H. A., Mokhlis, H., & Halim, S. A. (2012). Calculation of inductance and capacitance in power system transmission lines using finite element analysis method. *Obliczenia indukcyjności i pojemności linii przesyłowej z wykorzystaniem metody elementu skończonego*, 88(10 A), 278-283.
- Islam, S., & Ledwich, G. (1997). An equivalent circuit for calculation of interturn voltage distribution of stator windings in the presence of slot discharges. Dans *Proceedings of 5th International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials* (Vol. 1, pp. 507-510 vol.501). doi: 10.1109/ICPADM.1997.617648
- Khalilisenobari, R., & Sadeh, J. (2021). A Novel Numerical Index for Assessing Results of Frequency Response Analysis (FRA): an Experimental Study on Electrical Machines. Dans *2020 52nd North American Power Symposium (NAPS)* (pp. 1-6). doi: 10.1109/NAPS50074.2021.9449826
- Lamarre, L., & Picher, P. (2008). Impedance Characterization of Hydro Generator Stator Windings and Preliminary Results of FRA Analysis. Dans *Conference Record of the 2008 IEEE International Symposium on Electrical Insulation* (pp. 227-230). doi: 10.1109/ELINSL.2008.4570316
- Lévesque, M., Provencher, H., Hudon, C., Simard, A., & É, C.-R. (2023). Locating Stator Coil Dissection Sites Using Partial Discharge Probes. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 39(1), 17-25. doi: 10.1109/MEI.2023.9999635
- Mahdavi, S., & Hameyer, K. (2012). High frequency equivalent circuit model of the stator winding in electrical machines. Dans *2012 XXth International Conference on Electrical Machines* (pp. 1706-1711). doi: 10.1109/ICEIMach.2012.6350110
- Mayora, H., Alvarez, R., Bossio, G., & Calo, E. (2021a). Condition Assessment of Rotating Electrical Machines using SFRA-A Survey. Dans *2021 IEEE Electrical Insulation Conference (EIC)* (pp. 26-29). IEEE.
- Mayora, H., Alvarez, R., Bossio, G., & Calo, E. (2021). Condition Assessment of Rotating Electrical Machines using SFRA - A Survey. Dans *2021 IEEE Electrical Insulation Conference (EIC)* (pp. 26-29). doi: 10.1109/EIC49891.2021.9612397
- Mayora, H., Alvarez, R., Bossio, G., & Calo, E. (2021b). Condition Assessment of Rotating Electrical Machines using SFRA - A Survey. *IEEE Electrical Insulation Conference (EIC)*. doi: 10.1109/EIC49891.2021.9612397

- Mayora, H., Mugarra, A., Guerrero, J. M., & Platero, C. A. (2022). Synchronous Salient Poles Fault Localization by SFRA and Fault Diagram Method. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 1-9. doi: 10.1109/TEC.2022.3182817
- McDermid, W. (1993). Insulation systems and monitoring for stator windings of large rotating machines. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 9(4), 7-15. doi: 10.1109/57.223893
- McLaren, P., & Oraee, H. (1985). Multiconductor transmission-line model for the line-end coil of large AC machines. Dans *IEE Proceedings B (Electric Power Applications)* (Vol. 132, pp. 149-156). IET.
- Mellor, P., Wrobel, R., & Simpson, N. (2014). AC losses in high frequency electrical machine windings formed from large section conductors. Dans *2014 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)* (pp. 5563-5570). doi: 10.1109/ECCE.2014.6954163
- Mihaila, V., Duchesne, S., & Roger, D. (2011). A simulation method to predict the turn-to-turn voltage spikes in a PWM fed motor winding. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, 18(5), 1609-1615. doi: 10.1109/TDEI.2011.6032831
- Mihaila, V., Nguyen, Q., Duchesne, S., Velu, G., Roger, D., Malec, D., & Cambronne, J.-P. (2014). Solutions d'isolation électrique pour les machines fonctionnant à Hautes Températures.
- Mistry, R., Finley, W. R., Hashish, E., & Kreitzer, S. (2018). Rotating Machines: The Pros and Cons of Monitoring Devices. *IEEE Industry Applications Magazine*, 24(6), 44-55. doi: 10.1109/MIAS.2017.2740451
- Mohseni, B., Hashemnia, N., & Islam, S. (2016). Condition assessment of power transformer bushing using SFRA and DGA as auxiliary tools. Dans *2016 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON)* (pp. 1-4). doi: 10.1109/POWERCON.2016.7753973
- Moreira, A. F., Lipo, T. A., Venkataramanan, G., & Bernet, S. (2002). High-frequency modeling for cable and induction motor overvoltage studies in long cable drives. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 38(5), 1297-1306. doi: 10.1109/TIA.2002.802920
- Mugarra, A., Platero, C. A., Martínez, J. A., & Albizuri-Txurruka, U. (2020). Validity of Frequency Response Analysis (FRA) for Diagnosing Large Salient Poles of Synchronous Machines. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 56(1), 226-234. doi: 10.1109/TIA.2019.2949982
- Niu, F., Wang, Y., Huang, S., Wu, L., Huang, X., Fang, Y., & Yang, T. (2022). An Online Groundwall Insulation Monitoring Method Based on Transient Characteristics of

Leakage Current for Inverter-Fed Motors. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 37(8), 9745-9753. doi: 10.1109/TPEL.2022.3157571

Oyegoke, B. (2000). A comparative analysis of methods for calculating the transient voltage distribution within the stator winding of an electric machine subjected to steep-fronted surge. *Electrical Engineering*, 82(3), 173-182.

Perisse, F., Werynski, P., & Roger, D. (2007). A New Method for AC Machine Turn Insulation Diagnostic Based on High Frequency Resonances. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, 14(5), 1308-1315. doi: 10.1109/TDEI.2007.4339494

Persson, E. (1992). Transient effects in application of PWM inverters to induction motors. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 28(5), 1095-1101. doi: 10.1109/28.158834

Petrarca, C., Maffucci, A., Tucci, V., & Vitelli, M. (2004). Analysis of the voltage distribution in a motor stator winding subjected to steep-fronted surge voltages by means of a multiconductor lossy transmission line model. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 19(1), 7-17. doi: 10.1109/TEC.2003.821834

Platero, C., Blázquez, F., Blánquez, F., Rebollo, E., Batlle, B., & Fernandez-Sanchez, E. (2012). Application of Sweep Frequency Response Analysis (SFRA) for inter-turn detection of in medium-voltage coils manufacturing. Dans *44th International Conference on Large High Voltage Electric Systems* (Vol. 1, pp. 2012).

Platero, C. A., Blázquez, F., Frías, P., & Ramírez, D. (2011). Influence of Rotor Position in FRA Response for Detection of Insulation Failures in Salient-Pole Synchronous Machines. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 26(2), 671-676. doi: 10.1109/TEC.2011.2106214

Podoltsev, A., Kucheryavaya, I., & Lebedev, B. (2003). Analysis of effective resistance and eddy-current losses in multiturn winding of high-frequency magnetic components. *Magnetics, IEEE Transactions on*, 39, 539-548. doi: 10.1109/TMAG.2002.806337

Prakoso, M. H., & Maulana, R. F. (2019). Excessive Water Content Identifying Approach Using Sweep Frequency Response Analysis and Electrical Individual Test for Power Transformer. Dans *2019 International Conference on Technologies and Policies in Electric Power & Energy* (pp. 1-6). doi: 10.1109/IEEECONF48524.2019.9102568

Rehder, R., Draper, R., & Moore, B. (1996). How good is your motor insulation systems. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 12(4), 8-14.

Ryder, S. A. (2003). Diagnosing transformer faults using frequency response analysis. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 19(2), 16-22. doi: 10.1109/MEI.2003.1192032

- Sant'Ana, W. C., Salomon, C. P., Lambert-Torres, G., da Silva, L. E. B., Bonaldi, E. L., de Oliveira, L. E. d. L., & da Silva, J. G. B. (2016). Early detection of insulation failures on electric generators through online Frequency Response Analysis. *Electric Power Systems Research, 140*, 337-343.
- Secue, J., & Mombello, E. (2008). Sweep frequency response analysis (SFRA) for the assessment of winding displacements and deformation in power transformers. *Electric Power Systems Research, 78*(6), 1119-1128.
- Sharma, D. K., Rhudy, R. G., & Owen, E. L. (1986). Voltage Distribution among the Coils and Turns of a Form Wound AC Rotating Machine Exposed to Impulse Voltage. *IEEE Transactions on Energy Conversion, EC-1*(2), 50-60. doi: 10.1109/TEC.1986.4765700
- Sofian, D. M., Wang, Z., & Li, J. (2010). Interpretation of Transformer FRA Responses— Part II: Influence of Transformer Structure. *IEEE Transactions on Power Delivery, 25*(4), 2582-2589. doi: 10.1109/TPWRD.2010.2050342
- Soltani, R., David, E., Lamarre, L., & Lafortune, L. (2008). Effect of Humidity on Charge and Discharge Current of Large Rotating Machines Bar Insulation. Dans *Conference Record of the 2008 IEEE International Symposium on Electrical Insulation* (pp. 412-415). doi: 10.1109/ELINSL.2008.4570361
- Stone, G. C., Boulter, E. A., Culbert, I., & Dhirani, H. (2004). *Electrical insulation for rotating machines: design, evaluation, aging, testing, and repair* (Vol. 21). John Wiley & Sons.
- Stone, G. C., Boulter, E. A., Culbert, I., & Dhirani, H. (2004). *Electrical Insulation for Rotating Machines: Design, Evaluation, Aging, Testing, and Repair*. Wiley. Repéré à <https://books.google.ca/books?id=nxfiqMblF34C>
- Stone, G. C., Heeswijk, R. G. v., & Bartnikas, R. (1992). Investigation of the effect of repetitive voltage surges on epoxy insulation. *IEEE Transactions on Energy Conversion, 7*(4), 754-760. doi: 10.1109/60.182659
- Tallam, R. M., Lee, S. B., Stone, G. C., Kliman, G. B., Yoo, J., Habetler, T. G., & Harley, R. G. (2007). A Survey of Methods for Detection of Stator-Related Faults in Induction Machines. *IEEE Transactions on Industry Applications, 43*(4), 920-933. doi: 10.1109/TIA.2007.900448
- Tapani Jokinen, V. H., Juha Pyrhonen. (2013). *Design of Rotating Electrical Machines*. Repéré à <https://books.google.ca/books?id=4SUIAQAAQBAJ>
- Tenbohlen, S., Wimmer, R., Feser, K., Kraetge, A., Krüger, M., & Christian, J. (2007). The influence of grounding and connection technique on the repeatability of FRA-results. Dans *Proceedings of the XVth International Symposium on High Voltage Engineering, University of Ljubljana, Ljubljana, Slovenia*.

- Toulabi, M. S., Wang, L., Bieber, L., Filizadeh, S., & Jatskevich, J. (2019). A Universal High-Frequency Induction Machine Model and Characterization Method for Arbitrary Stator Winding Connections. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 34(3), 1164-1177. doi: 10.1109/TEC.2019.2891349
- Transformers—Part, P. (2012). 18: Measurement of Frequency Response. *IEC Standard*, 60076-60018.
- Venegas, V., Escarela, R., Mota, R., Melgoza, E., & Guardado, J. L. (2003). Calculation of electrical parameters for transient overvoltage studies on electrical machines. Dans *IEEE International Electric Machines and Drives Conference, 2003. IEMDC'03*. (Vol. 3, pp. 1978-1982 vol.1973). doi: 10.1109/IEMDC.2003.1210722
- Wang, M., Vandermaar, A. J., & Srivastava, K. D. (2005). Improved detection of power transformer winding movement by extending the FRA high frequency range. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 20(3), 1930-1938. doi: 10.1109/TPWRD.2005.848674
- Wang, P., Cavallini, A., & Montanari, G. C. (2014). The influence of repetitive square wave voltage parameters on enameled wire endurance. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, 21(3), 1276-1284. doi: 10.1109/TDEI.2014.6832275
- Wang, Z., Li, J., & Sofian, D. M. (2009). Interpretation of Transformer FRA Responses— Part I: Influence of Winding Structure. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 24(2), 703-710. doi: 10.1109/TPWRD.2009.2014485
- Werynski, P., Roger, D., Corton, R., & Brudny, J. F. (2006). Proposition of a new method for in-service monitoring of the aging of stator winding insulation in AC motors. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 21(3), 673-681. doi: 10.1109/TEC.2006.875465
- Wildi, T., & Sybille, Gilbert. . (2005). *Électrotechnique* (2 éd.). Repéré à <https://books.google.ca/books?id=XvOxoAEACAAJ>
- Xi, N., & Sullivan, C. R. (2003). An improved calculation of proximity-effect loss in high-frequency windings of round conductors. Dans *IEEE 34th Annual Conference on Power Electronics Specialist, 2003. PESC '03*. (Vol. 2, pp. 853-860 vol.852). doi: 10.1109/PESC.2003.1218168
- Zhao, Z., Chen, Y., Yu, Y., Han, M., Tang, C., & Yao, C. (2021). Equivalent Broadband Electrical Circuit of Synchronous Machine Winding for Frequency Response Analysis Based on Gray Box Model. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 36(4), 3512-3521. doi: 10.1109/TEC.2021.3081933